

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



**FIE**  
Facultad de  
Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética

## TRABAJO DE DIPLOMA

Título: Análisis de las protecciones de la barra y su relación con la estabilidad en la operación del SACSM

Autor: Dariel Jiménez Espín

Tutores: MSc. Ing. Emilio Francesena Bacallao

Ing. Rolando Pérez Gattorno

Consultante: Dr. C José A. González Cueto.

Santa Clara, Julio 2020  
Copyright©UCLV

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



**FIE**  
Facultad de  
Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética

## **TRABAJO DE DIPLOMA**

Title: Analysis of the protections of the bar and its relation with the stability in the operation of the SACSM

Author: Dariel Jiménez Espín

Thesis Director: MSc. Ing. Emilio Francesena Bacallao

Ing. Rolando Pérez Gattorno

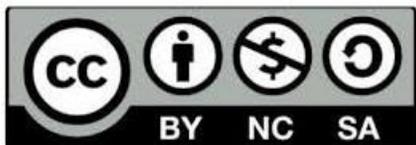
Consultante: Dr. C José A. González Cueto.

Santa Clara, Julio 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.: +53 01 42281503-1419

## DEDICATORIA

Por todos estos años de sacrificio, dedicación y esfuerzo, por todo su apoyo incondicional, dedico este trabajo a mis guías y refugio, las personas más importantes en mi vida.

**Mis padres y hermana.**

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar, quisiera agradecerle a mi tutor y amigo MSc. Ing. Emilio Francesena Bacallao por todo su tiempo y dedicación. Gracias por todos los conocimientos que me has brindado a lo largo de estos años.

Al Ing. Rolando Pérez Gatorno, por toda su ayuda y tiempo invertido en este proyecto, y en especial al Dr.C José A. González Cueto por toda la paciencia y sabiduría que transmite en todo momento.

A todos mis profesores, que, a lo largo de este camino, me han educado y formado como un verdadero profesional. A todos, mis respetos y agradecimientos.

A toda mi familia, esta victoria es para ustedes. Gracias por el sacrificio y preocupaciones. A mi mamá, por darme todo en la vida, a mi papá por su ayuda incondicional, a mi hermana por su ejemplo de fuerza, dedicación y perseverancia.

A mi segunda familia, Adianez y Flavia, gracias por todo su cariño y su apoyo, gracias desde lo más profundo de mi corazón por estar siempre presentes y ser mis confidentes y consejeras en todos estos años.

A mis amigos, que siempre se preocupan, aunque muchos estén lejos, un abrazo a todos.

A todos:

**Muchas gracias**

## RESUMEN

La estabilidad de un sistema eléctrico aislado depende del tiempo crítico de desconexión selectiva de las fallas, es por ello que la protección de barras ante fallas severas juega un papel fundamental.

Actualmente en la protección de barras de la subestación principal del Sistema Aislado Cayo Santa María, se utilizan zonas de interbloqueo y comparación direccional, con una lógica cableada a través de los relés digitales (P142-143), auxiliares, temporizadores e interruptores. Esta protección presenta considerables demoras en la transferencia de información y ha ocasionado disparos no selectivos en varias ocasiones, lo cual atenta contra la estabilidad del sistema y ocasiona pérdidas económicas considerables.

El objetivo del trabajo es proponer acciones para una respuesta de las protecciones de barra en un tiempo de limpieza que garantice la estabilidad ante fallas severas.

Tras evaluar el aislamiento de fallas en barras o muy cercanas a esta por la hoy llamada Protección Especial de Barra, se llegó a la conclusión, que presenta demoras de hasta 240 ms, lo que provoca la pérdida de estabilidad y/o malas condiciones de operación posteriores. Mediante estudios de estabilidad ante fallas en barras, se obtiene que el tiempo crítico de limpieza, que garantiza que el sistema se restablezca en las mejores condiciones posibles de operación, está en el orden de los 142 ms.

A partir de ahí, se proponen modificaciones en el sistema actual y se recomiendan otros esquemas de protección que pueden usarse, todos con el objetivo de lograr la mayor rapidez de operación y la selectividad requerida.

**Palabras Clave:** protección de barra, Sistema Aislado Cayo Santa María, Protección Especial de Barra, estabilidad, tiempo crítico de limpieza, selectividad.

# ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>CAPÍTULO 1. ESTABILIDAD EN SISTEMAS AISLADOS Y PROTECCIONES DE BARRAS.CONCEPTOS FUNDAMENTALES</b> .....	5
1.1 Sistema Eléctrico Aislado.....	5
1.2 Estabilidad.....	5
1.2.1 Importancia de los estudios de estabilidad .....	6
1.2.2 Clasificaciones de los tipos de estabilidad.....	7
1.2.3 Estabilidad de ángulo.....	7
1.2.4 Estabilidad de tensión .....	10
1.2.5 Estabilidad de frecuencia .....	11
1.3 Factores que afectan la estabilidad transitoria.....	12
1.3.1 Punto de operación .....	12
1.3.2 Tipo y localización de la falla .....	12
1.3.3 Tiempo de liberación de la falla .....	13
1.3.4 Forma de liberación de la falla.....	13
1.4 Obtención del tiempo crítico de limpieza en sistemas débiles .....	14
1.5 Esquemas de protección de barras. Tipos y características.....	14
1.5.1 Protección diferencial con relé de sobrecorriente .....	14
1.5.2 Protección diferencial de alta impedancia.....	16
1.5.3 Protección por porcentaje diferencial.....	17
1.5.4 Protección diferencial con acopladores lineales .....	19
1.5.5 Protección diferencial parcial .....	21
1.5.6 Protección de barras por zonas interbloqueadas.....	22
1.5.7 Protección de barra por arco eléctrico .....	25
1.6 Consideraciones finales del capítulo.....	26
<b>CAPÍTULO 2. SISTEMA AISLADO CAYO SANTA MARÍA. SUBETACIÓN PRINCIPAL Y CARACTERÍSTICAS DE SU PROTECCIÓN DE BARRAS. ANÁLISIS DE FALLAS</b> .....	27

2.1	Esquema de suministro .....	28
2.2	Regímenes de trabajo .....	29
2.3	Protecciones utilizadas en generación y alimentadores .....	31
2.3.1	Protecciones en celdas de Generación relacionadas con la PEB .....	32
2.3.2	Protecciones en celdas de Alimentadores relacionadas con la PEB .....	33
2.3.3	Protecciones en celda de Enlace de Barras relacionadas con la PEB .....	34
2.4	Características de los transformadores de corriente utilizados.....	34
2.5	Protección Especial de Barras. Características .....	36
2.6	Análisis de estabilidad ante fallas .....	39
2.6.1	Análisis de falla trifásica a tierra ocurrida el 21-ago-2019 .....	39
2.6.2	Análisis de falla trifásica a tierra en la Barra 2 .....	43
2.7	Consideraciones finales del capítulo.....	45
<b>CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DEL SACSM. OBTENCIÓN DEL TIEMPO CRÍTICO DE LIMPIEZA. MODIFICACIONES Y NUEVOS ESQUEMAS DE PROTECCIONES</b> .....		46
3.1	Obtención del tiempo crítico de limpieza para fallas en barra en la Subestación Principal del SACSM.....	46
3.2	Comportamiento del sistema ante una falla trifásica en la barra 2 en el régimen actual y con cargas redistribuidas. Análisis y comparaciones .....	52
3.3	Análisis de factores con un posible efecto en la correcta operación de la PEB.....	55
3.4	Propuesta de nuevos esquemas de protección de barra y modificaciones al existente.....	56
3.4.1	Protección por zonas de interbloqueo usando comunicación por mensajes GOOSE de la norma IEC 61850 .....	57
3.4.2	Protección de Arco supervisada con elemento sobrecorriente usando comunicación por mensajes GOOSE de la norma IEC 61850 .....	58
3.4.3	Protección diferencial de baja impedancia numérica. SEL-487B .....	60
3.4.4	Protección diferencial de baja impedancia numérica. ABB-REB670 .....	62
3.4.5	Comparación técnica y económica de propuestas. ....	65
3.5	Consideraciones finales del capítulo.....	66
<b>CONCLUSIONES</b> .....		68
<b>RECOMENDACIONES</b> .....		69

<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	70
<b>ANEXOS</b> .....	73
Anexo II.1. Lectura de consumo de un día típico de enero 2020 .....	73
Anexo II.2. Informe de disparo de interruptores en falla ocurrida el 21/8/2019 .....	74
Anexo II.3 Documentación de interruptores de potencia de la Subestación Principal del SACSM .....	74
Anexo II.4. Informe de falla ocurrida el 21/8/2019 .....	75
i. Fotografías referentes a la falla .....	75
ii. Datos obtenidos mediante oscilografías .....	76
Anexo III.1. Oscilaciones de Potencia en un Sistema Eléctrico de Potencia. Causas y efectos .....	79
Anexo III.2. Ajustes de protecciones de sobrecorriente de las máquinas del SACSM.....	80
i. Generadores Hyundai.....	80
ii. Generadores MTU Chinos .....	81
iii. Generadores MTU Alemania.....	84
iv. Generadores MAN .....	85
Anexo III.3. Pruebas para obtención del tiempo crítico de limpieza .....	86
i. Falla trifásica en la Barra 2, con un tiempo de limpieza de 200 ms.....	86
ii. Falla trifásica en la Barra 2, con un tiempo de limpieza de 170 ms.....	87
iii. Falla trifásica en la Barra 2, con un tiempo de limpieza de 120 ms .....	88
Anexo III.4. Análisis de efectos de las oscilaciones de potencia. Corrientes de oscilación y protecciones de las máquinas .....	89
Anexo III.5. Falla trifásica en la Barra 2, con un tiempo de limpieza de 220 ms sin DAF ni $df/dt$ .....	93
Anexo III.6. PEB. Principio de funcionamiento .....	95
Anexo III.7. SEL-487B. Características .....	96
Anexo III.8. REB670. Características .....	102

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos insulares son considerados sistemas de pequeño tamaño y están equipados total o parcialmente con grupos generadores de baja inercia (accionados por ejemplo con motores diésel o fuel-oil). Por ello las variaciones de parámetros como la frecuencia y ángulo del rotor de las máquinas, que se producen en caso de perturbaciones son muy superiores a las que se experimentan en sistemas fuertemente interconectados. Por otro lado, las redes eléctricas de los sistemas insulares están por lo general poco malladas y son de niveles de tensión inferiores a los de sistemas fuertemente interconectados. Debido a estas características se puede decir que la estabilidad en estos sistemas es un problema de primer orden.

La estabilidad de un sistema eléctrico de estas características depende en gran medida del tiempo crítico para la desconexión de la falla y de que esta sea limpiada de manera selectiva, para así lograr que el sistema retorne a un estado de equilibrio.

Los sistemas insulares aislados presentan diversas configuraciones, pero en su mayoría constan de una subestación principal, desde la cual se distribuye todo el suministro de energía al resto del sistema.

Dentro de esas subestaciones existen elementos llamados barras colectoras, que sirven para conectar varios circuitos en dicha subestación. La protección de las mismas es muy importante, ya que, aunque no sean tan frecuentes y diversas como en otros elementos, una falla en ellas, cualquiera que sea, puede llegar ocasionar disturbios muy severos en el sistema eléctrico de potencia y en el suministro de la energía eléctrica a los consumidores que se alimentan directamente de ellas o de otros componentes interconectados con las mismas.

Es por esto que la protección de las barras es un tema de vital importancia en una subestación ubicada en un sistema insular aislado, y deben realizarse estudios para lograr que estas actúen de manera selectiva y suficientemente rápido para lograr que el sistema no pierda su estabilidad ante una falla en una sección de las barras como la más crítica o cerca de ellas.

Con esto en mente es fácil inducir que en el Sistema Aislado de Cayo Santa María, donde existe solamente una subestación principal, como un nodo donde se vierte toda la

generación procedente de los generadores de distintas tecnologías y de donde parten todos los alimentadores para todos los consumidores del polo turístico del norte de Villa Clara, el problema planteado cobra dimensiones mayores, ya que una falla en una sección de estas barras provoca un serio disturbio en todo el sistema eléctrico, y de no ser desconectada a tiempo y de manera selectiva, puede provocar que el sistema se vuelva inestable y ocasionar un black-out que afecte a todas las dependencias relacionadas con la infraestructura del Cayo, como ya ha ocurrido en realidad.

En un trabajo anterior, realizado a petición de la Empresa Eléctrica Provincial de Villa Clara, se analizaron las protecciones de las barras de la subestación principal del Sistema Aislado Cayo Santa María y se llegó a la conclusión de que estas no eran selectivas. Para la resolución de ese problema se plantearon, luego de un estudio profundo, una serie de recomendaciones de cambios a las protecciones actuales y futuras inversiones para nuevas protecciones que actuaran de manera selectiva en dicho sistema; pero luego de un análisis se plantea como recomendación un estudio de estabilidad ante fallas en las barras de la subestación principal o muy cercanas, debido a que se estaba tratando de garantizar la selectividad sin tener en cuenta que el sistema podía volverse inestable con el tiempo de operación de las protecciones de barra o que intervienen en la desconexión de dicha falla.

A partir de estos antecedentes y teniendo en cuenta la solicitud de este estudio por parte de la Empresa Eléctrica Provincial de Villa Clara y particularmente de la Subdirección de Operaciones y el Departamento de Protecciones Eléctricas, el trabajo responde a la siguiente **interrogante científica**:

¿Cómo lograr que las protecciones de barra de la subestación principal del SACSM, actúen ante fallas en un tiempo que no afecte la estabilidad del sistema para distintos modos de operación actuales?

Para solucionar el problema científico se plantea el siguiente **objetivo general**:

- ✓ Proponer acciones para una respuesta de las protecciones de la barra de la subestación principal del SACSM en un tiempo de limpieza que garantice la estabilidad ante cortocircuitos.

Para cumplir con dicho objetivo se plantean los **objetivos específicos** siguientes:

- ✓ Describir los factores que afectan la estabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia y sus particularidades en sistemas aislados.
- ✓ Realizar la actualización del monolineal y regímenes de operación actuales del SACSM, para su simulación en el software Power System eXplorer (PSX).

- ✓ Evaluar la estabilidad del SACSM ante fallas en las barras de la subestación para los tiempos de limpieza de sus protecciones y posible análisis de los tiempos individuales que demora cada componente de dicha cadena de disparo.
- ✓ Proponer acciones en el sistema actual y/o recomendar nuevos esquemas, para lograr una operación más rápida de las protecciones en la de barra del SACSM.

Para dar cumplimiento a los objetivos planteados se definen las **tareas técnicas**:

- ✓ Estudio de las principales características de los sistemas aislados y los factores que influyen en la estabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia.
- ✓ Actualización del monolineal de la subestación del SACSM y detalles de los principales estados de carga y de generación típicos actuales, así como de los modelos dinámicos de las máquinas conectadas a dicho sistema.
- ✓ Estudio del esquema actual de protecciones usado en las secciones de barra y características de otros recomendados en trabajos anteriores. Análisis de fallas significativas que han desencadenado pérdida total o parcial de suministro en el sistema eléctrico de Cayo Santa María.
- ✓ Estudio de estabilidad para diferentes regímenes actuales y tiempos de operación de las protecciones de barra de la subestación principal del SACSM. Posible simulación de algunas fallas ocurridas.
- ✓ Cálculo del tiempo crítico de limpieza ante distintas fallas en las barras o muy cercanas a ellas en la subestación principal del SACSM y posible análisis de los tiempos individuales que demora cada componente de la cadena de disparo.
- ✓ Propuesta de acciones inmediatas sobre el sistema actual o posibles inversiones futuras, para mejorar el tiempo de respuesta de las protecciones ante fallas en las barras de la subestación principal para lograr la estabilidad del sistema.
- ✓ Confección del informe de la investigación según normativas vigentes en la actualidad.

#### **Organización del trabajo:**

En el presente trabajo se abordan diferentes aspectos relacionados con la protección de sistemas eléctricos aislados y su estabilidad, los cuales se muestran en el informe escrito, que contiene una **Introducción**, un **Desarrollo** agrupado en tres capítulos, **Conclusiones**, **Recomendaciones**, y por último la **Bibliografía** utilizada, así como **Anexos** para posible ampliación de la información brindada.

En el **Capítulo I** se hace un análisis bibliográfico debidamente referenciado de conceptos y teorías imprescindibles para el cumplimiento de los objetivos de este trabajo, haciendo

énfasis en las características de los sistemas aislados, en los diferentes estudios de estabilidad, sistemas de protección de barras utilizados, cadena de disparo típica de protecciones de barras para aislar la falla, tiempos promedio de retardo en cada elemento y obtención del tiempo crítico de limpieza total en tal sentido.

En el **Capítulo II** se describe la subestación del SACSM y sus regímenes de operación actuales típicos, sus características distintivas, posibles transferencias por secciones de barra y otros datos necesarios para el análisis; así como el esquema actual de protecciones usado en las secciones de barra y características de otros recomendados en trabajos anteriores. Se muestran además algunas fallas que han desencadenado pérdida total o parcial de suministro en el sistema eléctrico de Cayo Santa María.

En el **Capítulo III** se realizan las simulaciones en el PSX para el análisis de la estabilidad del sistema, según la operación prevista de las protecciones de la barra, deduciendo así los tiempos críticos de limpieza necesarios según el régimen de operación más crítico de los posibles reales típicos. Además, se proponen acciones en este sentido, ya sea desde el punto de vista de condicionantes en la operación del sistema o variaciones en el sistema de protección utilizada incluyendo la cadena de disparo.

Se exponen las **Conclusiones** sobre cada objetivo propuesto y se emiten **Recomendaciones**, fundamentalmente para trabajos inmediatos y futuros sobre la aplicación de las protecciones correctas y su ajuste en las barras de la subestación del SACSM, para lograr una respuesta que mejore la estabilidad del sistema ante cortocircuitos.

# **CAPÍTULO 1. ESTABILIDAD EN SISTEMAS AISLADOS Y PROTECCIONES DE BARRAS.CONCEPTOS FUNDAMENTALES**

## **Introducción**

En este capítulo se exponen toda una serie de aspectos teóricos, obtenidos a partir de un profundo análisis bibliográfico, que describen las principales características de un sistema eléctrico aislado, los principales conceptos y teorías relacionadas con la estabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia, así como los diferentes tipos de protecciones de barras usadas en subestaciones eléctricas.

### **1.1 Sistema Eléctrico Aislado**

Los sistemas eléctricos aislados están, como su propio nombre indica, aislados de grandes redes eléctricas y cuentan con un número muy limitado de grupos de generación. Se encuentran mayormente en islas y tienen una elevada sensibilidad ante la pérdida de un grupo generador, lo que provoca que, en condiciones normales, exista una variación en el equilibrio de potencia entre la demanda y la generación. Suelen ser sistemas equipados total o parcialmente con grupos de generadores diésel y/o fuel-oil por lo que presentan una baja inercia y la reserva rodante con la que cuentan los grupos puede no ser suficiente para cubrir la cantidad de potencia perdida por el grupo desconectado [1]. Por ello, las variaciones de frecuencia que se experimentan en casos de perturbaciones son muy superiores a las que se producen en sistemas fuertemente interconectados y si no son compensadas pueden producir el deslastre de cargas para evitar el colapso de la frecuencia [2].

### **1.2 Estabilidad**

La estabilidad de un sistema de potencia puede ser ampliamente definida como aquella propiedad de dicho sistema que le permite mantenerse en un estado de operación equilibrado bajo condiciones normales y recuperar un estado aceptable de equilibrio luego de ser sujeto a una perturbación [3]. Por otro lado, la estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas. El mecanismo por el cual máquinas sincrónicas interconectadas mantienen el sincronismo las unas a las otras es a través de fuerzas restauradoras, las

cuales actúan siempre que existan fuerzas tendentes a acelerar o desacelerar una o más máquinas con respecto a otras máquinas.

Tradicionalmente el problema de estabilidad se ha centrado en el mantenimiento de la operación sincronizada. Desde que los sistemas de potencia confiaron en las máquinas sincrónicas para la generación de electricidad, una condición necesaria para lograr la operación satisfactoria del sistema es que todas las máquinas sincrónicas se mantengan en sincronismo. Este aspecto de la estabilidad es influenciado por la dinámica de los ángulos de los rotores de los generadores y las relaciones potencia-ángulo [3],[4].

### **1.2.1 Importancia de los estudios de estabilidad**

La operación exitosa de un sistema de potencia depende en gran medida de la capacidad de proporcionar un servicio confiable e ininterrumpido a las cargas. Idealmente, las cargas deben alimentarse a una tensión y frecuencia constantes en todo momento, aun así, en la práctica, estas se deben mantener dentro de un rango de tolerancia para que los equipos tengan un óptimo funcionamiento. Una caída de tensión o una reducción de la frecuencia del sistema puede provocar que las cargas en los motores del sistema queden detenidas [5].

Como primer requerimiento para que un sistema de potencia sea confiable, es mantener los generadores sincrónicos funcionando en paralelo y que sean capaces de suplir la carga demandada. Si un solo generador sale de sincronismo puede producir grandes fluctuaciones de tensión y corriente y las líneas de transmisión pueden ser disparadas automáticamente por sus relés en lugares no deseados. Un segundo requerimiento es mantener la integridad de la red de transmisión y si se producen interrupciones en esta, se puede dificultar el flujo de potencia a las cargas. [5].

Si se considera la pérdida de un generador, los generadores restantes deben ser capaces de satisfacer la carga demandada; si se pierde una línea, la energía debe fluir por otro camino hacia las cargas. Cualquiera de estos cambios, involucra el cambio de un estado de operación a otra, en esa transición de estados puede perderse el sincronismo o producirse grandes oscilaciones crecientes en una o varias de las líneas de transmisión, lo cual ocasionaría un disparo en ella, es por tal razón, que dichos problemas deben ser tratados en los estudios de estabilidad [6].

### 1.2.2 Clasificaciones de los tipos de estabilidad

La estabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia es un problema único; sin embargo, no es práctico estudiarlo como tal. La inestabilidad de un sistema de potencia puede tomar diferentes formas, como puede apreciarse en la figura 1.1, y puede verse influida por una amplia gama de factores. El análisis de la estabilidad en diversas categorías apropiadas facilita en gran medida el análisis de los problemas de estabilidad, la identificación de factores esenciales que contribuyen a la inestabilidad y la formación de métodos para mejorar el funcionamiento estable. Estos se basan en las siguientes consideraciones [7]:

- ✓ La naturaleza física de la inestabilidad resultante;
- ✓ El tamaño de la perturbación considerada;
- ✓ Los dispositivos, los procesos y el intervalo de tiempo que deben tomarse en consideración para determinar la estabilidad;
- ✓ El método más adecuado de cálculo y predicción de estabilidad.

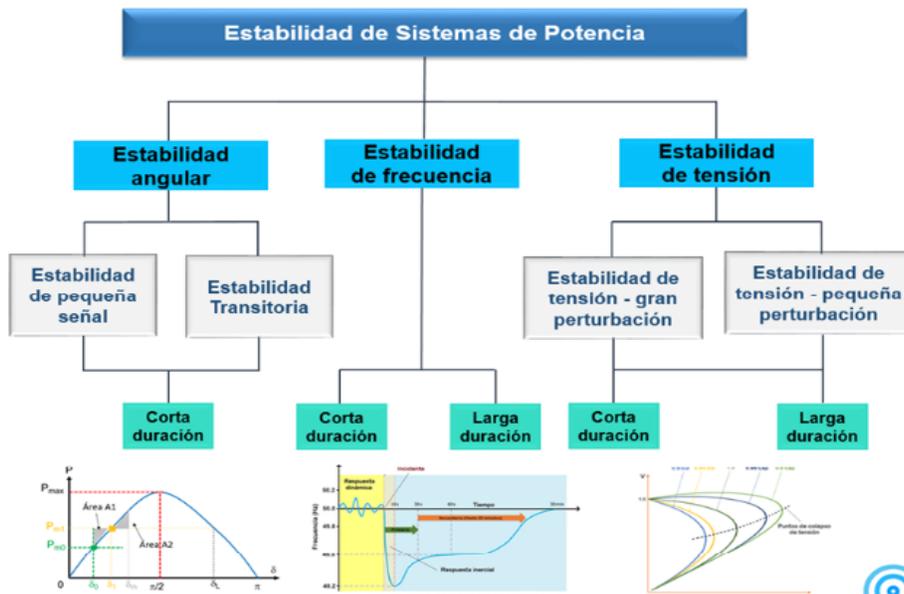


Figura 1.1 Clasificación de los tipos de estabilidad.

### 1.2.3 Estabilidad de ángulo

La estabilidad angular del rotor se refiere a la habilidad de las máquinas sincrónicas de un sistema de potencia interconectado de permanecer en sincronismo después de ser sometido a una perturbación. La estabilidad entonces depende de la habilidad para mantener o restablecer el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina sincrónica del sistema. La inestabilidad que puede resultar se produce en forma de

oscilaciones angulares crecientes de unos generadores, que conduce a la pérdida de sincronismo con otros generadores del sistema [8],[5].

El problema de la estabilidad angular del rotor implica el estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes a los sistemas de potencia. Un factor fundamental en este problema es la manera en que la salida de potencia eléctrica de la máquina sincrónica varía según el cambio del ángulo de su rotor. Bajo condiciones de estado estable, hay equilibrio entre el par mecánico de entrada y el par electromagnético de salida, y la velocidad se mantiene constante [9].

Si el sistema es perturbado, este equilibrio se altera, lo que resulta en la aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas de acuerdo a las leyes del movimiento de un cuerpo en rotación. Si un generador temporalmente gira más rápido que otro, la posición angular de su rotor avanzará en forma relativa al de la máquina más lenta. La diferencia angular resultante transfiere parte de la carga de la máquina lenta a la máquina rápida, dependiendo de la relación potencia ángulo. Esto tiende a reducir la diferencia de velocidad y por lo tanto la separación angular. La relación de potencia ángulo es altamente no lineal, por lo que más allá de un cierto límite, un aumento de la separación angular es acompañado por una disminución en la transferencia de potencia, de tal manera que la separación angular se incrementa aún más. Para cualquier situación dada, la estabilidad del sistema depende de si las desviaciones en las posiciones angulares de los rotores resultan en pares de restauración suficientes. La pérdida de sincronismo puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema, o entre grupos de máquinas, que mantienen el sincronismo dentro de cada grupo después de separarse el uno del otro [10].

Para mayor comodidad en el análisis y para obtener información válida sobre la naturaleza de los problemas de estabilidad, es útil separar la estabilidad angular del rotor en términos de las dos siguientes subcategorías:

#### **Estabilidad angular de pequeña señal**

Se refiere a la capacidad del sistema de potencia de mantener el sincronismo ante pequeñas perturbaciones, que se consideran lo suficientemente pequeñas como para permitir la linealización de las ecuaciones del sistema durante el análisis. La estabilidad de pequeña señal depende del estado de funcionamiento inicial del sistema [8].

La inestabilidad se puede manifestar de dos formas:

- Aumento en el ángulo del rotor, a través de un modo no oscilatorio o aperiódico, debido a la falta de par de sincronizante.
- Oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a la falta de suficiente par de amortiguación.

### **Estabilidad angular de gran señal**

Más comúnmente conocida como estabilidad transitoria, se refiere a la capacidad del sistema de potencia para mantener el sincronismo cuando se lo somete a una gran perturbación, como por ejemplo un cortocircuito en una línea de transmisión. La respuesta del sistema implica grandes excursiones del ángulo del rotor de los generadores y, al estar influenciada por la relación no lineal potencia ángulo, no permite la linealización del sistema de ecuaciones [8].

La estabilidad transitoria depende tanto del estado de funcionamiento inicial del sistema como de la severidad de la perturbación. La inestabilidad se manifiesta usualmente en forma de separación angular aperiódica, debido al par sincronizante insuficiente, y se hace visible en la primera oscilación. Sin embargo, en grandes sistemas de potencia, la inestabilidad transitoria no siempre ocurre como una inestabilidad de la primera oscilación asociada a un modo único, sino que podría ser el resultado de la superposición de un modo de oscilación inter-área lento y un modo local, causando una gran excursión del ángulo del rotor más allá de la primera oscilación [9].

Normalmente, el análisis de estabilidad transitoria es realizado usando una de las siguientes técnicas:

- Simulación en el dominio del tiempo: consiste en la resolución, mediante métodos numéricos, de las ecuaciones algebraico-diferenciales que modelan el sistema.
- Método directo: como pueden ser los basados en funciones de Lyapunov, o el criterio de áreas iguales.
- Método híbrido: el problema modelado puede ser resuelto mediante la inclusión del cálculo de las funciones de Lyapunov en las simulaciones en el dominio del tiempo.

Las simulaciones en el dominio del tiempo proporcionan la evolución de las variables del sistema con respecto al tiempo. Una práctica común para detectar la pérdida de sincronismo es verificar si la desviación del ángulo del rotor entre máquinas permanece dentro de un rango específico durante la simulación. Desafortunadamente, este rango es normalmente

establecido usando métodos heurísticos y pueden depender del tamaño del sistema. En la Tabla 1.1 se listan algunos de los valores que han sido propuestos en la literatura [11].

Tabla 1.1 Límites de desviación angular del rotor.

Referencia	Límite de la desviación del ángulo del rotor
[12], [13],[14]	$5\pi/9$
[15]	$2\pi/3$
[16]	$4\pi/5$
[17],[18]	$\pi$
[17]	$3\pi$

#### **1.2.4 Estabilidad de tensión**

Se refiere a la capacidad de un sistema de energía para mantener la tensión constante en todas las barras del mismo, después de ser sometido a una perturbación partiendo de una condición de operación inicial conocida. Esta capacidad está relacionada con la habilidad del sistema de mantener o restablecer el equilibrio entre la demanda y la generación. La inestabilidad que pueda resultar se manifiesta en forma de un descenso o aumento progresivo de las tensiones de algunas barras. Un posible resultado de la inestabilidad de tensión es la pérdida de carga en un área, el disparo de las protecciones de las líneas de transmisión o de otros elementos de protección que pueden llevar a interrupciones en cascada. Estas interrupciones pueden producir la pérdida de sincronismo de algunos generadores o la operación en condiciones que violan el límite de la corriente de campo de los mismos [8].

El principal factor causante de la inestabilidad por caída de tensión suele ser la carga que, en respuesta a una perturbación, tiende a restaurar la potencia consumida por la acción de ajuste del deslizamiento del motor, por los reguladores de tensión a nivel de la red de distribución, etc. Este intento por parte de la carga de restaurar la potencia consumida aumenta el consumo de potencia reactiva, provocando una reducción adicional de la tensión y, si se fuerza el sistema más allá de la capacidad de la red de transporte y de la generación conectada, puede desencadenar en un colapso de tensión [8].

La forma más común de la inestabilidad de tensión es la caída progresiva de las tensiones de barra. Sin embargo, el riesgo de inestabilidad por sobretensión también existe. Éste es causado por un comportamiento capacitivo de la red (líneas de transmisión operando por debajo de su potencia natural), así como por generadores y/o compensadores sincrónicos subexcitados para absorber el exceso de energía reactiva. En este caso, la inestabilidad se asocia con la incapacidad del sistema de transmisión y generación de operar por debajo de cierto nivel de carga. En su intento de restaurar la potencia demandada por la carga, las tomas de los reguladores automáticos de tensión de los transformadores cambian, produciendo inestabilidad de tensión de largo plazo [8], [9].

### **1.2.5 Estabilidad de frecuencia**

Se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener la frecuencia constante después de una perturbación severa, producida por un desequilibrio importante entre generación y carga, con la mínima pérdida involuntaria de la carga. La inestabilidad se manifiesta en la forma de oscilaciones de frecuencia sostenidas, que llevan a la desconexión de unidades generadoras y/o cargas [8].

La frecuencia del sistema está directamente relacionada con la velocidad rotacional de los generadores del sistema. En cada instante, la frecuencia depende del balance entre las cargas y la capacidad disponible de generación del sistema, por lo que una pérdida significativa de carga o de capacidad de generación puede provocar cambios en la frecuencia. La variación de frecuencia es muy poco común en sistemas eléctricos interconectados dada la naturaleza de los mismos, en cambio en sistemas aislados de la red, con pequeños equipos generadores o generadores muy cargados, un cambio en el equilibrio puede generar cambios importantes. Los efectos de este fenómeno se reflejan en cualquier dispositivo con motor o dispositivos de electrónica de potencia sensibles que dependan de un ciclo regular estable en la alimentación [19].

En sistemas aislados, grandes perturbaciones pueden provocar grandes excursiones de frecuencia, provocando que las magnitudes de los voltajes puedan cambiar significativamente, pues el sistema se descarga con la desconexión de cargas por baja frecuencia. Los cambios en la magnitud de los voltajes, que pueden ser mayores en porcentaje que los cambios de frecuencia, afectan el desequilibrio carga-generación. El alto voltaje que resulta de las condiciones anteriores puede causar un disparo indeseable del generador debido a los relés volts/Hertz erróneamente diseñados o coordinados. En un

sistema sobrecargado, el bajo voltaje puede causar una operación indeseable de los relés de impedancia [20].

### **1.3 Factores que afectan la estabilidad transitoria**

Se considera que entre los principales factores que afectan la estabilidad transitoria se encuentran [21]:

- ✓ Punto de operación.
- ✓ Tipo y localización de la falla.
- ✓ Tiempo de liberación de la falla.
- ✓ Forma de liberación de la falla.
- ✓ Robustez del sistema.

#### **1.3.1 Punto de operación**

La condición de operación del sistema en su conjunto y de las plantas en forma individual afectan de manera determinante el comportamiento dinámico de los generadores. Durante el periodo de demanda máxima, la red de transmisión debe soportar flujos de potencia más elevados, que acrecientan el consumo de potencia reactiva. En estas condiciones se demanda mayor potencia activa y reactiva de los generadores. Las posiciones angulares relativas de los rotores aumentan, con respecto a las condiciones de carga media o baja, disminuyendo los márgenes de estabilidad de estado estable. El sistema de potencia está más propenso a la pérdida de estabilidad al ocurrir un disturbio. Cuando la demanda es menor y disminuyen los flujos de potencia por la red, disminuye el consumo de potencia reactiva en las líneas de transmisión, aliviando en alguna medida, la carga de potencia reactiva de los generadores. La reserva de potencia reactiva disponible permite soportar mejor el impacto inicial de una falla [22].

#### **1.3.2 Tipo y localización de la falla**

Cualquiera que sea el origen del disturbio, se puede modelar como una falla. Estas pueden clasificarse genéricamente como fallas serie o fallas paralelo. En el primer tipo se involucran generalmente dos nodos, sin incluir la referencia, mientras que en el segundo tipo de falla se incluye una conexión a referencia o tierra. Desde el punto de vista de estabilidad, resultan más críticas las fallas paralelo, porque impiden en mayor medida la transmisión de potencia activa.

La gravedad de una falla será mayor en tanto provoque un desbalance de energía mayor entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica. Cada generador percibe el disturbio inicial con diferente intensidad, de acuerdo a la distancia eléctrica con respecto a la falla. Entre más cercano eléctricamente se encuentre un generador a la falla, mayor será su respuesta eléctrica y por lo tanto mayor será la energía acelerante que actúe sobre el rotor. Las acciones de los sistemas de control tienden a reducir la diferencia entre las potencias mecánica y eléctrica. Se llegará a una nueva condición cuando este equilibrio se restablezca, si éste no se alcanza se produce la pérdida de sincronismo [21].

### **1.3.3 Tiempo de liberación de la falla**

Durante el tiempo en que una falla es aplicada se reducen los voltajes de la red y se reduce la transmisión de potencia eléctrica de los generadores a las cargas. La potencia mecánica de los generadores no se reduce instantáneamente al nuevo valor de la potencia eléctrica y se produce una aceleración de la unidad. Mientras más tiempo dure aplicada una falla, más energía acelerante se le proporciona al generador. El tiempo crítico ( $t_c$ ) de liberación de una falla es aquel para el cual el caso es críticamente estable. Si la falla se libera después de  $t_c$  la unidad pierde estabilidad. El tiempo crítico de liberación de una falla, que es en sí un índice de estabilidad, se puede obtener para cada falla realizando múltiples estudios de estabilidad o por los métodos de la función de energía [21], [22].

### **1.3.4 Forma de liberación de la falla**

La forma en que se libera una falla tiene que ver básicamente con el comportamiento de los sistemas de protección de la red. Si éstos actúan conforme se espera, la liberación de una falla no debe tardar más de unos cuantos ciclos y solo se debe remover de la red al elemento fallado. La desconexión, en el caso de líneas de transmisión, puede ser momentánea si se emplean esquemas de disparo y recierre, o permanente si no se dispone de ellos. La desconexión momentánea permite recuperar la capacidad de transmisión inicial, con lo que se aumenta la posibilidad de regresar a estado estable, si la desconexión del elemento es permanente, no se dispone de la capacidad total de transmisión. El análisis de estabilidad debe considerar por lo tanto las características de los sistemas de protección existentes, incluyendo los modelos apropiados en las herramientas de simulación [22].

#### **1.4 Obtención del tiempo crítico de limpieza en sistemas débiles**

El cálculo de los tiempos críticos de limpieza o despeje de fallas en barras de las subestaciones de la red de transmisión de los sistemas débiles tiene por objeto identificar aquellos elementos de la red de transmisión que precisan ser equipados con protecciones y redundancias adecuados que aseguren el mantenimiento de la estabilidad del sistema en caso de falla [2].

El procedimiento de cálculo de los tiempos críticos de despeje en los sistemas débiles consiste en ir incrementando sucesivamente el tiempo de despeje de la falla hasta que el sistema sea inestable o que la frecuencia exhiba excursiones inadmisibles. Es preciso resaltar que en el procedimiento de cálculo seguido en los sistemas fuertes no se vigila la variación de frecuencia debido a que, al estar dicho sistema fuertemente interconectado, las variaciones de frecuencia debidas a una falla son pequeñas. Por el contrario, en los sistemas débiles dichas excursiones son muy elevadas como ya se menciona anteriormente [2].

#### **1.5 Esquemas de protección de barras. Tipos y características**

Las barras colectoras son el punto de unión de diferentes circuitos, incluyendo la generación. Una falla en estas provoca grandes niveles de corrientes de cortocircuito circulando por la barra y todos los elementos conectados a esta. Con el objetivo de limitar los esfuerzos mecánicos y eléctricos que se puedan presentar, así como las posibles afectaciones a la estabilidad del sistema, la protección de barras debe ser capaz de eliminar una falla lo más rápido posible y de forma selectiva.

Los esquemas de protección diferencial son los más usados para la protección de barras por las prestaciones y características que poseen, que permiten eliminar fallas selectivamente y en muy poco tiempo. Estas protecciones constituyen sistemas de protección absolutamente selectivos o “cerrados”, es decir, sistemas en los cuales la operación y la selectividad dependen únicamente de la comparación de las intensidades de cada uno de los extremos de la zona protegida [23].

##### **1.5.1 Protección diferencial con relé de sobrecorriente**

Una forma simple de proporcionar cierto grado de protección a una barra colectora es colocando un relé de sobrecorriente conectado en el secundario de los TC de manera diferencial. En la figura 1.2 se representa el esquema de protección diferencial para una barra con cuatro circuitos, en la cual se muestra la circulación de las corrientes hacia una

falla externa F, suponiendo que existen fuentes de generación en las líneas no falladas. Todos los TC están interconectados de tal forma, que para corriente de carga o para corriente que fluye hacia una falla externa más allá de los TC de cualquier circuito, no deberá fluir corriente a través de la bobina del relevador, suponiendo que los TC no tienen errores de relación o de ángulo de fase [24].

Preferiblemente, los TC deben presentar la misma relación y en caso de que esto no sea así se pudiera utilizar TC auxiliares lo que pudiera incrementar la carga del TC principal y hacer de la saturación un problema más serio.

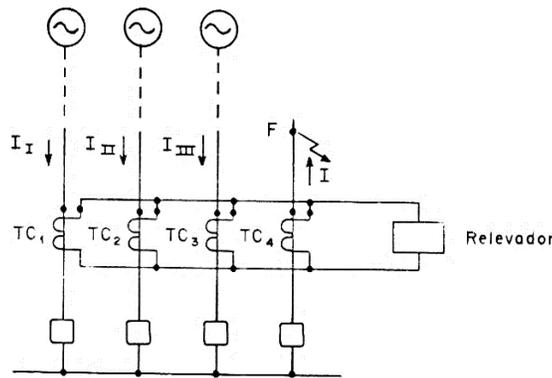


Figura 1.2: Protección diferencial con relé de sobrecorriente [24].

En la situación mostrada en la figura 1.2, el TC<sub>4</sub> tiene mayor tendencia a la saturación que los restantes. El valor máximo posible de la corriente diferencial de error ocurre cuando TC<sub>4</sub> se satura completamente, y los otros transformadores de corriente no se saturan. En la figura 1.3 se muestra el circuito equivalente de esta situación, donde TC<sub>1</sub>, TC<sub>2</sub> y TC<sub>3</sub> se comportan de manera ideal y TC<sub>4</sub> se considera tan saturado que se desprecia la impedancia de la rama de magnetización ( $Z_m = 0$ ) [24].

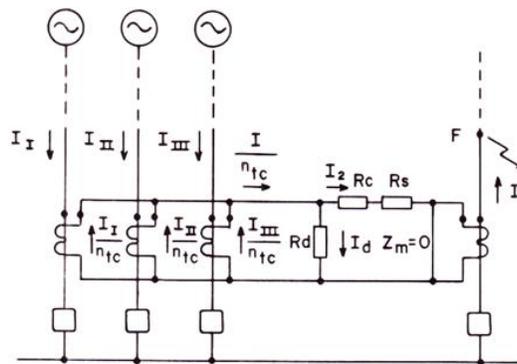


Figura 1.3: Circuito equivalente con TC4 totalmente saturado [24].

Para ajustar esta protección se determina la corriente de arranque del relé teniendo en cuenta la máxima corriente diferencial que puede circular por el relevador. En el caso de la comprobación de la sensibilidad se tiene en cuenta el cortocircuito interno mínimo.

### 1.5.2 Protección diferencial de alta impedancia

Esta protección se basa en el principio de que, si se aumenta la impedancia de la rama diferencial, para falla externa, la corriente diferencial de error es pequeña. Para lograr un alto valor de resistencia de esta rama se conecta una unidad de sobrevoltaje que representa una carga muy alta (entre 1000 y 2000 ohms) en la rama diferencial. El relé de sobrevoltaje de la figura 1.4 está conectado en serie con un filtro LC que es usado para limitar las falsas operaciones por el efecto de la componente aperiódica y los armónicos que pueden estar presentes cuando hay saturación severa de un TC [24],[25].

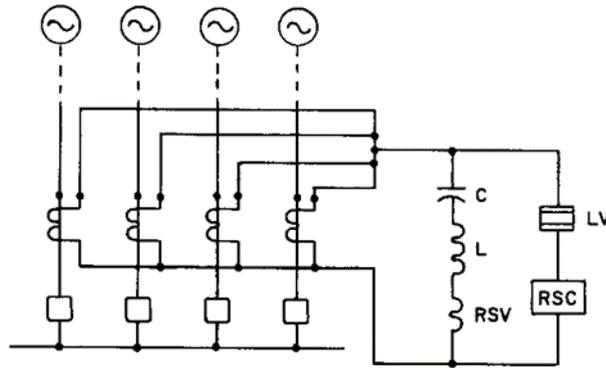


Figura 1.4: Protección diferencial de alta impedancia [24].

El esquema de protección diferencial de alta impedancia requiere que el valor de la resistencia de los conductores y la del secundario de los TC sea pequeño. Ello hace recomendable utilizar transformadores de corriente de resistencia de secundario baja, y hacer la conexión en paralelo de todos los transformadores en un punto equidistante de todos ellos. Los transformadores de corriente deben tener iguales relaciones de transformación para evitar la necesidad de utilizar transformadores de corriente auxiliares[24].

En condiciones normales de operación o en cortocircuito externo sin llegar a la saturación de algún TC, la corriente por la rama diferencial es aproximadamente cero lo que provoca una caída de tensión que no es suficiente para poner en marcha el relé de sobrevoltaje. Para falla externa y con saturación severa del TC del alimentador fallado, como la impedancia del

secundario del TC y de los conductores desde el TC hasta el punto de conexión es mucho menor que en la rama diferencial, la corriente diferencial de error es forzada a circular por los TC y no por la bobina de operación del relé provocando una caída de tensión pequeña lo que no ocasiona el disparo de la protección. Durante una falla interna, la suma de las corrientes por secundario de todos los TC circula por el relevador lo que genera que la caída de tensión en el relé de alta impedancia sea grande, haciendo que este opere.

Como el varistor se encuentra en paralelo con el relé, ante la presencia de altos voltajes, este disminuye su magnitud, haciendo pasar una considerable magnitud de corriente por su rama y disminuyendo así, la corriente que pasa por el relé de alta impedancia, haciendo que disminuya su tensión también. En serie con LV se coloca un relevador de sobrecorriente instantáneo RSC para acelerar la operación del esquema para fallas internas de altos valores de corriente; esto, además, implica cierta redundancia en el relevador, y eleva su fiabilidad. Este esquema tiene tiempos de operación entre 8 y 16 ms y de no tener el relé de sobrecorriente instantáneo su tiempo es de 20 a 30 ms [24].

Para el ajuste de la protección se tiene en cuenta que son dos elementos de protección los que hay en el esquema: uno de sobrevoltaje y otro de sobrecorriente, cada uno con sus particularidades. En ambos casos se necesita conocer la característica de excitación secundaria de los TC, las cuales pueden variar considerablemente dentro de la misma clase de precisión. Es posible que se requieran pruebas de excitación para determinar con precisión los valores utilizados para determinar la corriente mínima de sensibilidad [26].

### **1.5.3 Protección por porcentaje diferencial**

La protección de porcentaje diferencial, también llamada en ocasiones como protección de baja impedancia, brinda una correcta operación incluso con saturación severa de un TC. Este esquema posee elementos de retención o restricción y elementos de operación, los cuales provocan o evitan el disparo en dependencia de donde sea la falla.

Para este esquema se conecta un devanado de restricción a cada circuito que sea una fuente considerable de corriente de cortocircuito. En la figura 1.5a se muestra el esquema unifilar de la protección para una barra sencilla con generación en sus cuatro circuitos, por lo que se requiere un relevador con cuatro elementos de retención. En el caso de la figura 1.5b se han eliminado algunas fuentes de generación y se considera que la contribución de estos circuitos a una falla es muy pequeña lo que permite conectar los TC de dichos circuitos en paralelo. Los relevadores de porcentaje diferencial para protección de barras tienen por lo

general seis elementos de retención. Si la barra tiene más circuitos es necesario utilizar más de un relevador por fase [24].

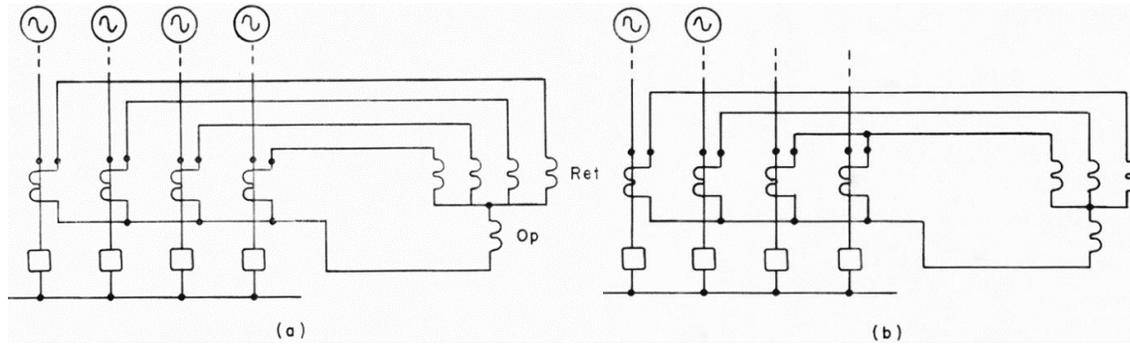


Figura 1.5: Protección de porcentaje diferencial [24].

La protección basa su funcionamiento en comparar básicamente dos corrientes; una que es la suma fasorial de las corrientes de los circuitos de la barra, denominada corriente de operación o corriente diferencial, y la otra que es la suma de las magnitudes o módulos de estas corrientes llamada corriente de retención. Las ecuaciones que determinan la corriente de operación y las posibles formas en que se puede formar la señal de retención, en esta última se incluyen “suma”, “promedio” y “máximo” de las corrientes de barra, como las más comunes, se muestran a continuación [27]:

- Corriente de operación o diferencial

$$I_{Op} = |\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \dots + \vec{I}_n| \quad (1.1)$$

- Corriente de retención

Suma de las corrientes de barra  $\rightarrow I_{ret} = |\vec{I}_1| + |\vec{I}_2| + \dots + |\vec{I}_n|$  (1.2)

Promedio de las corrientes de barra  $\rightarrow I_{ret} = \frac{1}{n} (|\vec{I}_1| + |\vec{I}_2| + \dots + |\vec{I}_n|)$  (1.3)

Máximo de las corrientes de barra  $\rightarrow I_{ret} = MAX(|\vec{I}_1|, |\vec{I}_2|, \dots, |\vec{I}_n|)$  (1.4)

Donde  $I_1$ ,  $I_2$  e  $I_n$  son las corrientes por secundario de los TC.

La característica de operación de la protección (figura 1.6) es una línea recta de pendiente K dada por la ecuación 1.5. Esta no parte desde el origen de coordenadas para evitar falsas operaciones por ausencia o pequeño valor de corriente de retención.

$$I_{opa} = K \cdot I_{ret} + I_{opa \min} \quad (1.5)$$

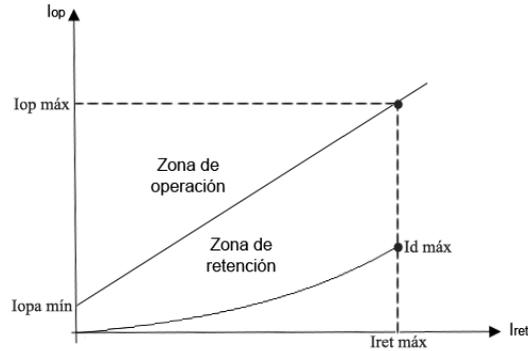


Figura 1.6: Característica de operación de la protección de porcentaje diferencial.

Actualmente, los relés modernos de baja impedancia no necesitan de TC exclusivos para el esquema y eliminan la necesidad de usar TC con igual relación ya que internamente se produce una compensación de la relación de transformación de los TC [28] . Esta característica hace de esta protección una solución factible en aquellas subestaciones con TC de diferentes relaciones. Se ha desarrollado un método avanzado de protección de porcentaje diferencial en el cual, además de realizarse la compensación interna de los TC de diferentes relaciones, también se permite la configuración de zonas dinámicas con la cual el relé discrimina correctamente la operación cuando se manipulan seccionadores en los circuitos.

#### 1.5.4 Protección diferencial con acopladores lineales

La utilización de transformadores de corriente con núcleo de aire o con entrehierro constituye una solución al problema de los errores por saturación en los esquemas de protección diferencial de barras. Un acoplador lineal consiste en un devanado dispuesto sobre un núcleo toroidal de material no ferromagnético, que es el devanado secundario; el primario está formado por el propio conductor de la fase de la línea, que se hace pasar por el interior del toroide. Dado el bajo nivel de acoplamiento magnético entre primario y secundario, este tiene un número de vueltas elevado y se comporta como un devanado de potencial, de modo que el acoplador lineal hace una conversión corriente-voltaje. En estos tipos de TC la corriente secundaria puede llegar a ser muy pequeña, debido a que la fuerza magnetomotriz primaria es consumida en la magnetización del núcleo [24].

Los acopladores lineales de todos los circuitos asociados a la barra, se conectan en serie, como se observa en la figura 1.7, y producen un voltaje de salida en sus terminales proporcional a la corriente primaria de cada uno. El relevador usado es de sobrevoltaje al igual que en el esquema de alta impedancia.

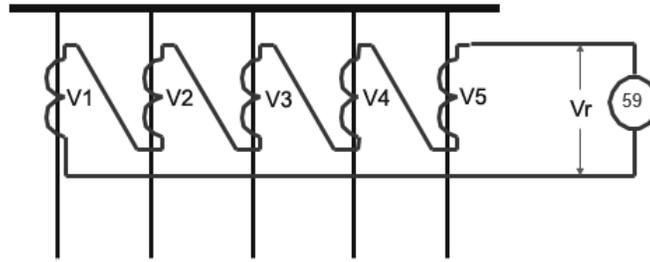


Figura 1.7: Protección de barra con acopladores lineales [28].

La tensión en el secundario de cada acoplador lineal está dada por la siguiente ecuación:

$$V_{sec} = I_{prim} \cdot X_m \quad (1.6)$$

Donde  $X_m$  es la reactancia mutua del acoplador lineal, que ha sido diseñada para ser de  $0,005 \Omega$  a 60 Hz. De ese modo, un voltaje secundario de 5 V se induce por cada 1000 amperes primarios [28].

Para determinar el voltaje a través del relevador se aplica la segunda Ley de Kirchhoff o Ley de Kirchhoff de Voltajes (LKV), sumando las tensiones en el secundario de los TC como indica la ecuación siguiente:

$$V_r = \sum V_{sec} = \sum I_{prim} \cdot X_m \quad (1.7)$$

En condición nominal de operación del sistema o para un cortocircuito externo, el voltaje resultante en el relevador de sobrevoltaje es aproximadamente cero lo que no resulta en una operación del relé. Para fallas en barra, las corrientes fluyen hacia esta y el voltaje en los terminales del relé es la suma de la tensión de los acopladores produciéndose el disparo de la protección. Ambas condiciones se muestran en la figura 1.8, en la cual se supone que no hay aporte de algunas líneas al fallo.

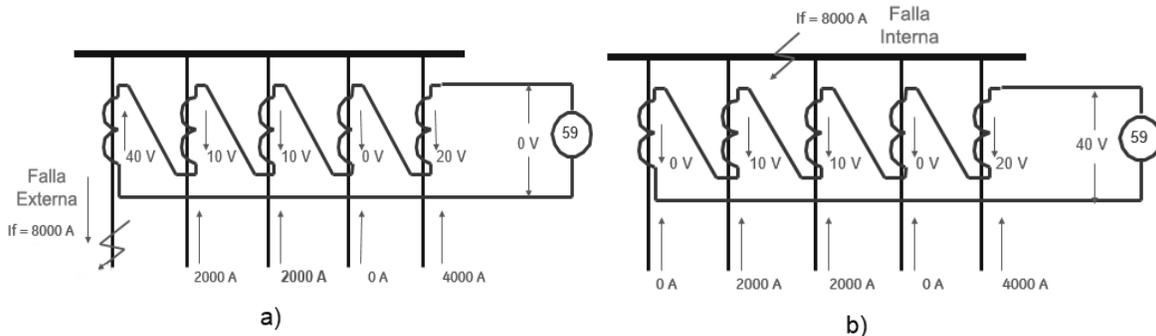


Figura 1.8: Operación de la protección de barra con acopladores lineales [28]: a) Para cortocircuito externo. b) Para cortocircuito interno

Para ajustar la protección se calcula el voltaje mínimo de operación teniendo en cuenta que este debe ser mayor que la tensión secundaria que aparece en el relevador debido a una falla externa máxima.

La protección diferencial con acopladores lineales es muy simple, fiable, de fácil mantenimiento y maniobrabilidad, y se puede aplicar a un número ilimitado de circuitos. El tiempo de operación es de menos de 16 ms, lo que la hace una protección de barras que cumple con el requerimiento de limpiar una falla lo más rápido posible. El inconveniente que posee son los propios acopladores lineales, los cuales no pueden ser usados en otros esquemas de protección [29].

### **1.5.5 Protección diferencial parcial**

El esquema diferencial parcial se usa con frecuencia para brindar protección a las barras en subestaciones industriales y de distribución de baja tensión. Es aplicable cuando hay circuitos de alimentación que (1) suministran corrientes despreciables a fallas en barra y (2) no tienen TC adecuados o convenientes para una aplicación diferencial completa [29].

Este esquema es una modificación de la protección diferencial con relé de sobrecorriente, en la cual sólo se conectan en paralelo los TC de las fuentes de generación de las barras, ya sea por ausencia de estos en los alimentadores de carga o porque los existentes no cumplen con los requisitos para ser usados en el esquema diferencial. En ocasiones este esquema es usado como respaldo de las protecciones de barra y de los alimentadores.

La figura 1.9 representa dos esquemas aplicados a una barra simple seccionalizada con interruptor de enlace [24],[25]. Los esquemas de protección diferencial parcial utilizan relés de sobrecorriente de tiempo inverso. Cada relé proporciona protección primaria a su sección de barra correspondiente y protección de respaldo a los alimentadores conectados a esta sección de barra. Por lo tanto, cada relé de sobrecorriente debe coordinarse con los relés de sobrecorriente de estos alimentadores. El resultado es la eliminación de fallos de la barra con retardo de tiempo. Deben tener, también, una corriente de puesta en trabajo más elevada que la corriente total de carga máxima de todos los circuitos de la fuente [26].

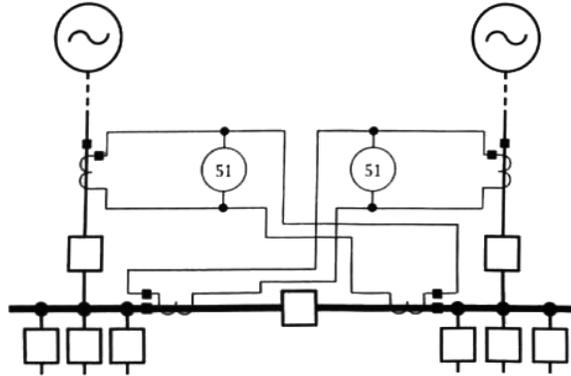


Figura 1.9: Protección diferencial parcial [26].

Para fallas en la fuente o en la otra sección de barra la suma de las corrientes a través del relevador es aproximadamente cero y no hay disparo. En caso de que el fallo sea en uno de los alimentadores de la sección de barra protegida debe existir una coordinación en tiempo con el relé del alimentador fallado, como ya se vio anteriormente, para evitar disparos indeseados. En caso de una falla en barra la suma de las corrientes que circulan por el relevador dejará de ser cero y se produce la operación de la protección.

### 1.5.6 Protección de barras por zonas interbloqueadas

Una alternativa a la protección diferencial de barra es un esquema de zona interbloqueada o por zonas de bloqueo, que utiliza la información de los relés en cada uno de los circuitos derivados de la barra para determinar si una falla es interna o externa a esta. Para barras con múltiples fuentes, el esquema requiere relés direccionales en los circuitos de fuente. En sistemas radiales, el esquema sólo requiere relés de sobrecorriente. Para implementar este esquema con los dispositivos existentes, se usan los elementos direccionales y de sobrecorriente disponibles en los relés multifuncionales de cada circuito derivado [26].

El rendimiento de este esquema es casi independiente de la relación, las características y el rendimiento de los TC. Esta independencia sustancial hace que el esquema sea adecuado para subestaciones que tienen TC de diferentes tipos y/o relaciones, especialmente cuando no se requiere una alta velocidad de operación. Sin embargo, en aplicaciones con TC de muy bajo rating de voltaje, la saturación del TC puede causar un mal funcionamiento del esquema para fallas externas. Este esquema sólo es aplicable para configuraciones de interruptor simple, requiere un pequeño retraso de tiempo para la coordinación con los elementos de bloqueo y es más complejo que un esquema diferencial de barras [26].

Dos de los métodos utilizados para lograr el intercambio de señales entre los relevadores de los circuitos de entrada de generación y de salida de carga son [30]:

1. Una lógica cableada a partir relés auxiliares tales como temporizadores, magnéticos, entre otros.
2. Comunicación a través de mensajes GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Event) de la norma IEC 61850.

### Principio de funcionamiento

El principio de funcionamiento de este esquema, ya sea con relés electromecánicos o basados en microprocesador, es básicamente el mismo y tiene como base el bloqueo de las protecciones de los circuitos de fuente cuando la falla es en un alimentador de salida. En la figura 1.10 se representa un esquema típico de una protección por zonas de bloqueo en un sistema con dos circuitos de fuentes. Ambos circuitos de fuente poseen elementos direccionales para detectar fallas al igual que en el autotransformador pues es una fuente de corriente de secuencia cero. En el caso de los alimentadores, se colocan relés instantáneos de sobrecorriente siempre que el aporte por estos a una falla en barra sea despreciable.

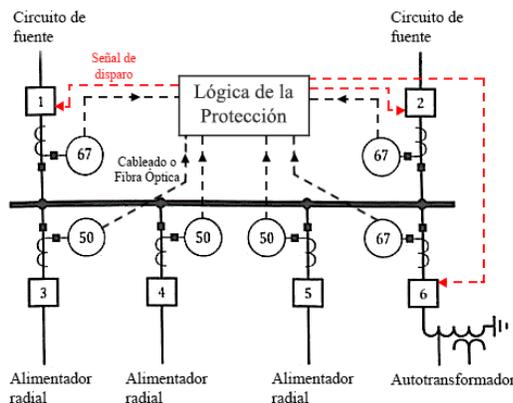


Figura 1.10: Protección por zonas de bloqueo [27].

Cuando la falla es en barra o en un alimentador de salida, los elementos direccionales detectan la falla en el sentido de la barra y envían información de disparo si la corriente que circula por ellos es superior a la de ajuste, no obstante, este no se produce instantáneamente ya que se necesita una coordinación en tiempo con los elementos de sobrecorriente de los alimentadores para evitar falsas operaciones. Sólo si no se recibe señal de bloqueo de los relés de los alimentadores, se produce el disparo de los interruptores de las entradas.

La señal de bloqueo no bloquea los elementos de tiempo inverso de los relés multifuncionales de las entradas de generación, sino que evita la operación de la función de tiempo constante que ha sido ajustada específicamente para la protección de barras[31].

### Mensajes GOOSE

GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Event) es un servicio de comunicación horizontal utilizado para transmitir datos de alta prioridad en tiempo real entre Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED), principalmente en aplicaciones de alta tensión, sustituyendo a las señales tradicionales por cableado. Estos datos se transmiten entre los IED a través de fibra óptica haciendo uso del estándar de redes Ethernet. Los mensajes del servicio GOOSE son de tipo multicast, es decir, que son enviados por un “publicador” a varios dispositivos de la red, los cuales están suscritos para recibir el mensaje y posteriormente procesarlos. Estos datos son organizados en un DataSet, como se muestra en la figura 1.11 [32].

Un mensaje de “keep alive” es enviado periódicamente por el publicador para detectar un posible fallo. En este mensaje se indica que el próximo mensaje GOOSE será enviado en  $T_0$  segundos, donde  $T_0$  es un tiempo definido por el usuario. Cuando no hay eventos, los mensajes GOOSE se envían repetidamente con el intervalo de tiempo máximo  $T_0$ . Si existe un cambio en el estado del mensaje se transmite en un breve intervalo de repeticiones ( $T_1$ ). El intervalo aumentará rápido o lentamente ( $T_2$ ,  $T_3$ ) hasta el intervalo de tiempo máximo  $T_0$  si no hay perturbaciones en el sistema. Un cambio en los mensajes de GOOSE podría ser un cambio de posición del interruptor o un cambio de medición en los valores de voltaje, corriente, potencia real, potencia reactiva, etc. [33]

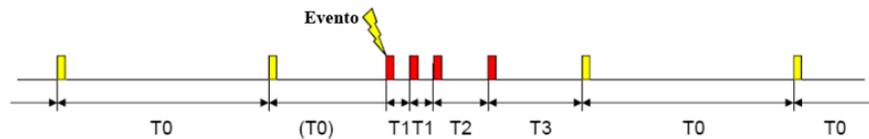


Figura 1.11: Transmisión de mensajes GOOSE [33].

El uso de la norma IEC 61850 y del servicio de comunicación GOOSE hacen de la protección por zonas de bloqueo un esquema que ahorra materiales en la implementación, eliminando la gran cantidad de cables a utilizar en una lógica cableada. Además, proporciona el protocolo de comunicación que deben poseer los IED para una correcta interoperabilidad independientemente cuál sea la marca o el fabricante del dispositivo y las informaciones pueden ser enviadas con velocidades entre 1 y 2 ms [33].

### **1.5.7 Protección de barra por arco eléctrico**

El arco eléctrico es un fenómeno que se produce como resultado de una descarga. Esto ocurre cuando la tensión entre dos puntos supera el límite de rigidez dieléctrica del gas interpuesto. En presencia de las condiciones adecuadas, se forma un plasma que conduce la corriente eléctrica hasta que interviene la protección aguas arriba [34]. El arco se puede formar durante la apertura de interruptores o en cortocircuitos entre fases.

Para limitar los efectos destructivos del arco, una vez que se ha producido, se instalan en el cuadro dispositivos que detectan el flujo luminoso asociado al fenómeno del arco eléctrico (detectores de arco). La lógica de funcionamiento es la siguiente: el fenómeno del arco, una vez se ha producido en el cuadro, lleva asociada una intensa radiación luminosa, que es detectada por el detector de arco. El relé detecta el fenómeno y envía una señal de apertura al interruptor [34].

Los sensores de luz utilizados para esta protección pueden ser de dos tipos, cada uno con sus ventajas y desventajas. Por un lado, se encuentran los sensores de punto los cuales brindan un área de detección del arco en forma de cúpula. El otro sensor usado es el de fibra óptica el cual es empleado en la protección de barras que comparten varios cuadros o celdas ya que la zona de detección es alrededor de la fibra óptica [34]. Muchos fabricantes solamente utilizan los sensores de punto para su protección por arco.

En general, se recomienda montar 1 o 2 sensores por cubículo para cubrir todas las barras colectoras horizontales y verticales, compartimentos de interruptor, cajones y cualquier lugar donde se pueda producir una falla por arco eléctrico. Para determinar la mejor ubicación de los sensores es necesario realizar previamente un estudio detallado de los posibles lugares en donde se pueda producir un arco eléctrico y el área a cubrir.

En aquellos casos en que los detectores arco puedan verse expuestos a una fuente luminosa intensa (flash de una cámara, etc.), puede instalarse un sensor de corriente adicional en la entrada del interruptor principal [34]. La supervisión del detector de arco con un elemento de sobrecorriente mejora la seguridad de la protección, aunque puede verse afectado su tiempo de operación si se coloca un relevador con tiempos mayores al del detector de arco. El sistema de protección debe poseer una lógica que permita la operación de la protección cuando coexistan ambas condiciones (sobrecorriente y arco eléctrico) y así evitar fallas de operación. En la siguiente figura se muestra la lógica de operación de la protección por arco con la detección de sobrecorriente.

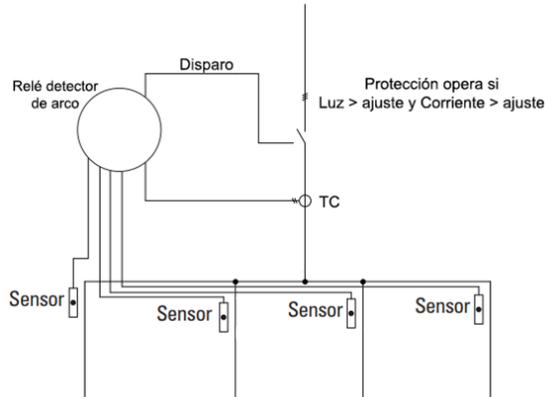


Figura 1.12: Protección por arco eléctrico con elemento de sobrecorriente.

## 1.6 Consideraciones finales del capítulo

- ✓ Los estudios de estabilidad en sistemas aislados juegan un papel determinante para garantizar una operación exitosa del sistema.
- ✓ Los análisis de estabilidad pueden ser clasificados en estabilidad de ángulo, de voltaje o de frecuencia.
- ✓ En sistemas débiles, para conocer el tiempo crítico de limpieza es muy común realizar un análisis de la variación de frecuencia o ángulo de las máquinas en el tiempo.
- ✓ Los esquemas de protección con acopladores lineales, de alta impedancia y de porcentaje diferencial cumplen con la necesidad de despejar una falla rápidamente y de forma selectiva, convirtiéndolos en la primera opción para la protección de barras.



o generación para evitar el colapso del sistema. El servicio se brinda a todos los consumidores con el uso de líneas soterradas a una tensión de 13,8 kV.

La subestación del SACSM está compuesta por dos secciones de barra (Barra 1 y Barra 2) acopladas por un interruptor de enlace. Además, posee celdas de entrada de generación y de alimentadores de carga, todas con interruptores ABB de SF6 de 24 kV.

En el presente capítulo se describe la subestación del SACSM y sus regímenes de operación actuales típicos, sus características distintivas, posibles transferencias por secciones de barra y otros datos necesarios para el análisis; así como el esquema actual de protecciones usado en las secciones de barra y características de otros recomendados en trabajos anteriores. Se muestran además algunas fallas que han desencadenado pérdida total o parcial de suministro en el sistema eléctrico de Cayo Santa María.

## 2.1 Esquema de suministro

El sistema cuenta con una subestación principal de fabricación italiana, compuesta por 22 celdas de las cuales, actualmente, siete son de entrada de generación y en un futuro, totalizarán nueve. En la figura 2.2 se muestra el diagrama unifilar de la Subestación Principal, nombrada CR por las siglas del suministrador de su tecnología, donde se observa la distribución de los distintos circuitos.

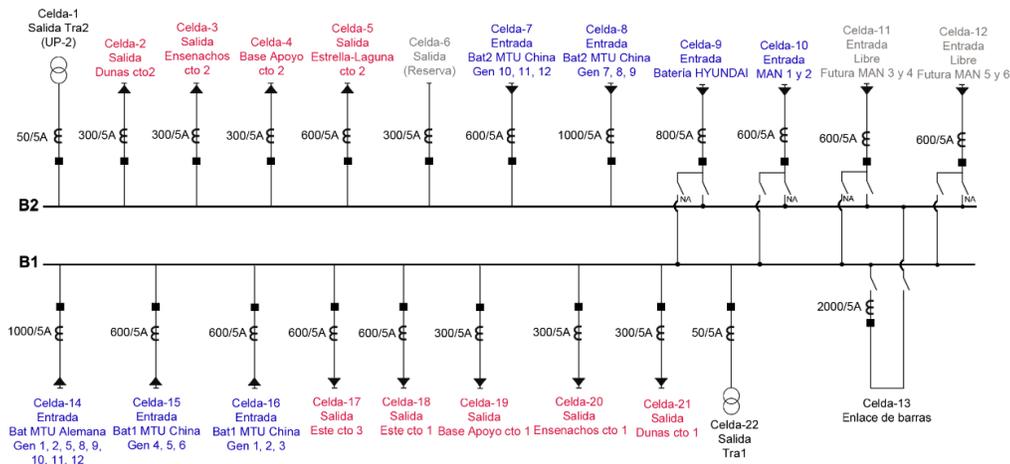


Figura 2.2: Monolineal de la Subestación Principal CR.

La generación está agrupada en baterías de 2, 3, 4 u 8 generadores del mismo fabricante, con entradas por las celdas de generación y conectadas a una u otra barra. Actualmente está compuesta por 26 generadores de tecnología MAN, HYUNDAI y MTU que totalizan cinco baterías, como se describe a continuación:

- Una batería de ocho generadores MTU de fabricación alemana alimentados con combustible diésel. Cada máquina tiene una potencia de 1,9 MW (para un total de 15,2 MW) con tensión nominal de 0,48 kV.
- Dos baterías de seis generadores MTU de fabricación china alimentados con combustible diésel. Cada máquina tiene una potencia de 2,1 MW (para un total de 25,2 MW) con tensión nominal de 0,48 kV.
- Una batería de cuatro generadores HYUNDAI alimentados con combustible fuel oil. Cada máquina tiene una potencia de 1,7 MW (para un total de 6,8 MW) con tensión nominal de 4,16 kV.
- Una batería de dos generadores MAN, alimentados con combustible fuel oil. Cada máquina tiene una potencia de 3,85 MW (para un total de 7,7 MW) con tensión nominal de 13.8 kV.
- Están en proceso de inversión dos nuevas baterías con dos generadores MAN cada una y tensión nominal de 4,16 kV. Cada máquina tiene una capacidad de 3,85 MW para un total entre ambas baterías MAN, de 15,4 MW de potencia instalada.
- En el futuro se espera la instalación de dos parques fotovoltaicos de 1 MW cada uno.

La potencia total instalada en generación actualmente es de 54,9 MW, considerablemente superior al valor de demanda máxima, que en el año 2018 fue de 18,3 MW. Con la puesta en servicio de estos cuatro generadores de tecnología MAN, la potencia instalada llegaría hasta los 70,3 MW.

## **2.2 Regímenes de trabajo**

La cantidad de generadores sincronizados y la potencia a la cual se fija su operación se programa en regímenes de trabajo, los cuales están relacionados con los horarios típicos de explotación de un Sistema Eléctrico de Potencia (día, pico y madrugada) y términos económicos relacionados con el consumo de combustible de las máquinas. La tabla 2.1 muestra los regímenes de operación en cuanto a potencia que entregan las máquinas y el modo en el que trabajan.

Tabla 2.1: Régimen y modo de trabajo de los generadores.

<b>UNIDADES</b>	<b>MÁQUINAS</b>	<b>FABRICANTE</b>	<b>REGÍMEN DE TRABAJO(MW)</b>	<b>MODO</b>
<b>4</b>	<b>HYUNDAI</b>	<b>Corea</b>	1,2 a 1,4	Droop
<b>3</b>	<b>MTU China</b>	<b>China</b>	1,5	Droop
<b>2</b>	<b>MAN</b>	<b>Alemania</b>	2,2 a 2,7	Droop
<b>1</b>	<b>MTU Alemana</b>	<b>Alemania</b>	1,2	Carga Base

Los generadores MAN, HYUNDAI y MTU chinos son los encargados de la regulación, de ahí que trabajen en modo droop. Aunque los tres grupos de generadores regulan frecuencia, se diferencian en el escalón en el que lo hacen. Las MTU alemanas siempre trabajan en modo carga fija, aunque también se puede usar en modo carga fija cualquiera de los restantes generadores.

Para establecer cada régimen de trabajo y mantener una elevada eficiencia de explotación en el SACSM, hay que tener en cuenta algunos criterios de seguridad como los que se muestran a continuación:

- ✓ La reserva rodante (diferencia entre la potencia nominal de los generadores y la potencia con que operan) tiene que ser mayor que la potencia de operación de la mayor máquina sincronizada.
- ✓ La reserva rodante debe estar repartida entre las unidades que regulan.
- ✓ En la madrugada debe estar conectada como máximo una unidad en modo carga fija.
- ✓ En el día y en horario pico deben estar conectadas como máximo dos unidades en modo carga fija.
- ✓ Las MTU chinas y alemanas sincronizadas deben estar repartidas equitativamente entre las entradas, de forma tal que si existe un fallo no salgan todas o la mayoría de las máquinas.

La carga eléctrica del microsistema del SACSM tiene la característica de que varía de acuerdo a la temporada turística (alta o baja) y presenta un comportamiento bastante uniforme a lo largo del día debido a la propia actividad que allí se realiza. En la figura 2.3 se

muestra el comportamiento de la carga durante todo el mes de enero de 2020. En el Anexo II.1 se muestra una tabla de consumo de un día típico en el SACSM.

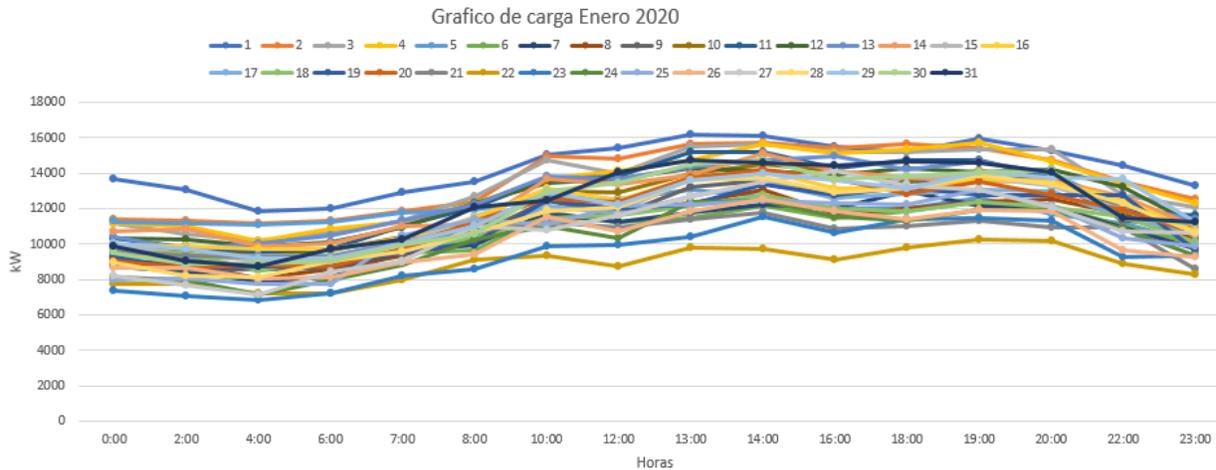


Figura 2.3 Gráfico de carga del polo turístico Cayo Santa María, enero 2020.

### 2.3 Protecciones utilizadas en generación y alimentadores

Las barras de la subestación principal se protegen a través de un esquema de disparo o interbloqueo, donde se realiza una especie de comparación direccional de circulación de corrientes de falla por las entradas de generación y salidas de carga y que se aborda con más detalles un poco más adelante, el cual se nombra por los especialistas de la empresa eléctrica Protección Especial de Barras (PEB).

Las protecciones instaladas en las salidas de carga y entradas de generación son MiCOM P142 y P143 respectivamente y pertenecientes a la firma Areva T&D, las cuales poseen un número elevado de funciones que pueden ser implementadas. Presentan posibilidad de lógicas programables y varios grupos de ajuste; además ofrecen una protección integral de sobrecorriente de fase y tierra, secuencia negativa y conductor roto, haciéndolas adecuadas para aplicaciones en redes eléctricas aisladas.

Los relés P142 y P143 presentan las mismas funciones de protección, con la única diferencia que el P143 presenta adicionalmente una función de comprobación de sincronismo (25), de ahí que sean usados para la protección en las celdas de entrada de generación, mientras que los P142 se utilizan en la protección de los alimentadores de carga.

En todos los circuitos asociados a las barras, ya sean entradas de generación, salidas hacia las cargas o el enlace de barra, hay ubicados relés multifuncionales P142 o P143 los cuales tienen ajustadas diferentes funciones de protección tales como sobrecorriente, bajo y alto

voltaje, alta y baja frecuencia, entre otras. En la figura 2.4 se muestra el diagrama unifilar de la subestación principal del SACSM con la ubicación física de los relés por circuito.

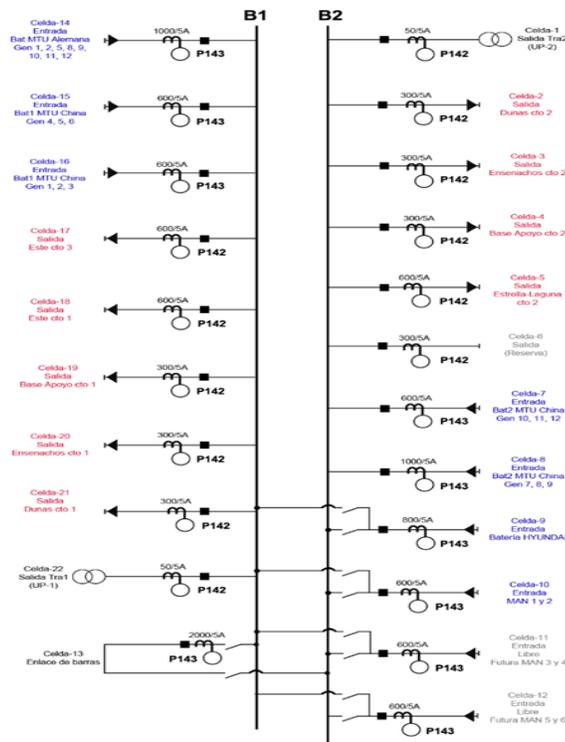


Figura 2.4: Ubicación de los relés P142 y P143 en las celdas de la subestación.

### 2.3.1 Protecciones en celdas de Generación relacionadas con la PEB

Cada celda de generación posee un relé P143, excepto la 16 que en un inicio estaba destinada a ser una celda de salida, ajustado para detectar fallas tanto de fase como de tierra, así como malas condiciones de operación del sistema (bajo voltaje, baja y alta frecuencia, fallo de interruptor, etcétera). A continuación, se describen las funciones que son de interés para el estudio de la PEB:

- Sobreintensidad Direccional de Fase con escalones *Forward* (hacia barra) y *Reverse* (hacia generación).

De forma general, la función de sobrecorriente direccional de fase está ajustada con tres umbrales de protección:

- ✓ El primer umbral posee dirección *Forward* con una característica de tiempo inverso (IDMT) IEEE muy inversa.
- ✓ El segundo umbral posee dirección *Reverse* con una característica de tiempo inverso (IDMT) IEEE muy inversa.

- ✓ El tercer umbral posee dirección *Forward* y está configurado como tiempo definido (DT).

En el caso de las celdas 7, 8, 15 y 16 la protección está configurada como tiempo definido (DT) con tres umbrales: *Forward* el primero y tercero, y *Reverse* en el segundo umbral.

- Sobrecorriente Direccional de Tierra con escalones *Forward* (hacia barra) y *Reverse* (hacia generación).

Generalmente, la función de sobrecorriente direccional de tierra está ajustada con dos umbrales de protección (tres umbrales para la celda 9):

- ✓ El primer umbral posee dirección *Forward* y está configurado como tiempo definido (DT).
- ✓ El segundo umbral posee dirección *Reverse* y está configurado como tiempo definido (DT).
- ✓ Para la celda 9, el tercer umbral posee dirección *Forward* y está configurado como tiempo definido (DT).

Las celdas 7, 8, 15 y 16 poseen tres umbrales de protección configurados como tiempo definido (DT) con dirección *Forward* en todos los casos.

### **2.3.2 Protecciones en celdas de Alimentadores relacionadas con la PEB**

Cada celda de alimentadores de carga posee un relé P142 ajustado para detectar fallas tanto de fase como de tierra, así como malas condiciones de operación del sistema (bajo voltaje, baja frecuencia, conductor roto, etcétera). A continuación, se describen las funciones que son de interés para el estudio de la PEB:

- Sobrecorriente no direccional de Fase

De forma general, la función de sobrecorriente no direccional de fase está ajustada con tres umbrales de protección:

- ✓ El primer umbral está configurado con una característica de tiempo inverso (IDMT).
- ✓ El segundo umbral está configurado como tiempo definido (DT).
- ✓ El tercer umbral está configurado como tiempo definido (DT).

- Sobrecorriente no direccional de Tierra

La función de sobrecorriente no direccional de tierra está ajustada con tres umbrales de protección:

- ✓ El primer umbral está configurado con una característica de tiempo inverso (IDMT).
- ✓ El segundo umbral está configurado como tiempo definido (DT).
- ✓ El tercer umbral está configurado como tiempo definido (DT).

### **2.3.3 Protecciones en celda de Enlace de Barras relacionadas con la PEB**

En la celda del enlace de barras se ubica un relé P143 el cual tiene configuradas varias funciones de protección. A continuación, se describen las funciones con son de interés para el estudio de la PEB:

- Sobrecorriente Direccional de Fase con escalones *Forward* (hacia barra 2) y *Reverse* (hacia barra 1).

La función de sobrecorriente direccional de fase está ajustada con tres umbrales de protección:

- ✓ El primer umbral posee dirección *Forward* con una característica de tiempo inverso (IDMT) IEEE muy inversa.
  - ✓ El segundo umbral posee dirección *Reverse* con una característica de tiempo inverso (IDMT) IEEE muy inversa.
  - ✓ El tercer umbral posee dirección *Forward* y está configurado como tiempo definido (DT).
- Sobrecorriente Direccional de Tierra con escalones *Forward* (hacia barra 2) y *Reverse* (hacia barra 1).

La función de sobrecorriente direccional de tierra está ajustada con tres umbrales de protección:

- ✓ El primer umbral posee dirección *Forward* con una característica de tiempo inverso (IDMT) IEEE muy inversa.
- ✓ El segundo umbral posee dirección *Reverse* con una característica de tiempo inverso (IDMT) IEEE muy inversa.
- ✓ El tercer umbral posee dirección *Forward* y está configurado como tiempo definido (DT).

## **2.4 Características de los transformadores de corriente utilizados**

En el SACSM los TC utilizados en cada celda que compone la subestación principal poseen diferentes relaciones de transformación y características. En la siguiente tabla se muestra el tipo de TC utilizado en cada celda, así como las características que estos poseen.

Tabla 2.2: Características de los TC en cada celda de la subestación.

Celda	TC	
	Tipo/Fabricante	RAPP./Clase
1	ASR24L 24kV / CGS	50/5A 20VA-10P20 lth=25kAx1"
2	ASR24L 24kV / CGS	300-600/5-5A 20VA-0,5 20VA-10P20 lth=25kAx1"
3	ASR24L 24kV / CGS	300-600/5-5A 20VA-0,5 20VA-10P20 lth=25kAx1"
4	ASR24L 24kV / CGS	300-600/5-5A 20VA-0,5 20VA-10P20 lth=25kAx1"
5	ASR24L 24kV / CGS	300-600/5-5A 20VA-0,5 20VA-10P20 lth=25kAx1"
6	ASR24L 24kV / CGS	300-600/5-5A 20VA-0,5 20VA-10P20 lth=25kAx1"
7	IWR20K / WATTSUD	300-600/5-5A 20VA-0,5 20VA-10P20 lth=25kAx1"
8	IWR20RL / WATTSUD	1000-2000/5-5-5A 15VA-0,5 7,5/15VA-10P20 7,5/15VA-10P20 lth=25kAx1"
9	IWR20RL / WATTSUD	400-800/5-5-5A 20VA-0,5 10/20VA-10P20 10/20VA-10P20 lth=25kAx1"
10	IWR20SL / WATTSUD	300-600/5-5A 20VA-0,5 10/20VA-10P20 lth=25kAx1"
11	IWR20SL / WATTSUD	300-600/5-5A 20VA-0,5 10/20VA-10P20 lth=25kAx1"
12	IWR20SL / WATTSUD	300-600/5-5A 20VA-0,5 10/20VA-10P20 lth=25kAx1"
13	IWR20RL / WATTSUD	1000-2000/5-5A 20VA-0,5 15/20VA-10P20 lth=25kAx1"
14	IWR20RL / WATTSUD	1000-2000/5-5-5A 15VA-0,5 7,5/15VA-10P20 7,5/15VA-10P20 lth=25kAx1"
15	ASR24L 24kV / CGS	300-600/5-5A 20VA-0,5 20VA-10P20 lth=25kAx1"
16	ASR24L 24kV / CGS	300-600/5-5A 20VA-0,5 20VA-10P20 lth=25kAx1"

<b>17</b>	ASR24L 24kV / CGS	300-600/5-5A 20VA-0,5 20VA-10P20 I <sub>th</sub> =25kAx1"
<b>18</b>	ASR24L 24kV / CGS	300-600/5-5A 20VA-0,5 20VA-10P20 I <sub>th</sub> =25kAx1"
<b>19</b>	ASR24L 24kV / CGS	300-600/5-5A 20VA-0,5 20VA-10P20 I <sub>th</sub> =25kAx1"
<b>20</b>	ASR24L 24kV / CGS	300-600/5-5A 20VA-0,5 20VA-10P20 I <sub>th</sub> =25kAx1"
<b>21</b>	ASR24L 24kV / CGS	300-600/5-5A 20VA-0,5 20VA-10P20 I <sub>th</sub> =25kAx1"
<b>22</b>	ASR24L 24kV / CGS	50/5A 20VA-10P20 I <sub>th</sub> =25kAx1"

Los TC ubicados en las celdas de entrada de generación poseen hasta dos tap de conexión por primario y 5 A por secundario. El TC de medición asimila una carga o burden de 20 VA ( $R = 0,8\Omega$ ) con una precisión de 0,5% dentro del rango de carga que estos poseen. Los TC de protección presentan clase 10P20 lo que significa que tienen una precisión del 10% en la zona lineal de la característica de saturación del TC y que asimilan hasta 20 veces la corriente nominal por secundario ( $20 \times I_n$ ) sin saturarse dentro del rango de carga de estos TC. Adicionalmente, soportan térmicamente hasta 25 kA por 1 segundo.

## **2.5 Protección Especial de Barras. Características**

La protección de barras actualmente instalada en la subestación principal del SACSM no constituye una protección diferencial clásica, sino que está implementada a partir de una automática de disparos y bloqueos. Esta protección es conocida en Cuba como Protección Especial de Barras (PEB), aunque en la bibliografía se hace referencia a ella como Protección por Zonas de Bloqueo y Comparación Direccional.

La PEB utiliza la información que brindan los relevadores multifuncionales P142 y P143 de las entradas de generación y alimentadores, para determinar si la falla es en barra o fuera de esta, utilizando para ello una lógica de operación que en caso de determinar que la falla ocurrida fue en barra procede a activar la PEB, enviando disparos transferidos a los interruptores correspondientes a las celdas de entrada de generación conectados a la barra fallada y al interruptor V2040 de la celda de enlace de barras para despejar la falla, en caso de una falla externa la PEB queda inhabilitada.

En este caso, como la barra está seccionalizada existen dos PEB, una para cada barra. Ambas PEB presentan el mismo principio de funcionamiento, en la figura 2.5 se observa un esquema simplificado de la conexión de los distintos circuitos de la barra 1 a la PEB 1.

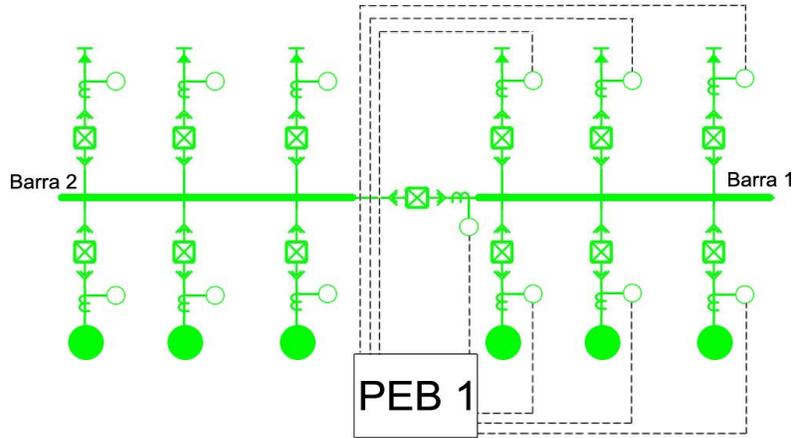
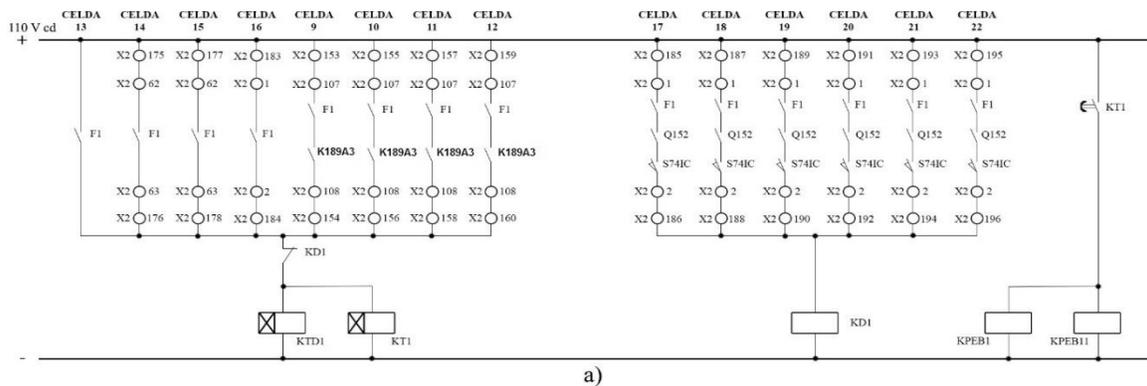


Figura 2.5: Esquema simplificado de la conexión a la Protección Especial de Barra 1.

Para el envío de la información del estado de cada circuito se utiliza una lógica cableada con cobre a través de los relés digitales (P142-143), relés auxiliares y temporizadores los cuales bloquean y transfieren disparos a los interruptores correspondientes para aislar la falla en barra.

### Descripción de lógica cableada y tiempos de operación

Los circuitos auxiliares implementados en la PEB 1 y PEB 2, usados para lograr el bloqueo o la operación, se muestran en las figuras 2.6 a y b, en estas se observa el uso de dispositivos electromecánicos como temporizadores, contactores o relés auxiliares, entre otros. El uso de estos dispositivos pudiera ocasionar un error de operación de la PEB de no efectuarse el mantenimiento y diagnóstico periódico.



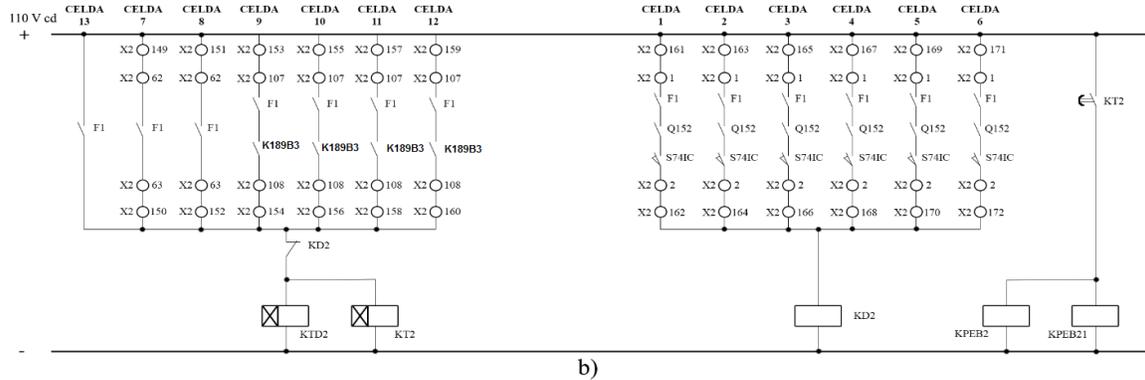


Figura 2.6: Cableado de cobre para la PEB. a) PEB 1. b) PEB 2.

Para explicar el funcionamiento de la lógica cableada y tomando como referencia la PEB 1 (figura 2.6 a), se tiene que:

Para una falla en un alimentador (desde la celda 17 a la 22) de la sección de barra 1, el contacto F1 del relevador digital de la celda en fallo cierra y se energiza la bobina del magnético KD1 la cual abre el contacto normal cerrado KD1, de esta forma se evita que se puedan energizar las máquinas de tiempo (temporizadores) KTD1 y KT1 produciéndose el bloqueo de la Protección Especial de Barra 1.

Para una falla en la barra 1 los escalones Forward de las protecciones direccionales de la generación y el escalón Reverse de la protección direccional del enlace de barra detectan fallos hacia esta y cierran el contacto F1 después de aproximadamente 120 ms (100 ms de ajuste del relé y 20 ms de demora de operación y cerrado de contactos), quedando energizado los temporizadores KTD1 y KT1 cuyos tiempos de operación son de aproximadamente 50 ms. Este último, cierra el contacto KT1, energizándose las bobinas de los magnéticos KPEB1 y KPEB11 los cuales provocan la activación o disparo de la PEB (desconectando la generación en esa sección de barras y abriendo el seccionador de barra) y además el envío de señalización respectivamente. La apertura de los interruptores ocurre en aproximadamente 55 ms después de transferido el disparo, siendo este el tiempo total de ruptura, el cual se compone de tiempo de apertura (45 ms) y tiempo de extinción del arco (10 ms). Dicha cadena de operación presenta otras demoras internas en su operación, por lo que, según información obtenida del análisis de fallas en el SACSM, el tiempo estimado de operación de la PEB se sitúa en los 240 ms aproximadamente. En el Anexo II.2 se muestra, mediante una tabla, parte del informe de los disparos ocurridos como consecuencia de la actuación de la PEB en una falla ocurrida en el año 2019.

Las celdas de entrada de generación 9, 10, 11 y 12 presentan en el esquema secundario contactos auxiliares de posición de los desconectivos de barra, de esta manera sólo será iniciada la PEB correspondiente a la barra donde se encuentra conectada la celda con posibilidad de conmutación (Ver figura 2.7).

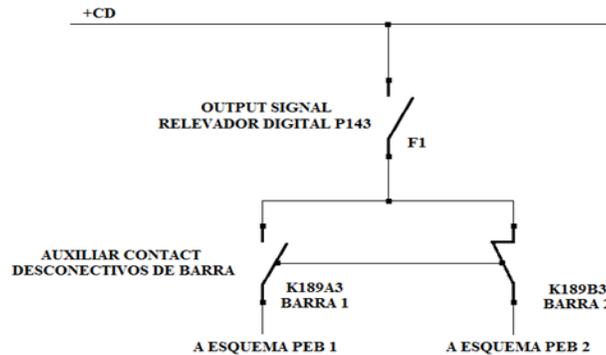


Figura 2.7: Esquema típico de la señal de salida al esquema de PEB en celdas con doble desconectivo de barra.

En el Anexo II.3 se muestra más información acerca de los interruptores utilizados para la desconexión en la Subestación Principal del SACSM.

## 2.6 Análisis de estabilidad ante fallas

Debido a las características del sistema de suministro del SACSM se podría pensar que la posibilidad de ocurrencia de una falla trifásica en dicho sistema es muy remota, pero la experiencia ha demostrado que ese peligro está muy presente en las posibles averías del sistema, ya sea por errores del personal o por el efecto del medio ambiente en los componentes de las subestaciones. En dicho sistema han sucedido una serie de fallas que han llevado a un block-out por actuación indebida de la PEB, pero existe la posibilidad de que, aún con la operación selectiva de la PEB, el sistema se vuelva inestable debido al tiempo actual de operación de dicha protección.

### 2.6.1 Análisis de falla trifásica a tierra ocurrida el 21-ago-2019

En la mañana del 21 de agosto a las 10:22 horas ocurre la activación de la Protección Especial de Barra 1 (PEB 1) de la Subestación Principal del SACSM, ocasionando la afectación del servicio eléctrico a los circuitos de salida de la Barra 1 (Interruptores V1010, V1030, V1050, V1070, V1090); producto de la activación de la PEB 1 se produjeron los disparos transferidos a los interruptores de entrada de generación correspondientes a la Barra 1 (V2010, V940, V950) y Enlace de Barra V2040.

Luego de un análisis de eventos lógicos y oscilografías de los relevadores de protección, así como la revisión de las celdas correspondientes a la Barra 1 del Contenedor No.1 de la batería de MTU Chinas, se detectó la avería en la celda de entrada correspondiente al Generador No.1. El análisis de los registros del Generador No.1 determinó la localización de la falla (figura 2.8), cuya causa fue la falla de aislamiento en el compartimento de los Transformadores de Corriente (TC), lo que provocó la evolución a una falla trifásica a tierra en la sección de barra del cubículo BY205.

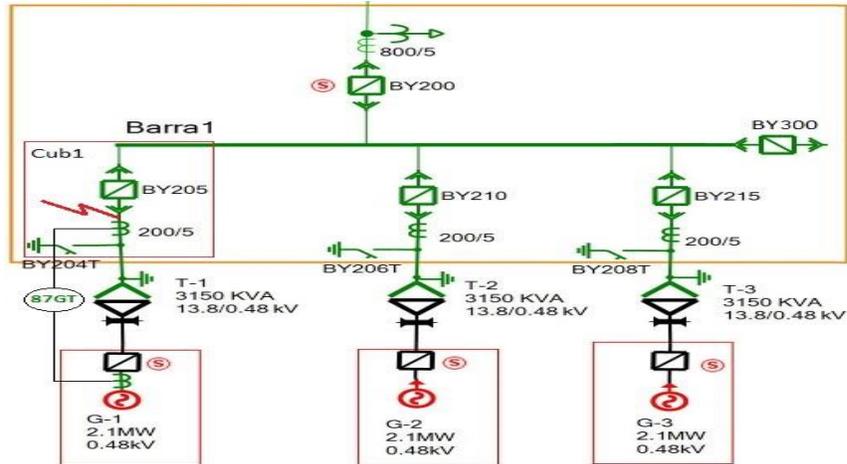


Figura 2.8: Localización de la avería en el Cubículo 1 (BY205).

En la figura 2.8 además se muestra la zona de protección comprendida por la diferencial de bloque generador-transformador (87GT), la cual está comprendida entre los TC de la Celda 1 y los TC del neutro del Generador 1, la falla ocurrió fuera de dicha zona, por ello que para los relevadores de protección la falla se ve en barra del Contenedor 1.

Durante la recolección de datos, para el análisis de la avería, se determinó que la PEB aisló la barra fallada, con la apertura de las entradas de generación correspondientes a la Barra 1 y el enlace de barras (V2040), en un tiempo aproximado de 250 ms, como se muestra en la figura 2.9.

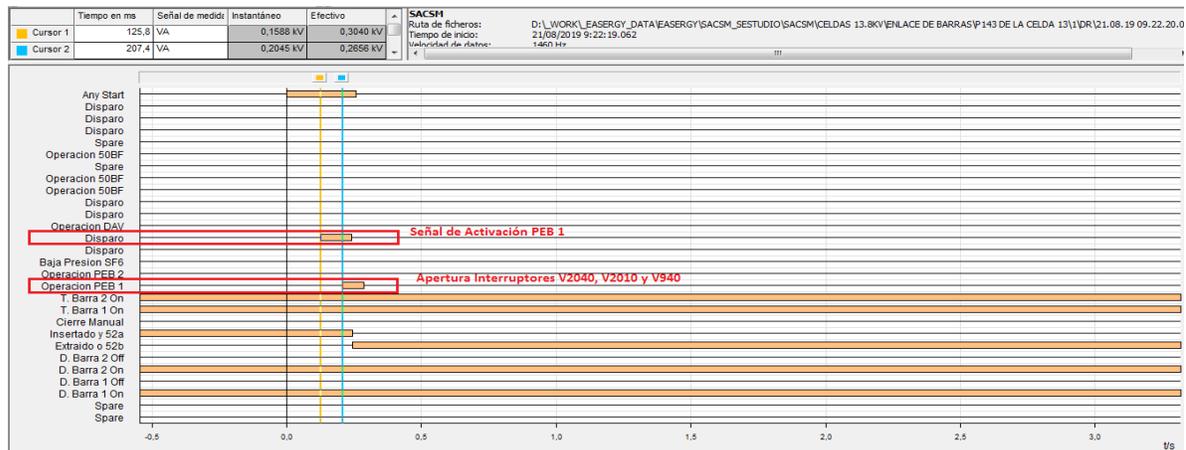


Figura 2.9: Oscilografía realizada por el V2040 (Enlace de Barra). Activación PEB 1 y disparo transferido a los interruptores de generación de la Barra 1.

La oscilografía correspondiente al interruptor V920 (Celda 10 – MAN) mostró que el generador MAN que se encontraba sincronizado en la Barra 2 fue desconectado, según registros del personal de operaciones del CSM, transcurridos 250 ms posteriores al inicio de la falla. Esta apertura no fue debido a la PEB 1 y no se tiene registro del motivo en el sistema. Posterior al aislamiento de la falla el sistema se recuperó, quedando con 3 MTU-CHINA sincronizadas en la Barra 2, y se detectó que la carga en dicha barra había disminuido de 4 MVA a 2,2 MVA.

Con el objetivo de realizar un análisis de la posible causa de desconexión de la máquina MAN se simuló la falla trifásica a tierra y la actuación de la PEB, transcurridos 250 ms, en el software Power System eXplorer (PSX), cuyos resultados gráficos se muestran a continuación.

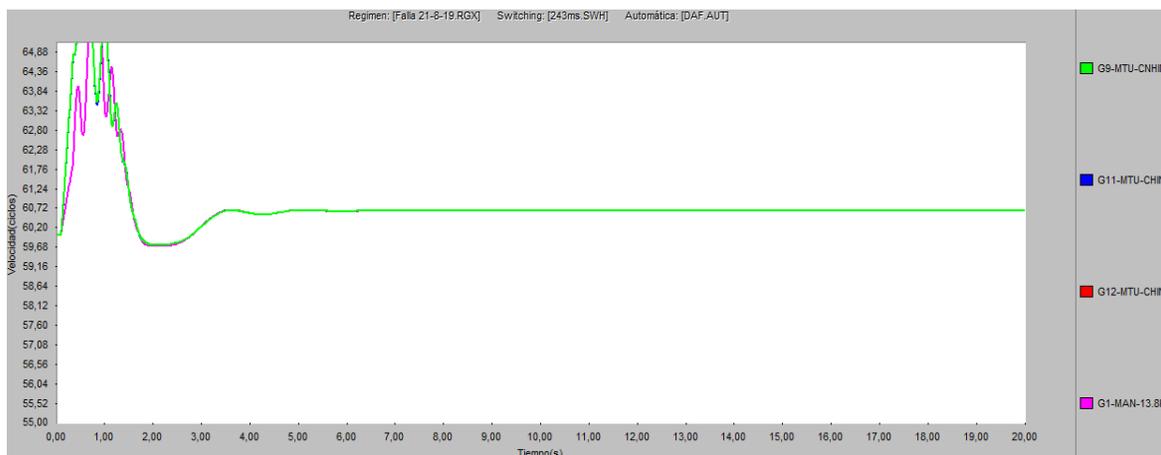


Figura 2.10: Comportamiento de la frecuencia contra tiempo.

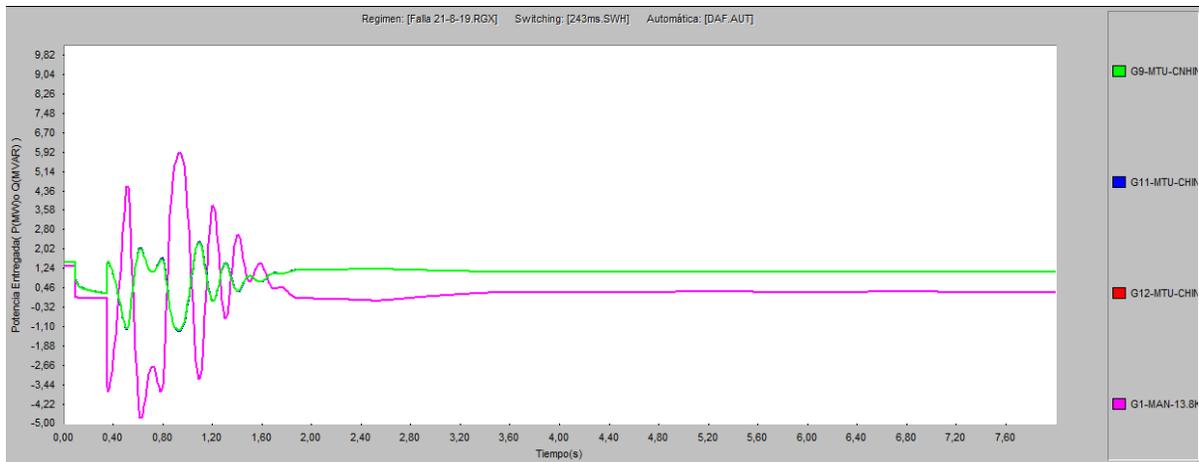


Figura 2.11: Comportamiento de la Potencia Activa Entregada contra tiempo.

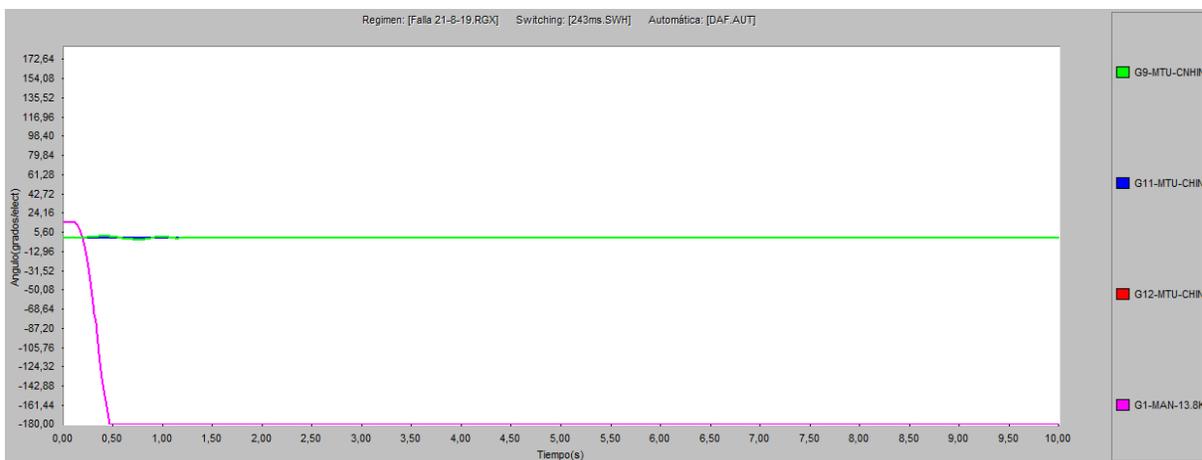


Figura 2.12: Comportamiento del ángulo contra tiempo.

Como se puede observar en la figura 2.10 de la respuesta en Frecuencia o Velocidad, el sistema oscila, pero logra retornar a un punto de operación estable. En el gráfico de Potencia Entregada (figura 2.11) se detectó que la máquina consume potencia activa, lo cual puede llegar a ser peligroso en máquinas de combustión interna, pero este estado no sobrepasa los 500 ms de duración, por lo cual es poco probable que haya ocasionado el disparo de la máquina, pues las protecciones de potencia inversa (32) de los generadores, suelen ser ajustadas con un tiempo de operación de 10 s a 30 s para evitar un disparo incorrecto durante el proceso de sincronización.

En la figura 2.12 se puede observar cómo el ángulo del generador MAN comienza a disminuir con respecto al de las MTU-CHINA debido a que la MAN gira más lento, sus oscilaciones no resultan en pares de restauración suficientes, por lo que su ángulo disminuye hasta perder el sincronismo, lo cual puede haber ocasionado el disparo de la unidad.

Por otro lado, en la figura 2.13 se muestra el comportamiento de la Potencia Entregada (Reactiva), en la cual se puede observar que la MAN consume reactivo por encima del ajuste mínimo de 500 kVAr que presenta esta máquina, lo que pudiera ser otra posible causa del disparo.

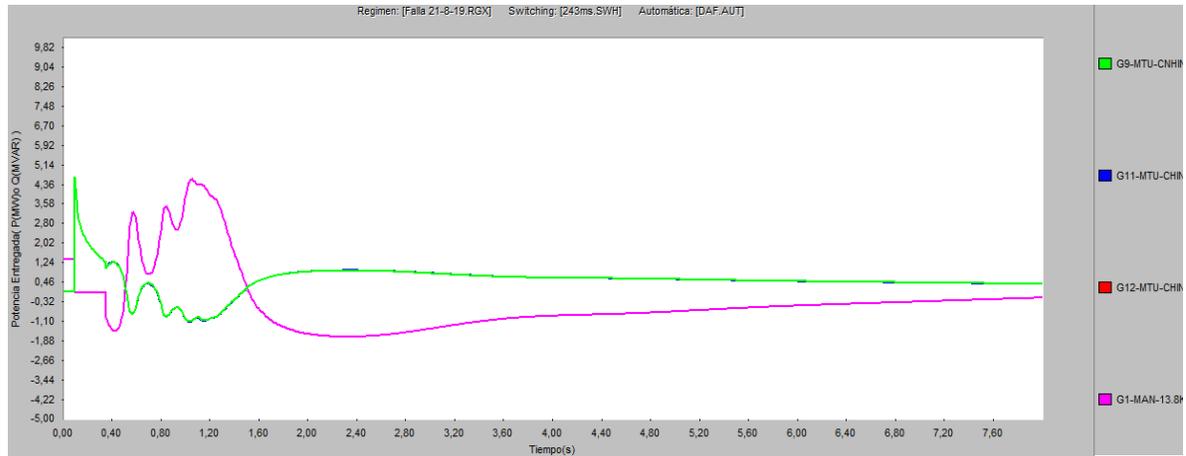


Figura 2.13: Comportamiento de la Potencia Reactiva Entregada contra tiempo.

Para más información acerca de dicha falla, remitirse al Anexo II.4.

### 2.6.2 Análisis de falla trifásica a tierra en la Barra 2

Con el objetivo de analizar la respuesta del sistema, se simuló también la falla trifásica a tierra en la Barra 2, con la consecuente actuación de la PEB 2 transcurridos 250 ms del inicio de la falla, en el software Power System eXplorer (PSX), lo que arroja los resultados gráficos siguientes.

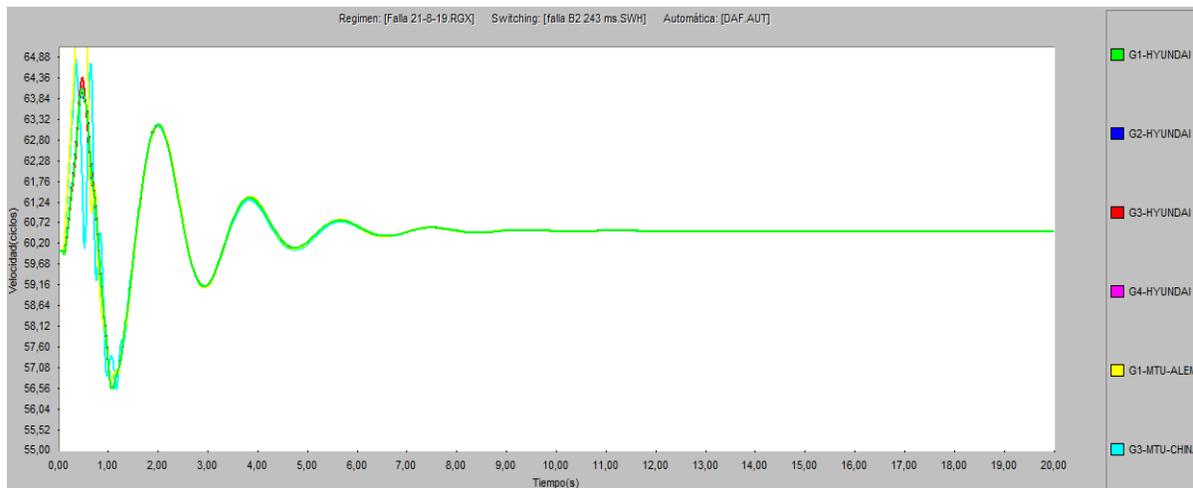


Figura 2.14: Comportamiento de frecuencia contra tiempo.

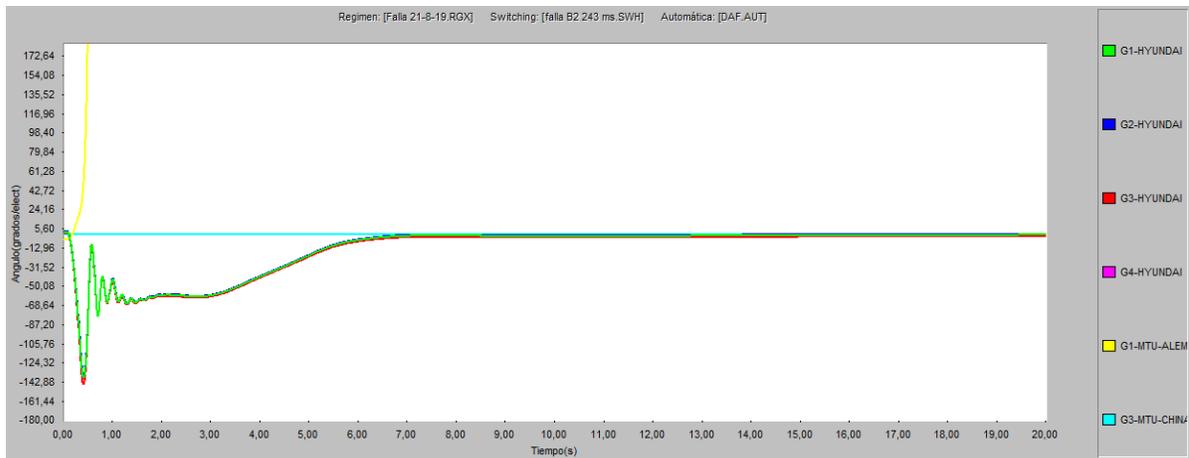


Figura 2.15: Comportamiento del ángulo contra tiempo.

Como se puede observar en la evolución de la velocidad de las máquinas, estas comienzan a oscilar en un proceso de aceleración y desaceleración que alcanza valores inadmisibles, lo que pudiera provocar el disparo de algunas protecciones vinculadas a dichas máquinas, y, en consecuencia, la inestabilidad del sistema.

En el gráfico de ángulo del rotor (figura 2.15) puede observarse que, para este caso de estudio, se pierde el sincronismo entre las máquinas, proceso que trae consigo la desconexión de algunos generadores y de líneas, lo que puede manifestarse como un block-out en el SACSM.

El análisis anterior demuestra que, aunque la PEB actúe de manera selectiva, su tiempo de operación y limpieza de la falla atenta contra la estabilidad del SACSM, lo cual puede llegar a causar daños millonarios.

A través de un análisis del sistema de suministro y de regímenes de operación del SACSM se puede intuir que las causas principales de este problema, acorde a las máquinas existentes en la actualidad, son el alto tiempo de operación de la PEB y el desbalance existente en la distribución de las cargas entre las barras de la Subestación Principal.

El régimen de operación de un día normal típico en el SACSM presenta la característica de tener conectadas las cargas de alta demanda en la Barra 1 (tabla 2.3), lo que trae consigo que el enlace de barras presente una transferencia normal de casi 3 MW y, a veces, hasta casi 5 MW.

Tabla 2.3: Distribución de generación y cargas por barras en el SACSM.

<b>Barra 1</b>				<b>Barra 2</b>			
Generación (MW)		Cargas (MW)		Generación (MW)		Cargas (MW)	
4 Hyundai	4.8	Dunas #1	1.195	2 MAN	4.8	Dunas#2	1.1
2 MTU-CH	3	Ensenachos#1	3.1	1 MTU-CH	1.5	Ensenachos#2	0.64
1 MTU-ALEM	1.2	Base Apoyo#1	0.152			Base Apoyo#2	0.23
		Este#1	4.02			Este#2	1.13
		Este#3	3.4				
<b>Total:</b>	<b>9</b>	<b>11.867</b>		<b>Total:</b>	<b>6.3</b>	<b>3.1</b>	

Dicho régimen de operación resulta poco confiable ante una falla en barra, debido a que, si la falla ocurre en la Barra 1 la PEB 1 aísla la avería y quedan gran cantidad de consumidores sin servicio eléctrico; por el contrario, si la falla ocurre en la Barra 2, la generación que queda conectada en la Barra 1 resulta insuficiente para asumir la carga de dicha barra, lo que pudiera ocasionar el colapso del sistema y en consecuencia un block-out.

## 2.7 Consideraciones finales del capítulo

- ✓ La generación instalada del SACSM es suficiente para satisfacer las necesidades de máxima demanda del microsistema.
- ✓ Para el bloqueo y la operación de la Protección Especial de Barras se utiliza una automática mediante lógica cableada a través de relés auxiliares tales como magnéticos, temporizadores, etcétera, que totalizan un tiempo de operación aproximado de 240 ms para la limpieza total de la falla y no 100 ms como se suponía en los análisis anteriores.
- ✓ El alto tiempo de operación de la PEB provoca que, aún con una operación selectiva, en la mayoría de los casos se pierda la estabilidad del sistema ante una falla trifásica en barra o muy cercana a ella no desconectada convenientemente.
- ✓ El desbalance en la distribución de las cargas entre las barras provoca un incremento del peligro de pérdida de estabilidad del sistema ante fallas en barra o muy cercana a ella.
- ✓ En las condiciones actuales de operación, una falla trifásica en la Barra 2, provocaría la pérdida de estabilidad y la consecuente desconexión de máquinas y alimentadores, lo cual podría ocasionar daños en la infraestructura del SACSM.

## **CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DEL SACSM. OBTENCIÓN DEL TIEMPO CRÍTICO DE LIMPIEZA. MODIFICACIONES Y NUEVOS ESQUEMAS DE PROTECCIONES**

### **Introducción**

En este capítulo se realiza un estudio de estabilidad en el SACSM con el objetivo de obtener el tiempo crítico de limpieza de fallas, necesario para que el sistema se mantenga operable ante una perturbación severa, como un cortocircuito en barra o muy cercano a ella no desconectado convenientemente por la protección primaria. El análisis se realiza con la ayuda del software Power System eXplorer (PSX), en el régimen de operación más crítico de los típicos actuales del sistema y teniendo en cuenta la correcta operación de las protecciones de barra. Se muestran algunas de las pruebas realizadas y se analiza el comportamiento de algunas variables como frecuencia, ángulo del rotor, potencia entregada, entre otros.

### **3.1 Obtención del tiempo crítico de limpieza para fallas en barra en la Subestación Principal del SACSM**

La estabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia puede verse afectada por diversos factores; entre los que se encuentran el punto de operación, tipo y localización de la falla, tiempo de liberación de la falla y forma de liberación, como se menciona en capítulos anteriores. Dichos factores son de vital importancia para comprender el problema de la estabilidad transitoria, y brindan, a la vez, opciones a considerar cuando se quiere garantizar la estabilidad de un sistema. Este estudio centra su atención en uno de los factores más importantes a considerar, el tiempo de limpieza de la falla.

El procedimiento de cálculo del tiempo crítico de limpieza en sistemas débiles consiste en ir incrementando sucesivamente el tiempo de limpieza de la falla hasta que el sistema sea inestable o que la frecuencia exhiba excursiones inadmisibles, como se menciona anteriormente en el epígrafe 1.4.

Para dicho análisis se tiene en cuenta el régimen de operación considerado más crítico del SACSM dentro de los típicos en su operación, según registros históricos y consulta a

especialistas del sistema, luego se simula en él una falla trifásica en la Barra 2 de la Subestación Principal, siendo este régimen anormal el más crítico.

Debido a las características presentes en la operación actual del SACSM, en la que existe un desbalance entre cargas y generación en las barras, se tiene en cuenta también para el estudio la actuación de la Descarga Automática por Frecuencia (DAF) y el  $df/dt$  con sus ajustes actuales, para así lograr el retorno del sistema a un punto de operación aceptable.

En general, el análisis para la obtención del tiempo crítico de limpieza se adapta a las características y requerimientos operativos de cada sistema, por lo cual, en este caso de estudio se tiene en cuenta, además de la pérdida de estabilidad, que el sistema se restablezca en las mejores condiciones posibles de operación; las cuales se caracterizan por no presentar la desconexión de una máquina generadora y la mínima pérdida involuntaria de cargas, para así mantener el mayor servicio posible a consumidores de vital importancia como los presentes en el Cayo Santa María.

Un aspecto importante que se tiene en cuenta en el análisis es la posibilidad de disparo de alguna máquina por la operación de una protección de sobrecorriente, debido a altas corrientes asociadas a las oscilaciones de potencia que trae consigo la desconexión tardía de una falla, valor que puede llegar a ser del orden de la corriente de cortocircuito. Para dicho análisis se tienen en cuenta los ajustes de las protecciones de los generadores, totalizadores y celda de entrada a la Subestación Principal (CR) [35], [36], [37]. En los Anexos III.1 y III.2 se muestra más información acerca del análisis de las oscilaciones de potencia y los ajustes de algunas de las protecciones de las máquinas respectivamente.

Los siguientes casos de estudio muestran un análisis del comportamiento de variables como frecuencia, ángulo del rotor y potencia eléctrica ante una falla trifásica en la Barra 2 de la Subestación Principal del SACSM, teniendo en cuenta la correcta operación de las protecciones de barra en varios tiempos de limpieza de la falla. En el Anexo III.3 se muestran otros casos de estudio analizados.

#### **Falla trifásica en la Barra 2, con un tiempo de limpieza de 220 ms:**

En la figura 3.1, que describe la evolución de la frecuencia en el tiempo, se observa la oscilación del sistema en un proceso de aceleración y desaceleración de las máquinas, retornando a un valor de frecuencia muy cercano a 60 Hz, siendo este último fenómeno el resultado de la desconexión de varias cargas debido a la actuación de la DAF y el  $df/dt$  (figura 3.2).

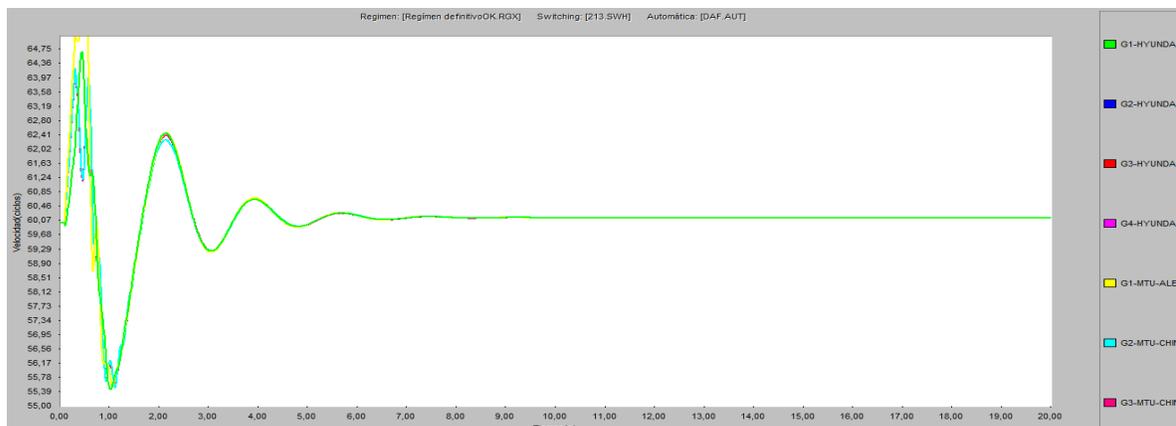


Figura 3.1: Comportamiento frecuencia contra tiempo.

	Automática	Paso	Tiempo	Switchings
1			0.10	Falla Shunt Barra [B2-SUB] 3f a tierra entre [0.10]-[10.00]. seg.: Inicio
2			0.32	Interruptor de la Línea [L32-SB-MAN-13.8kV-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
3			0.32	Interruptor de la Línea [L42-AT-MTU-china-Bat-4-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
4			0.32	Interruptor de la Línea [V2040-B1-SUB-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
5	df/dt	df/dt_V1010	0.96	Interruptor Carga [Este#3-V1010-Q23] Apertura sobre el Interruptor [1.1(100%)] [3.40]
6	PDAF	DAF_V1050	1.32 INSTAN	Interruptor Carga [BaseApoyo#1-V1050-Q18] Apertura sobre el Interruptor [1.5(100%)]
7			10.00	Falla Shunt Barra [B2-SUB] 3f a tierra entre [0.10]-[10.00]. seg.: Final

Figura 3.2: Eventos registrados durante y post-falla.

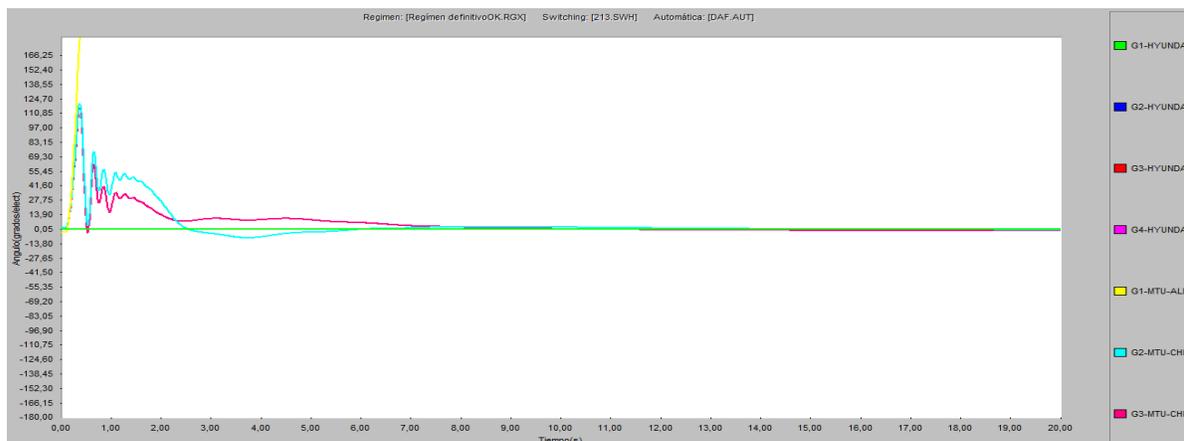


Figura 3.3: Comportamiento ángulo contra tiempo.

En el comportamiento del ángulo (figura 3.3), puede observarse la salida de la MTU-Alemana, y por consiguiente la pérdida de sincronismo entre las máquinas, lo que trae consigo la inestabilidad de dicho sistema.

**Falla trifásica en la Barra 2, con un tiempo de limpieza de 143 ms:**

Como se observa en las figuras 3.4 y 3.5, según el reporte de eventos, la frecuencia no presenta excursiones inadmisibles y retorna a un valor de 60.13 Hz luego de la perturbación,

siendo esta la consecuencia de la desconexión de varias cargas debido a la actuación de la DAF y el  $df/dt$ .

	Automática	Paso	Tiempo	Switchings
1			0.10	Falla Shunt Barra [B2-SUB] 3f a tierra entre [0.10]-[10.00]. seg.: Inicio
2			0.24	Interruptor de la Línea [L32-SB-MAN-13.8kV-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
3			0.24	Interruptor de la Línea [L42-AT-MTU-china-Bat-4-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
4			0.24	Interruptor de la Línea [V2040-B1-SUB-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
5	df/dt	df/dt_V1010	0.94	Interruptor Carga [Este#3-V1010-Q23] Apertura sobre el Interruptor [1.1(100%)] [3.40 I
6	PDAF	DAF_V1050	1.39 INSTAN	Interruptor Carga [BaseApoyo#1-V1050-Q18] Apertura sobre el Interruptor [1.5(100%]
7			10.00	Falla Shunt Barra [B2-SUB] 3f a tierra entre [0.10]-[10.00]. seg.: Final

Figura 3.4: Eventos registrados durante y post-falla.

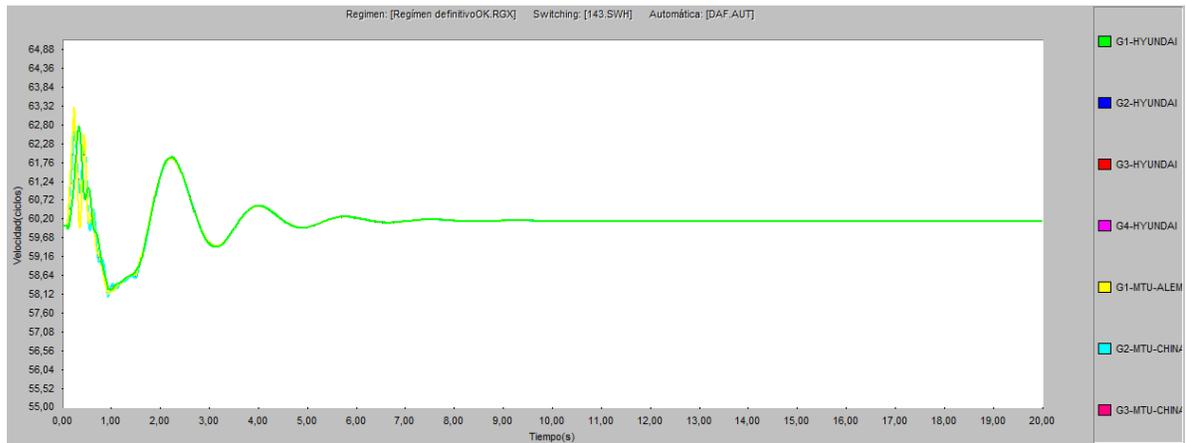


Figura 3.5: Comportamiento frecuencia contra tiempo.

Por otro lado, el ángulo de las máquinas que quedan conectadas (figura 3.6), presenta oscilaciones de hasta 70° pero logra retornar a valores muy cercanos a los iniciales.

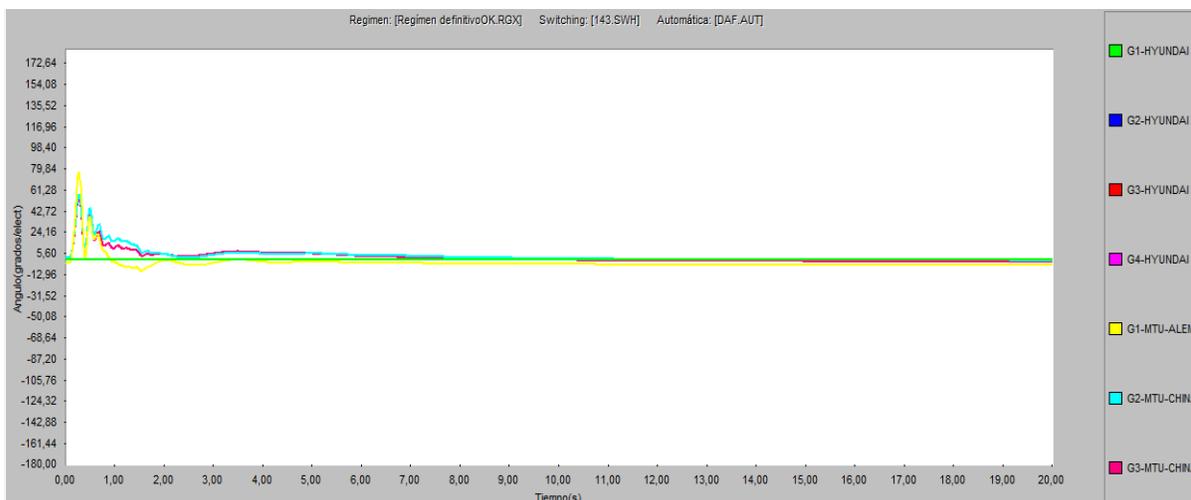


Figura 3.6: Comportamiento ángulo contra tiempo.

En la figura 3.7, que describe el comportamiento de la Potencia Reactiva, se puede observar un consumo de reactivo por parte de las MTU-Chinas, lo que pudiera activar la alarma de

consumo de reactivo de la protección contra pérdida de excitación de dichas máquinas. El disparo de dicha protección, en su segunda etapa, opera por criterios de impedancia, bajo voltaje en los terminales y por consumo de reactivo, pero su configuración actual responde solo a la pérdida total de la excitación con un alto retardo de tiempo, lo que haría improbable un disparo de la unidad para estas condiciones.

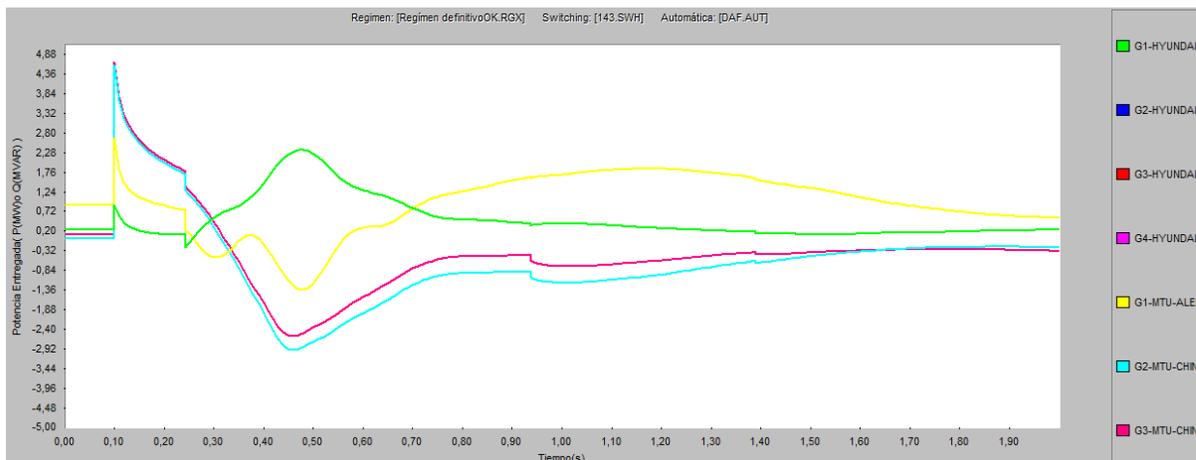


Figura 3.7: Comportamiento de Potencia Reactiva contra tiempo.

### Falla trifásica en la Barra 2, con un tiempo de limpieza de 142 ms:

Como se puede observar en las figuras 3.8 y 3.9, el comportamiento de la frecuencia y el ángulo de las máquinas es muy similar al caso anterior, destacando en este caso, que solo ocurre la desconexión de una carga por parte de la DAF (ver figura 3.10), lo que deja al sistema en mejores condiciones de operación.

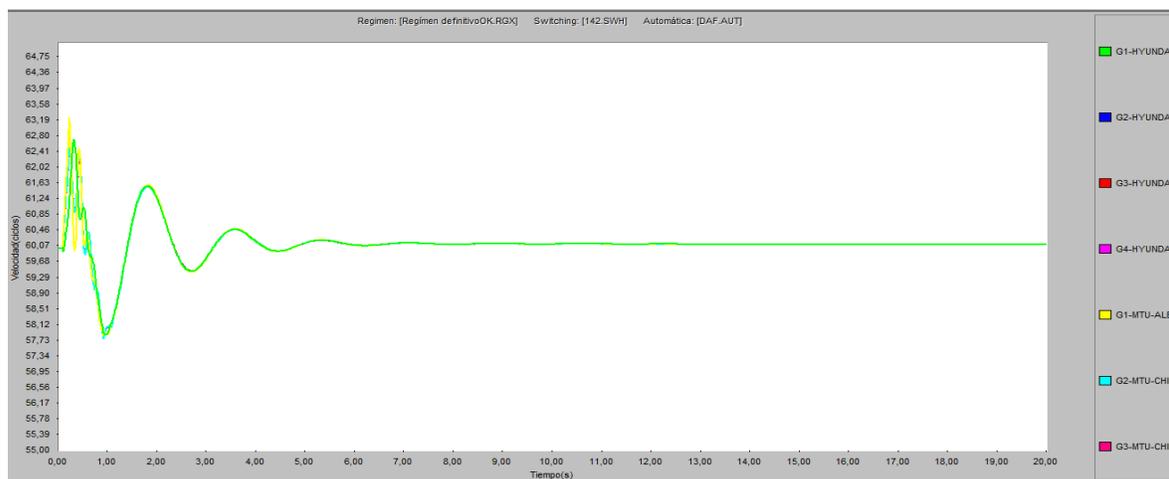


Figura 3.8: Comportamiento frecuencia contra tiempo.

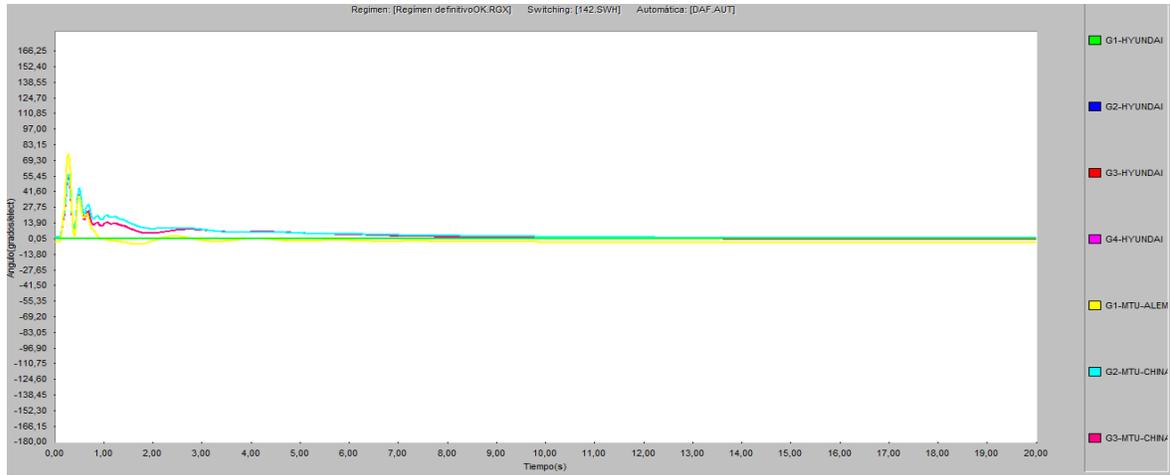


Figura 3.9: Comportamiento ángulo contra tiempo.

	Automática	Paso	Tiempo	Switchings
1			0.10	Falla Shunt Barra [B2-SUB] 3f a tierra entre [0.10]-[10.00]. seg.: Inicio
2			0.24	Interruptor de la Línea [L32-SB-MAN-13.8kV-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
3			0.24	Interruptor de la Línea [L42-AT-MTU-china-Bat-4-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
4			0.24	Interruptor de la Línea [V2040-B1-SUB-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
5	PDAF	DAF_V1010	0.93 INSTAN	Interruptor Carga [Este#3-V1010-Q23] Apertura sobre el Interruptor [1.1(100%)] [3.40
6			10.00	Falla Shunt Barra [B2-SUB] 3f a tierra entre [0.10]-[10.00]. seg.: Final

Figura 3.10: Eventos registrados durante y post-falla.

El comportamiento de la Potencia Reactiva, en este caso, es muy similar al caso analizado anteriormente, por lo que la posibilidad de disparo de la unidad debido a la protección de pérdida de excitación sería muy remota.

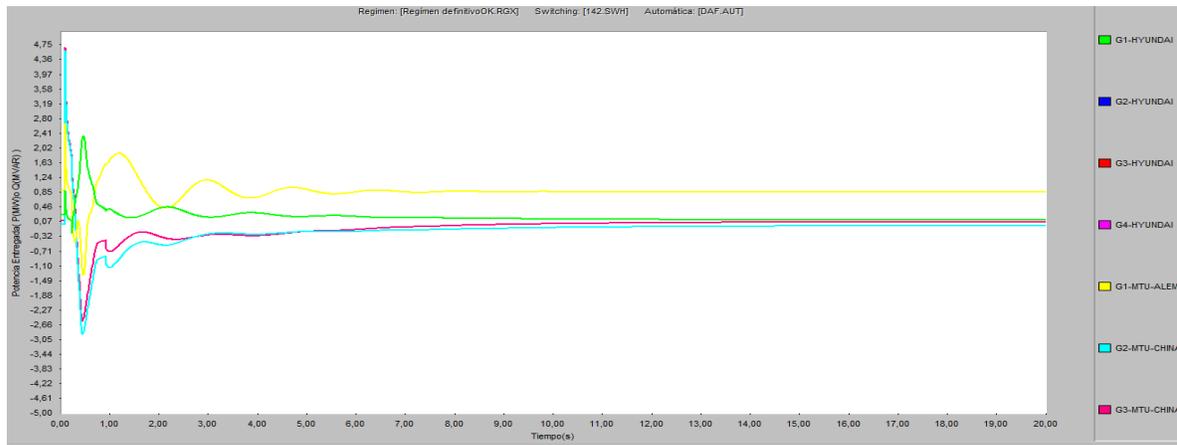


Figura 3.11: Comportamiento de Potencia Reactiva contra tiempo.

Es importante destacar que, en todos los casos estudiados, los valores de corriente debidos a las oscilaciones de potencia se mantienen por debajo de los ajustes de las protecciones,

tanto de los generadores, como de los totalizadores y las celdas de entrada (CR). Para más información sobre dicho análisis remitirse al Anexo III.4.

De este análisis se desprende que el tiempo crítico de limpieza para la peligrosa falla en la Barra 2 según las condiciones actuales del SACSM, está en el orden de 142 ms. A partir de ese tiempo el sistema muestra excursiones inadmisibles de frecuencia, lo que provoca la desconexión de varias cargas debido a la actuación de la DAF y el  $df/dt$ , provocando que dicho sistema quede en condiciones inaceptables de operación.

En la tabla 3.1 se muestra un resumen de los resultados obtenidos en las pruebas realizadas para distintos tiempos, siendo I (Sistema Inestable), E/N (Estable pero no aceptable) y E/A (Estable y en condiciones aceptables).

Tabla 3.1: Resumen de pruebas realizadas.

TIEMPO:	230	220	213	212	200	143	142	120
CONDICIÓN:	I	I	I	E/N	E/N	E/N	E/A	E/A

En el Anexo III.5 se muestra un análisis sin tener en cuenta la actuación de la DAF y el  $df/dt$ .

### **3.2 Comportamiento del sistema ante una falla trifásica en la barra 2 en el régimen actual y con cargas redistribuidas. Análisis y comparaciones**

A continuación, se analiza y compara el comportamiento del sistema ante una falla trifásica en barra, despejada transcurridos 213 ms de comenzada la falla, en el régimen actual de operación del sistema y con una redistribución de cargas entre las barras para conseguir una transferencia por el enlace menor a 1 MW. Para la redistribución de cargas solo se intercambian las cargas Este #3 y Este #2, lo que trae consigo una reducción de la transferencia por el enlace de 3 MW a solo 0.7 MW.

#### **Régimen actual:**

En este caso de estudio se observa un pico de baja frecuencia (Figura 3.12) que llega a valores de aproximadamente 55 Hz, lo que provoca la desconexión de varias cargas debido a la actuación de la DAF y el  $df/dt$  (figura 3.14).

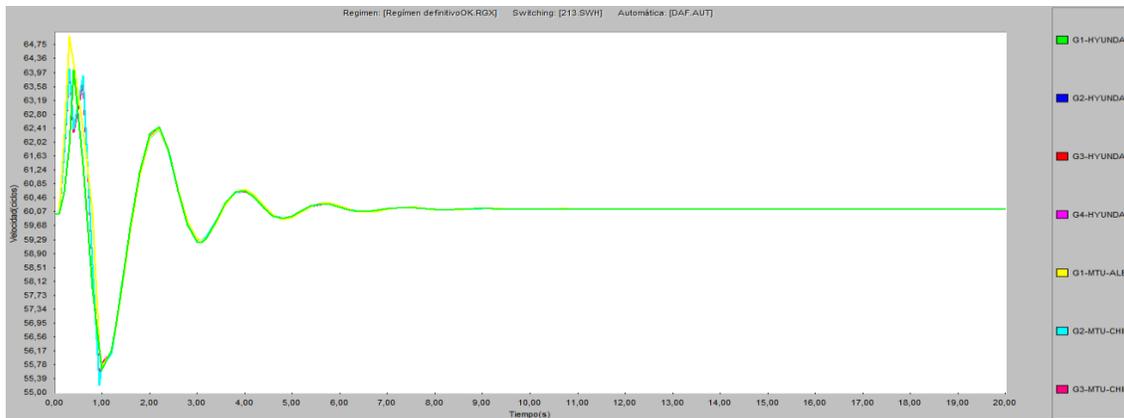


Figura 3.12: Comportamiento frecuencia contra tiempo.

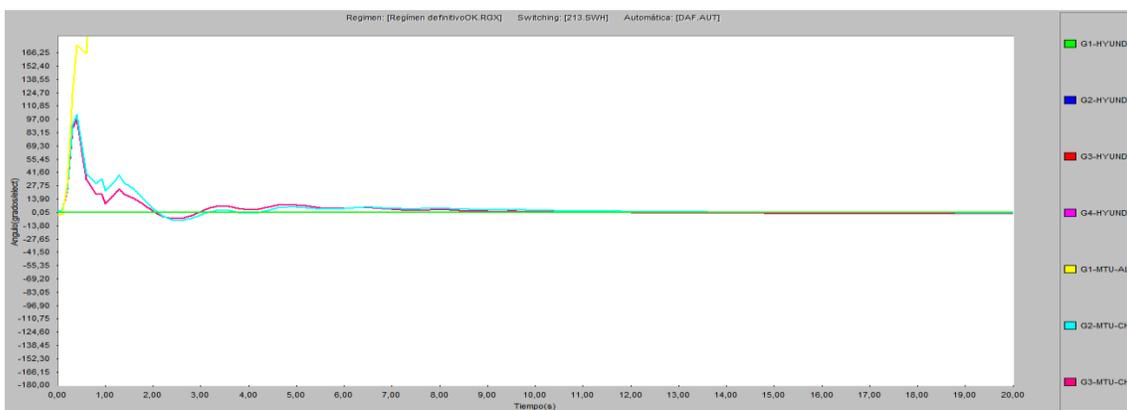


Figura 3.13: Comportamiento ángulo contra tiempo.

	Automática	Paso	Tiempo	Switchings
1			0.10	Falla Shunt Barra [B2-SUB] 3f a tierra entre [0.10]-[10.00]. seg.: Inicio
2			0.31	Interruptor de la Línea [L32-SB-MAN-13.8kV-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
3			0.31	Interruptor de la Línea [L42-AT-MTU-china-Bat-4-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
4			0.31	Interruptor de la Línea [V2040-B1-SUB-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
5	df/dt	df/dt_V1010	0.94	Interruptor Carga [Este#3-V1010-Q23] Apertura sobre el Interruptor [I.1(100%)] [3.40 I
6	PDAF	DAF_V1050	1.29 INSTAN	Interruptor Carga [BaseApoyo#1-V1050-Q18] Apertura sobre el Interruptor [I.5(100%)]
7			10.00	Falla Shunt Barra [B2-SUB] 3f a tierra entre [0.10]-[10.00]. seg.: Final

Figura 3.14: Eventos registrados durante y post-falla.

En la figura 3.13 se observa la pérdida de sincronismo entre las máquinas, lo que trae consigo la desconexión de unidades generadoras y la pérdida de estabilidad del sistema.

**Régimen con cargas redistribuidas:**

En este caso se observa un mejor comportamiento de los parámetros del sistema, la frecuencia se restablece más rápido y presenta valores mínimos de solo 58 Hz, como se puede ver en la figura 3.15.

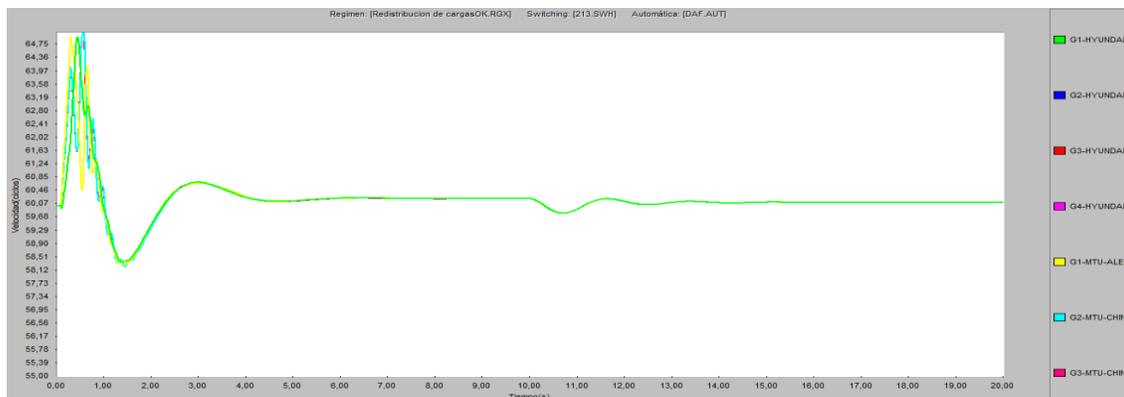


Figura 3.15: Comportamiento frecuencia contra tiempo.

En la figura 3.16 se observa que, en este caso sólo actúa el  $df/dt$ , trayendo consigo la desconexión de una pequeña carga, lo que deja al sistema en mejores condiciones de operación luego del disturbio.

	Automática	Paso	Tiempo	Switchings
1			0.10	Falla Shunt Barra [B2-SUB] 3f a tierra entre [0.10]-[10.00]. seg.: Inicio
2			0.31	Interruptor de la Línea [L32-SB-MAN-13.8kV-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
3			0.31	Interruptor de la Línea [L42-AT-MTU-china-Bat-4-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
4			0.31	Interruptor de la Línea [V2040-B1-SUB-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
5	df/dt	df/dt_V1020	1.31	Interruptor Carga [Este#2-V1020-Q24] Apertura sobre el Interruptor [1.2(100%)] [1.13]
6			10.00	Falla Shunt Barra [B2-SUB] 3f a tierra entre [0.10]-[10.00]. seg.: Final

Figura 3.16: Eventos registrados durante y post-falla.

Por otro lado, el ángulo del rotor de las máquinas sigue presentando grandes desviaciones (figura 3.17), pero logra retornar a un valor aceptable luego de la perturbación.

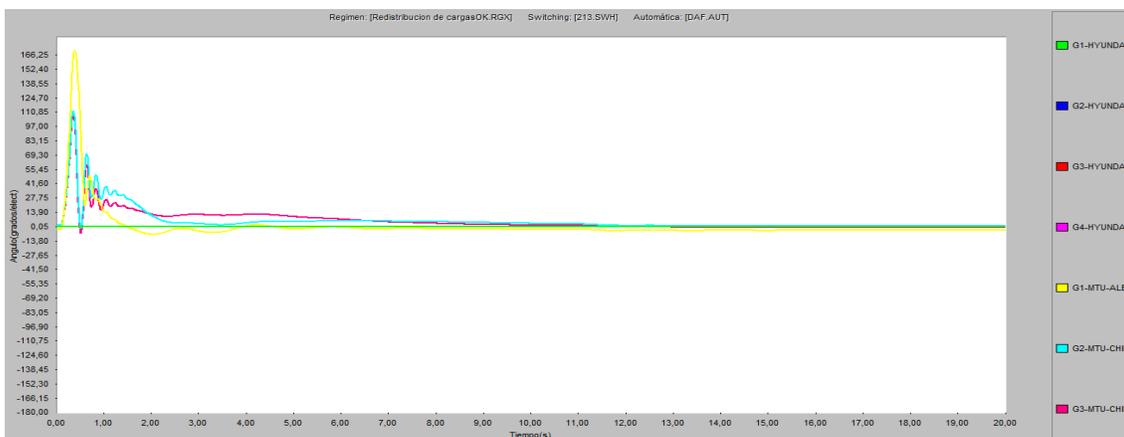


Figura 3.17: Comportamiento ángulo contra tiempo.

Comparando ambos sistemas, se puede observar que una pequeña redistribución de las cargas entre las barras de la Subestación Principal del SACSM trae consigo una mejoría notable en el comportamiento del sistema ante una falla en barra o muy cercana a ella.

### **3.3 Análisis de factores con un posible efecto en la correcta operación de la PEB**

Algunos de los fenómenos presentes en la operación del SACSM que podrían influir en la correcta operación de la PEB, son los efectos que traen consigo las oscilaciones de potencia, aspecto que se analiza anteriormente y amplía en los anexos, y la posible contribución a un cortocircuito en barra por parte de cargas motoras presentes en los consumidores.

Como se explica en capítulos anteriores, la PEB utiliza la información que brindan los relés multifuncionales P142 y P143 de las entradas de generación y salidas a alimentadores, para determinar si la falla es en barra o fuera de esta, utilizando una lógica de operación que en caso de detectar una señal de activación de cualquier elemento de sobrecorriente de fase o tierra de los alimentadores de carga correspondientes procede al bloqueo instantáneo de la activación de la PEB.

Debido a esta configuración y la no implementación de direccionalidad de los relés P142, podría darse el caso de que la contribución al cortocircuito de motores de magnitud considerable active los P142 y por consiguiente bloquee la PEB ante una falla en barra.

En la actualidad, según información suministrada por el personal de la Empresa Eléctrica Villa Clara, las máquinas más grandes presentes en los hoteles son las de las plantas desalinizadoras, con una potencia aproximada de 600 kW a una tensión de 0,4 kV.

Según información del Departamento de Protecciones de la Empresa Eléctrica Villa Clara, las protecciones de sobrecorriente del relé P142 arrancan para una corriente mayor a 408 A con una curva muy inversa.

A continuación, se muestra el análisis de la influencia de la contribución de las cargas motoras para una falla trifásica en la Barra 2.

Como se muestra en la figura 3.18, los valores de corriente de contribución alcanzados no llegan al valor umbral de ajuste de los relés P142, por lo que no provocaría el bloqueo incorrecto de la PEB.

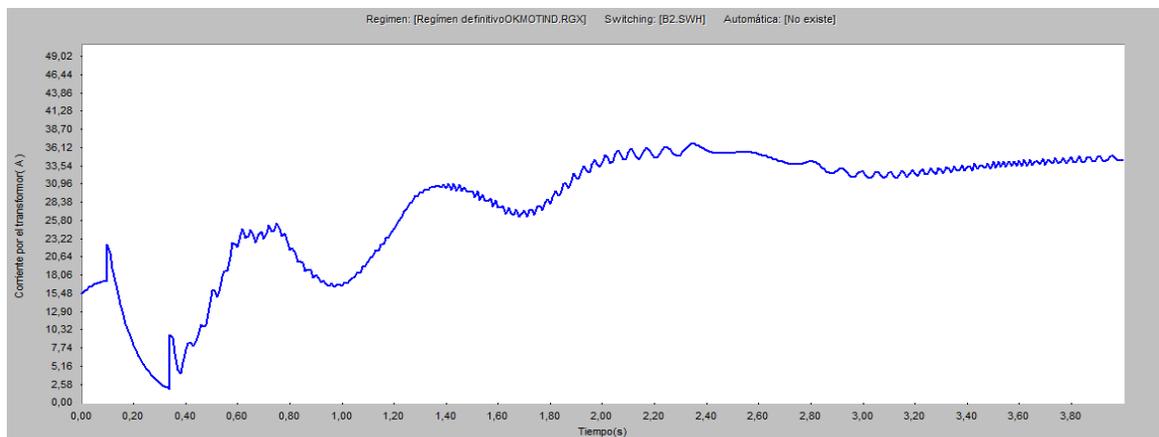


Figura 3.18: Comportamiento de la corriente del motor referida al lado de 13.8 kV del transformador.

El polo turístico Cayo Santa María es de vital importancia para el desarrollo del turismo en nuestro país, por lo que está en continuo crecimiento. Dicho crecimiento trae consigo el incremento de las cargas y nuevas máquinas motoras de gran potencia. Si en un futuro se instalaran grandes máquinas de 13,8 kV, la contribución de dichas máquinas a un cortocircuito en barra estaría más cerca del umbral de los relés P142, como se muestra en la figura 3.19, con la simulación de la contribución de un motor sincrónico de 600 kW a una tensión de 13.8 kV, lo que podría provocar el bloqueo de la PEB.

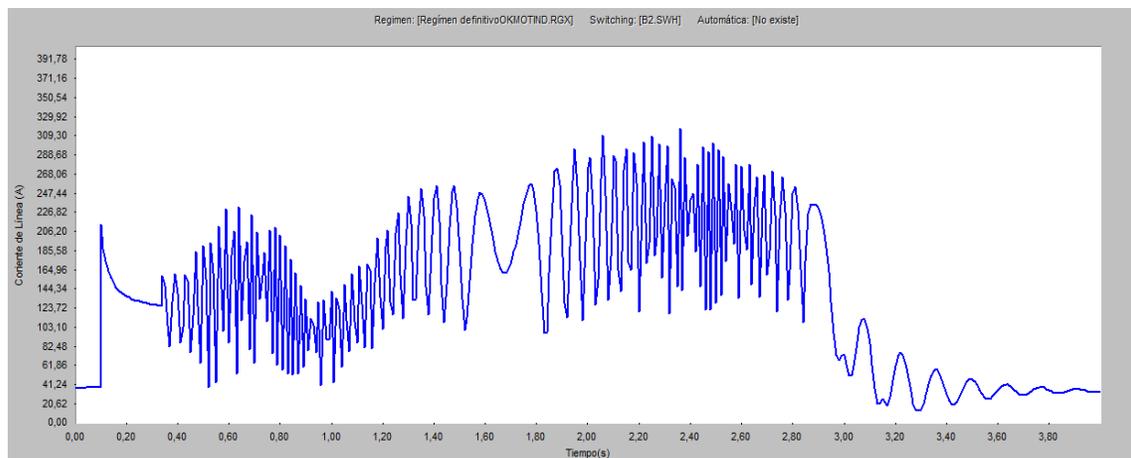


Figura 3.19: Comportamiento de la corriente contra tiempo de contribución de un motor de 600 kW a 13.8 kV al cortocircuito en barra 2.

### 3.4 Propuesta de nuevos esquemas de protección de barra y modificaciones al existente

Como se explica anteriormente en el epígrafe 2.6, la PEB implementada en el SACSM presenta un tiempo de limpieza de falla que atenta contra la estabilidad del sistema. Es por eso que se hace necesario modificar la lógica de operación y la forma de transferencia de

disparos, así como proponer nuevos esquemas que logren una operación rápida, selectiva y confiable. Las propuestas que se describen a continuación, se componen de la adecuación de modificaciones planteadas en trabajos anteriores, así como nuevos esquemas, teniendo como objetivos mejorar el tiempo de limpieza de la falla para garantizar la estabilidad del sistema y lograr una operación selectiva y confiable.

### **3.4.1 Protección por zonas de interbloqueo usando comunicación por mensajes GOOSE de la norma IEC 61850**

Teniendo en cuenta el principio de funcionamiento actual de la PEB (Anexo III.6) y los antecedentes ocurridos, a continuación, se muestra la variante de solución utilizando procesador lógico y nueva configuración de zonas de interbloqueo; la tecnología instalada permite su implementación sin necesidad de inversión a gran escala.

Los relevadores digitales instalados en la Subestación Principal (MiCOM P143) admiten comunicación por fibra óptica y protocolo IEC 61850, es por ello que la adaptación del esquema de protección de barra mediante comunicación por mensajería GOOSE constituye una solución ingenieril inmediata.

La Figura 3.20 muestra el principio de funcionamiento propuesto, el Timer 1 evita la activación no deseada ante fallos externos, de mantenerse una señal de bloqueo durante 1 cyc (16ms), la señal de salida se activa por 7 cyc (116ms) previendo así operación no selectiva de resetearse la señal de bloqueo antes de la señal de disparo procedente de los relés ubicados en las celdas de entrada de generación correspondientes a la barra donde ocurre la falla. El Timer 2 proporciona coordinación en las comunicaciones entre los relevadores digitales, la activación en 1.5 cyc (25ms) constituye el tiempo de espera de las señales de bloqueo, la señal de salida se mantendría por 2 cyc (33ms) para asegurar que sea recibida por los relevadores digitales correspondientes. La implementación de esta variante conforma un esquema de protección de barra selectivo y rápido (menos de 100 ms) con el cual se alcanza discriminación de la sección de barra en fallo (Barra 1 o Barra 2) [38].

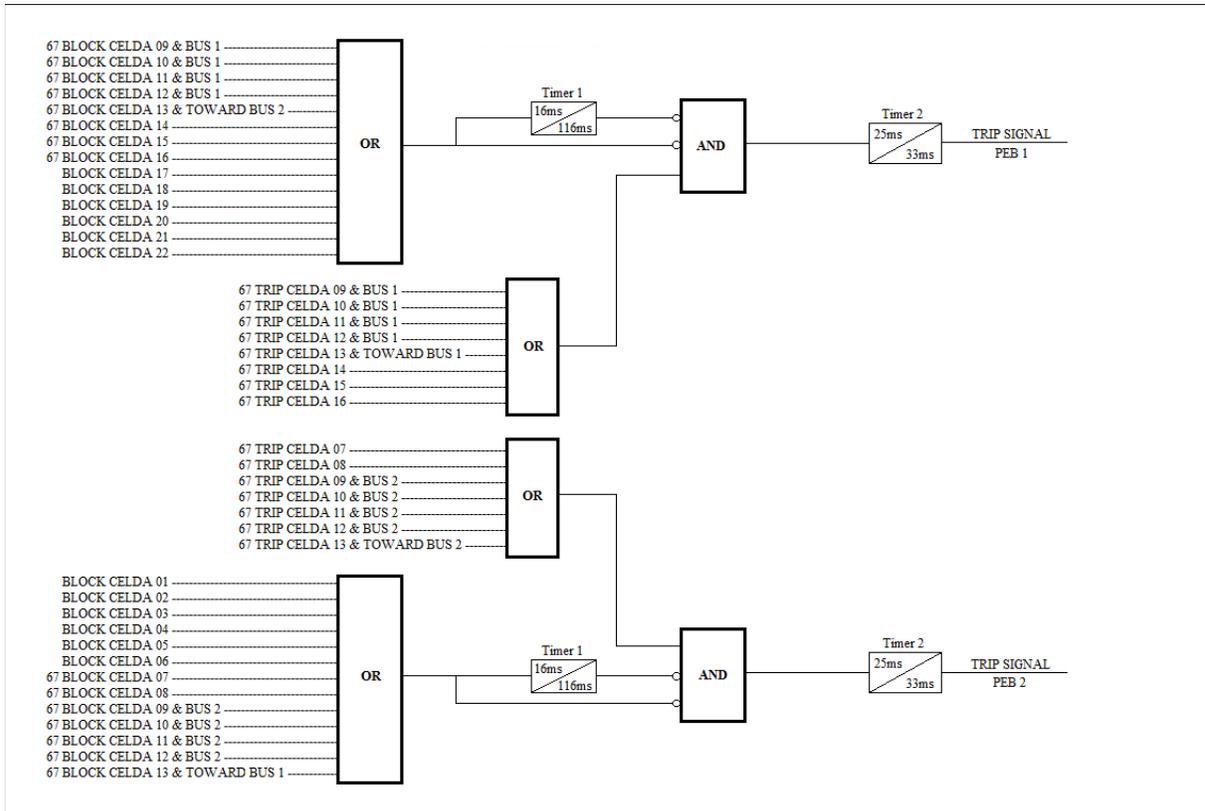


Figura 3.20: PEB 1 y PEB 2 utilizando protocolo de comunicación IEC 61850.

### 3.4.2 Protección de Arco supervisada con elemento sobrecorriente usando comunicación por mensajes GOOSE de la norma IEC 61850

La instalación de una protección para la detección de arco eléctrico (Arc Flash Detector-AFD) en las celdas de la Subestación Principal ofrecería mayor confiabilidad en el aislamiento de fallas.

La detección de arco eléctrico en los compartimientos de barra sería supervisada con el elemento sobrecorriente direccional 67 TRIP de las celdas de entrada de generación o enlace barra, resultando en un sistema de protección de barra con estándares de confiabilidad, selectividad y rapidez superiores a lo actual (Figura 3.21) [38].

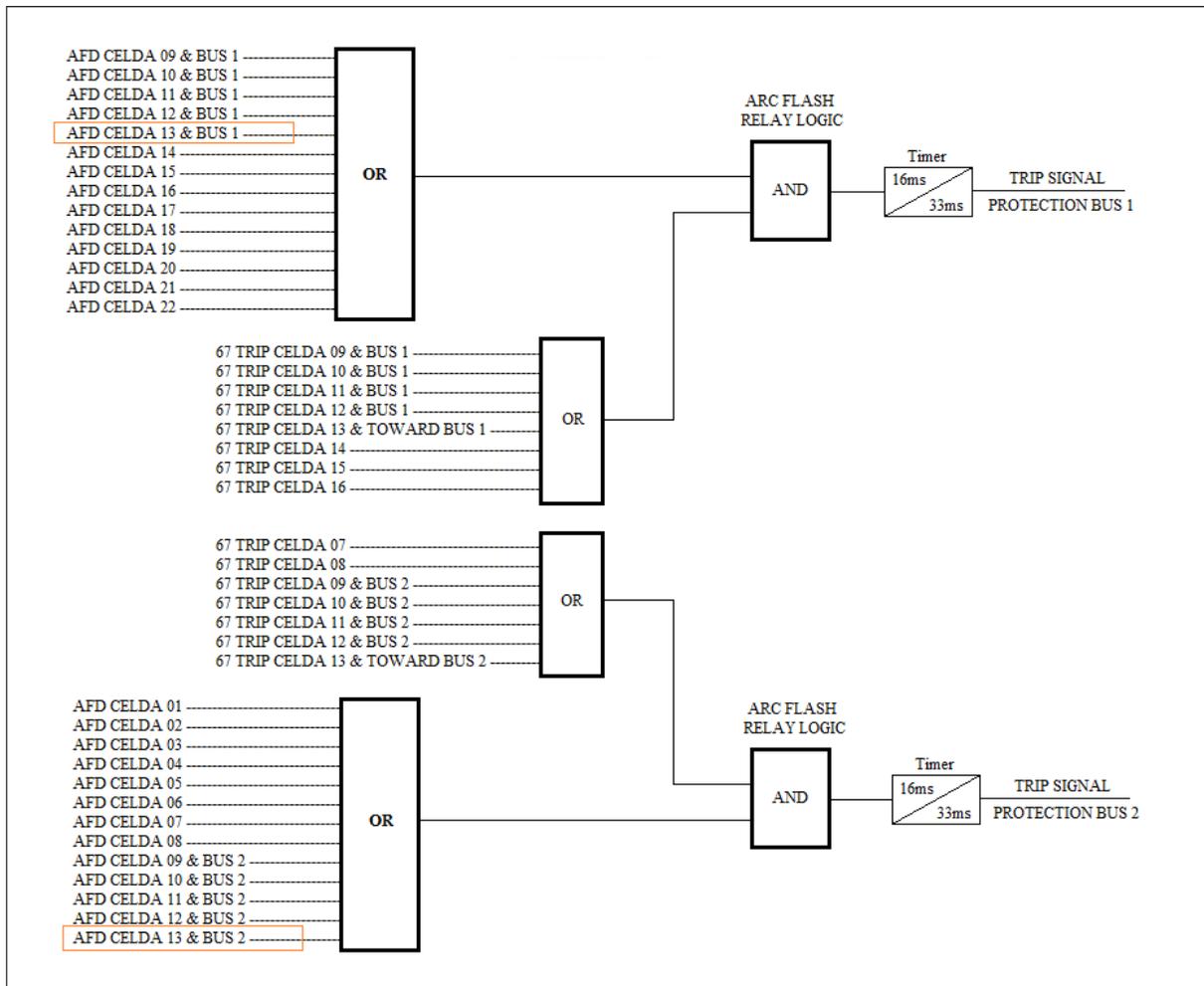


Figura 3.21: Integración protección de arco y comunicación IEC 61850.

La principal ventaja de implementar el esquema de protección de arco supervisado con un elemento sobrecorriente, sería lograr selectividad en la zona de solapamiento de la protección de ambas barras (Figura 3.22).

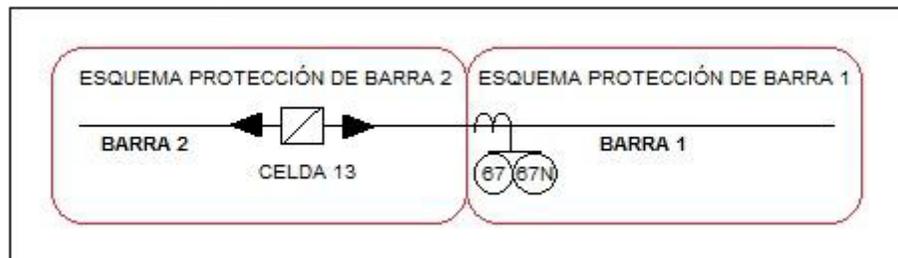


Figura 3.22: Solapamiento protección de barra 1 y 2.

El enlace de barra (Celda 13) presenta únicamente TC en la sección de barra 1. La posibilidad de instalar sensores de arco independientes en los compartimientos de barra 1 y

barra 2 del enlace de barra, posibilita la activación selectiva del esquema de protección de barra correspondiente [38].

El esquema mencionado proporciona un tiempo de limpieza de la falla inferior a 100 ms, logrando mantener una operación estable y aceptable luego de despejada la falla.

### 3.4.3 Protección diferencial de baja impedancia numérica. SEL-487B

El SEL-487B (figura 3.23) es un relé diferencial de barra de baja impedancia numérico, llamado también protección diferencial porcentual[39].

El Relé de diferencial de barras y falla de interruptor SEL-487B protege los sistemas de barra con hasta 21 terminales (21 TC por relé, 63 TC con un esquema de tres relés), 6 zonas de protección y 3 zonas de verificación independientes. Para optimizar la seguridad de la protección, cada zona de verificación supervisa una fase designada en el sistema y un algoritmo de detección de TC en circuito abierto patentado bloquea las potenciales operaciones indebidas en condiciones de TC en circuito abierto o en cortocircuito. Los elementos de corriente diferencial y direccional proporcionan mayor seguridad y una rápida detección de fallas. Además, puede reducir los costos de protección mediante la protección de falla de interruptor integrada. El relé también brinda reportes de eventos y un registrador de eventos secuenciales (SER) para simplificar el análisis de evento posterior a la falla [40].



Figura 3.23: SEL-487B.

Dicho relé permite su implementación en sistemas con TC de diferentes relaciones, con secundarios de 1 o 5 A. La flexibilidad integrada en los ajustes le permite eliminar el cableado complejo mediante las relaciones de transformación de TC que difieren en un factor de hasta 10:1. Aprovecha el mismo TC para lograr una protección diferencial,

medición, relé de respaldo y otras funciones. Presenta tecnologías de comunicación, TiDL de SEL o la tecnología SV de SEL, que permiten la automatización de la subestación.

Un relé SEL-487B es capaz de operar en menos de un ciclo para fallas internas, como se puede observar en la figura 3.24.

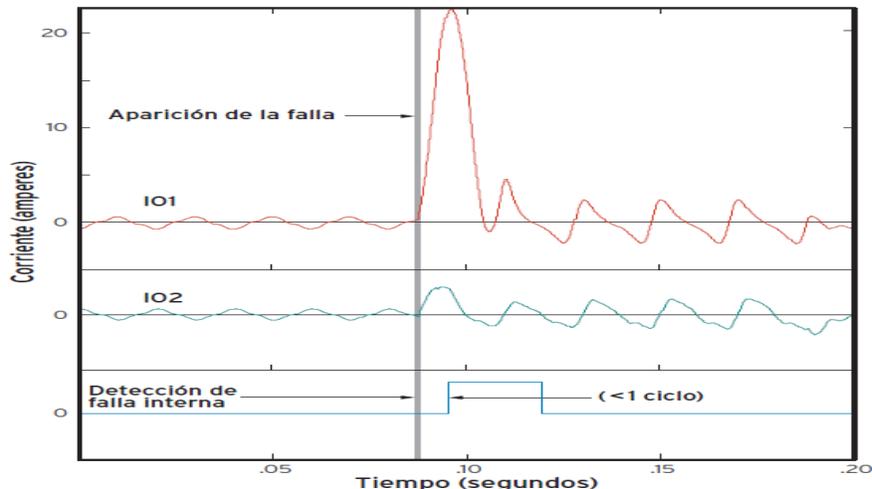


Figura 3.24: Tiempo de operación para fallas internas.

Otras de sus características y funcionalidades son una alta seguridad para fallas externas con saturación severa de los TC, retraso mínimo ante fallas que evolucionan de externas a internas, supervisión de los TC con lógica de detección de Tc abierto, protección de sobrecorriente integrada, detección de falla del interruptor, entre otras.

El SEL-487B presenta una lógica que le brinda seguridad ante fallas que no sean de naturaleza interna, como se puede observar en la figura 3.25, cuando los elementos direccionales del relé detectan una falla externa, el relé ingresa al modo de alta seguridad y selecciona de manera dinámica una pendiente más alta para los elementos diferenciales, lo que los vuelve más seguros durante la falla.

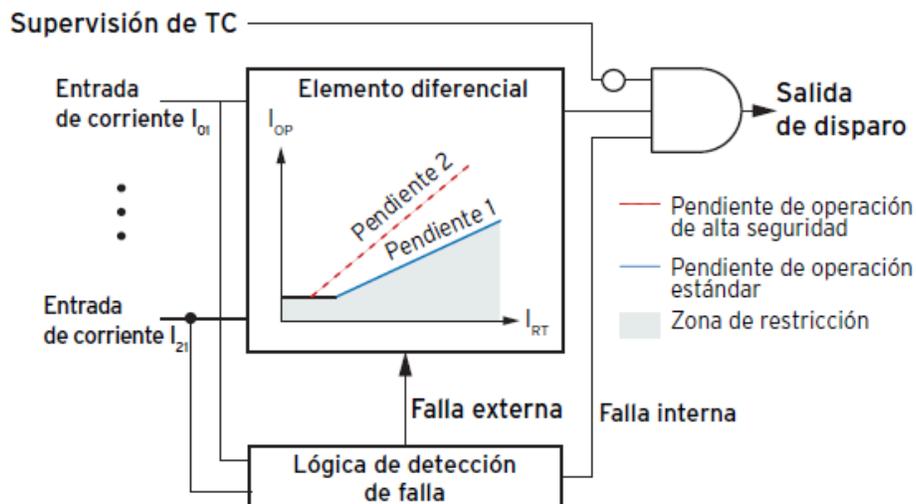


Figura 3.25: Lógica de detección de falla.

Esta solución conlleva una gran inversión inicial, pero brinda un alto grado de selectividad, rapidez y confiabilidad ante una falla, además de que minimiza la complejidad del sistema de protección haciéndolo más fiable. Por otro lado, debido al amplio rango de funcionalidades y capacidades, brinda soluciones efectivas a diversos problemas y minimiza los costos de operación a largo plazo.

En el Anexo III.7 se muestra información ampliada acerca del SEL-487B.

#### 3.4.4 Protección diferencial de baja impedancia numérica. ABB-REB670

El IED del REB670 (Figura 3.26) proporciona operación selectiva, confiable y rápida para diversos tipos de fallas, entre fases internas y de fase a tierra, en sistemas eléctricos con conexión directa a tierra o conectados a tierra a través de una baja impedancia. También puede controlar todas las fallas multifase internas en sistemas eléctricos aislados o conectados a tierra a través de una alta impedancia [41].



Figura 3.26: Relé REB670.

Está diseñado para proteger y monitorear barras conductoras, conexiones en T con niveles de tensión de medio a extra alto. Debido a su extensa capacidad de entrada/salida, REB670 protege las disposiciones de un interruptor y medio o dos interruptores con barras conductoras simples y dobles con o sin bus de transferencia.

REB670 ofrece una protección completa de la barra conductora que, además de la protección diferencial, incluye una selección de zona dinámica flexible (réplica de dispositivo de desconexión) integrada a un IED (Dispositivo electrónico inteligente). Esto facilita conexiones TC dinámicas a zonas diferenciales, como también la desconexión selectiva de la barra conductora ante fallas, y la supervisión del estado del dispositivo de desconexión. Debido a su principio de medición único, este IED posee muy bajos requisitos de TC, por lo que puede ser utilizado en sistemas con TC de distintas relaciones [41].

Este IED presenta un tiempo de funcionamiento extremadamente breve, generalmente de 12 ms, para la mayoría de las fallas internas, independientemente de la cantidad de alimentadores conectados. Al mismo tiempo, mantiene estabilidad completa para las fallas externas, incluso cuando se produce una fuerte saturación de TC.

Estos IED se pueden aplicar para la protección diferencial de secciones de la barra conductora de 4 hasta 24 entradas de TC. Todas las variantes poseen dos zonas de protección diferencial de baja impedancia y una zona de verificación. Puede utilizar la herramienta de configuración gráfica Administrador de protección y control de IED PCM600 para adaptar fácil e intuitivamente los IED del REB670 preconfigurados a su disposición de barra conductora específica.

El IED del REB670 presenta múltiples algoritmos en un único dispositivo. Cuenta con dos funciones de protección diferencial: una básica y una con un nivel de funcionamiento

sensible. Esta última puede detectar fallas a tierra de la barra conductora interna en sistemas de suministro de energía conectados a tierra a través de una baja impedancia (es decir, redes eléctricas donde la corriente de falla a tierra se limita a cierto nivel, por lo general entre 300 A y 2000 A primarios, mediante un reactor o una resistencia en el punto neutro) o para otras aplicaciones especiales donde se requiere mayor sensibilidad. El funcionamiento y las características de funcionamiento de la protección diferencial sensible se pueden ajustar independientemente de la característica de funcionamiento de la protección diferencial principal. El nivel diferencial sensible se bloquea en cuanto la corriente entrante total excede el nivel preestablecido. Mediante ajustes adecuados, se puede asegurar el bloqueo de este nivel sensible para faltas externas de fase a fase o trifásicas, que pueden provocar la saturación del TC. La comparación entre estas dos características se observa en la figura 3.27.

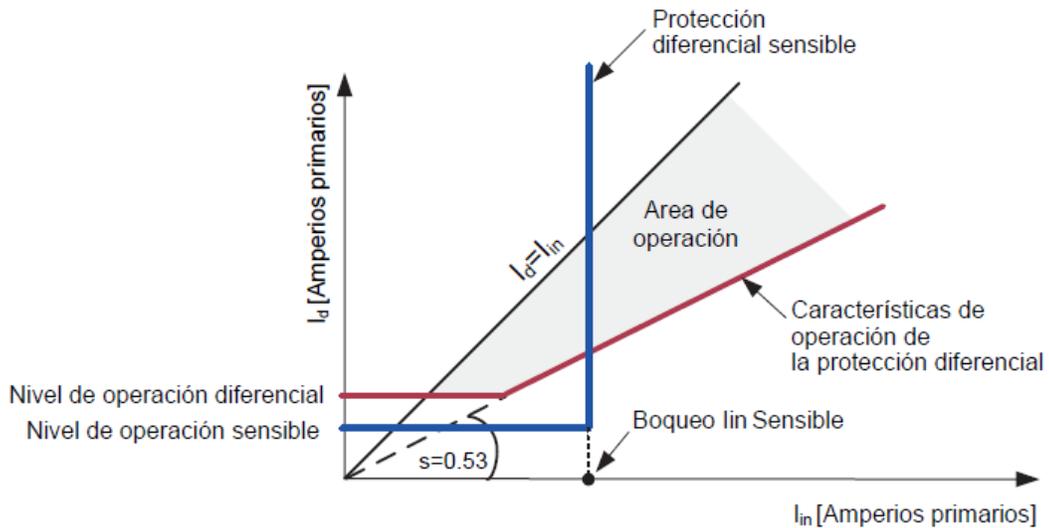


Figura 3.27: Característica de funcionamiento de REB670.

Cabe destacar que este IED presenta varias opciones de comunicación, todas rápidas y confiables, y es totalmente compatible con la mensajería GOOSE IEC 61850.

El REB670 presenta además diversas funcionalidades como la detección y bloqueo del funcionamiento incorrecto durante los circuitos abiertos de TC, supervisión de fallo de interruptor, protecciones de sobrecorriente de respaldo para los alimentadores, interfaz Ethernet para una comunicación rápida y simple con la PC, registro de eventos e interfaz para el análisis de la falla, entre otros.

Como se describe anteriormente, la REB670 de ABB, aunque conlleva una gran inversión inicial, se caracteriza por una operación rápida, selectiva y confiable, además de que facilita

importantes ahorros en los costos de configuración, instalación, montaje, puesta en servicio y mantenimiento, y requiere poco espacio. Debido a su amplio rango de funcionalidades es capaz de brindar una solución efectiva a diversos problemas.

En el Anexo III.8 se muestra información ampliada acerca del REB670.

### **3.4.5 Comparación técnica y económica de propuestas.**

La selección de un sistema de protección de barra para una aplicación en particular se basa en criterios tan diversos como el arreglo de barras, disponibilidad y localización de los transformadores de corriente, características de los transformadores de corriente, requerimientos técnicos, costos y complejidad. Entre los criterios técnicos a tener en cuenta se encuentran la selectividad, sensibilidad, rapidez y seguridad [42].

El costo es a menudo una consideración para determinar el sistema de protección apropiado siempre que se cumplan los criterios de rendimiento. El costo del sistema de protección en sí es solo uno de los costos a evaluar; el costo del sistema de protección incluye [42]:

- ✓ Costo de los relés de protección y el cableado que conforman el sistema.
- ✓ Costo de los transformadores de instrumentos necesarios para implementar el sistema de protección.
- ✓ Costo de los estudios de ingeniería para verificar el rendimiento adecuado del sistema de protección.
- ✓ Costo de prueba y validación del sistema de protección.

La complejidad puede introducir costos ocultos. Por ejemplo, aunque los sistemas de zona de interbloqueo hacen uso de los relés en cada uno de los elementos de la red y, por lo tanto, no requieren un equipo de sistema de protección de barra dedicado, pueden ser mucho más complejos para diseñar, configurar y poner en servicio que una protección diferencial de barra[42].

A continuación, en la tabla 3.2 se muestra una comparación entre los sistemas de protecciones propuestos basada en los criterios antes mencionados, donde se califica en cada criterio como H (relativamente alta), M (relativamente media) y L (relativamente baja).

Tabla 3.2: Comparación técnico-económica.

<b>Criterios</b>	<b>Protección por zonas de interbloqueo</b>	<b>Porcentaje diferencial avanzadas (SEL-487b, ABB-REB670)</b>	<b>Protección de arco</b>
<b>Selectividad</b>	H	H	H
<b>Velocidad</b>	M	H	M
<b>Sensibilidad</b>	M	M	M
<b>Seguridad</b>	M	H	M
<b>Complejidad</b>	H	M	H
<b>TC con diferentes relaciones</b>	Permite	Permite	Permite
<b>Costo estimado</b>	Mínima inversión	Gran inversión inicial, pero reduce el costo de operación a largo plazo	Mediana inversión

### 3.5 Consideraciones finales del capítulo

- ✓ El tiempo crítico de limpieza, que garantiza además de la estabilidad, que el sistema se restablezca en las mejores condiciones posibles de operación luego de una falla, se sitúa en los 142 ms.
- ✓ En las condiciones actuales de operación del SACSM, ante una falla, los valores de corriente debidos a las oscilaciones de potencia se mantienen por debajo de los ajustes de las protecciones, tanto de los generadores, como de los totalizadores y las celdas de entrada (CR).
- ✓ La redistribución de cargas, de manera que se tenga una transferencia por el enlace menor a 1 MW, trae consigo una mejoría en el comportamiento del sistema ante una falla.
- ✓ En las condiciones actuales de operación, la contribución a un cortocircuito en barra o muy cerca de esta por parte de grandes cargas motoras no altera el funcionamiento de la protección de barra.
- ✓ Si en un futuro se instalaran grandes cargas motoras de 13,8 kV, la contribución de dichas máquinas a un cortocircuito en barra estaría más cerca del umbral de los relés P142, lo que provocaría el bloqueo no deseado de la PEB.

- ✓ La protección por zonas de bloqueo usando comunicación por mensajes GOOSE de la norma IEC 61850 es un esquema de protección de barra selectivo y rápido (menos de 100 ms), y no requiere de una inversión a gran escala.
- ✓ El esquema de protección de Arco supervisada con elemento sobrecorriente resulta en un sistema de protección de barra con altos estándares de confiabilidad, selectividad y rapidez.
- ✓ Los esquemas de protección diferencial de barra de baja impedancia, SEL-487B y REB670 de ABB, brindan un alto grado de selectividad, rapidez y confiabilidad, además de que minimizan los costos de operación del sistema y resuelven diversas problemáticas de los sistemas de protecciones.
- ✓ La principal desventaja de los modernos esquemas de protección diferencial de barra de baja impedancia es la necesidad de una inversión inicial a gran escala.

## CONCLUSIONES

- ✓ Entre los principales factores que afectan la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico aislado se encuentran el tipo y localización de la falla, el tiempo de limpieza de la falla y la forma de liberación de la falla, así como el régimen de operación previo al disturbio.
- ✓ La actualización del monolineal y esquema de protección de la subestación principal del SACSM y su simulación en el software PSX, permitió realizar un análisis integral de afectaciones, así como evaluar la estabilidad del sistema ante cortocircuitos severos, lo que arrojó un tiempo crítico de limpieza del orden de 142 ms.
- ✓ La protección de barra del SACSM, con su configuración actual y tiempo de operación de alrededor de 240 ms en toda la cadena de disparo, afecta la estabilidad del sistema ante fallas en barra o muy cercanas a esta.
- ✓ Mejorar el régimen de operación con el balance de generación carga en cada sección de barra, minimizando transferencia por el enlace contribuye considerablemente a una mejor respuesta del sistema ante fallas severas, fundamentalmente en la barra 2.
- ✓ Las modificaciones a la Protección Especial de Barras que está actualmente implementada, a mensajería GOOSE de la norma IEC 61850 y los relés existentes, y otra a través de protección de arco supervisada con elementos de sobrecorriente y comunicación por mensajes GOOSE IEC 61850 son soluciones inmediatas que pueden mejorar la respuesta en tiempo de asilamiento de fallas severas.
- ✓ Las protecciones diferenciales de baja impedancia numérica, SEL-487B y ABB-REB670, proporcionan una operación selectiva, confiable y más rápida, pero conllevan a una considerable inversión.

## RECOMENDACIONES

En trabajos posteriores se pueden realizar estudios que complementen el análisis realizado en esta tesis, como son:

- ☞ Realizar estudios de tiempo de limpieza necesarios para fallas menos severas (monofásicas y bifásicas) y/o a través de impedancia en barras o cercanas en alimentadores, que posibilitan evaluar de manera general la respuesta y sensibilidad de las protecciones y automáticas actuales o futuras a instalar.
- ☞ Evaluar la implementación de la direccionalidad en las protecciones de alimentadores de carga, ante posibles incrementos de cargas motoras fundamentalmente en media tensión.
- ☞ Hacer un estudio más profundo sobre la velocidad de transmisión por mensajería GOOSE en la operación de las protecciones.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] R. Blanco Villar, "Validación y Optimización de Ultracondensadores como Sistema de Almacenamiento de Energía para los Sistemas Eléctricos Aislados," Proyecto Fin de Carrera, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, 2014.
- [2] P. Centeno López, F. Fernández Bernal, L. Rouco Rodríguez, M. González Martín-Luego, J. M. Rojo Chamorro, and J. R. Diago Ruiz, "Estabilidad de Sistemas Eléctricos Insulares," *Anales de Mecánica y Electricidad*, 2004.
- [3] F. M. González-Longatt, *Estabilidad en Sistemas de Potencia*. 2006.
- [4] L. L. Grigsby, *Power System Stability and Control*. 2006.
- [5] C. A. Aguilar Quintanilla, "Análisis y simulación de estabilidad transitoria en sistemas multimáquina," Tesis de final de carrera, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de El Salvador, Ciudad Universitaria, 2019.
- [6] P. M. Anderson, *Power System Control and Stability*, Second ed. ed. New Jersey: IEEE Wiley-Interscience, 2003.
- [7] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York: McGraw Hill, 1994.
- [8] I. Antonio Calle, "Flujo de potencia óptimo con restricciones de estabilidad transitoria," Tesis de Máster, Escuela Politécnica Superior, Universidad Carlos III de Madrid, Leganés, 2011.
- [9] P. Kundur, *Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions* (IEEE Transactions on Power Systems). 2004.
- [10] R. López Vázquez, "Análisis de Estabilidad Angular Transitoria en Sistemas Eléctricos de Potencia con Fuentes Alternas de Generación," Tesis de grado, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, México, D.F, 2010.
- [11] R. Zárate-Miñano, T. V. Cutsem, F. Milano, and A. J. Conejo, "Securing Transient Stability Using Time-Domain Simulations Within an Optimal Power Flow," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 25, 2010.
- [12] D. Gan, R. J. Thomas, and R. D. Zimmerman, "Stability-constrained optimal power flow," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, 2000.
- [13] Y. Yuan, J. Kubokawa, and H. Sasaki, "A solution of optimal power flow with multicontingency transient stability constraints," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, 2003.
- [14] D. Layden and B. Jeyasurya, "Integrating security constraints in optimal power flow studies," *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 1, 2004.
- [15] Y. Xia, K. W. Chan, and a. M. Liu, "Direct nonlinear primal-dual interior-point method for transient stability constrained optimal power flow," *IEE Proceedings- Generation, Transmission and Distribution*, vol. 152, 2005.
- [16] L. Chen, Y. Taka, H. Okamoto, R. Tanabe, and A. Ono, "Optimal operation solutions of power systems with transient stability constraints," *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications*, vol. 48, 2001.
- [17] D. Z. Fang, Y. Xiaodong, S. Jingqiang, Y. Shiqiang, and Z. Yao, "An Optimal Generation Rescheduling Approach for Transient Stability Enhancement," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, 2007.

- [18] T. B. Nguyen and M. A. Pai, "Dynamic security-constrained rescheduling of power systems using trajectory sensitivities," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 18, 2003.
- [19] F. A. S. Moroni Rey, "Control automático de desbalances en redes con generación fotovoltaica distribuida," 2016.
- [20] M. Eremia, *HANDBOOK OF ELECTRICAL POWER SYSTEM DYNAMICS Modeling, Stability, and Control*. New Jersey: JohnWiley & Sons, Inc., Hoboken, 2013.
- [21] R. Ramírez Barrada, "Evaluación de la Estabilidad Transitoria en Sistemas Eléctricos de Potencia mediante Redes de Neuronas Artificiales," Tesis de Doctorado, Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Universidad Autónoma de Nuevo León, Monterrey, N.L., 1994.
- [22] (16-feb-2020). *Estabilidad Transitoria* Available: <https://edoc.pub/estabilidad-transitoria-con-digsilentdocx-pdf-free.html>
- [23] F. Hernández Guerreiro, "Diseño y Ajustes de Protecciones en una Subestación de Alta Tensión," Proyecto fin de carrera, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), Universidad Pontificia Comillas, Madrid, 2008.
- [24] H. J. Altuve Ferrer, *Protección de Redes Eléctricas*. Santa Clara, Cuba: Sección de Publicaciones de la Universidad Central de Las Villas, 1990.
- [25] B. Kasztenny, S. Conrad, P. Beaumont, K. Behrendt, O. Bolado, and J. Boyle, "Exploring the IEEE C37.234 Guide for Protective Relay Application to Power System Buses," *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2011.
- [26] K. Behrendt, D. Costello, and S. E. Zocholl, "Considerations for Using High-Impedance or Low-Impedance Relays for Bus Differential Protection," presented at the 49th Annual Industrial & Commercial Power Systems Technical Conference, Stone Mountain, 2013.
- [27] H. J. Altuve Ferrer and E. O. Schweitzer III, *Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power Systems*. WA: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2010.
- [28] L. Sevov, *Fundamentals of Bus Bar Protection*. 2002.
- [29] J. L. Blackburn and T. J. Domin, *Protective Relaying: Principles and Applications*, 4th ed. New York: CRC Press, 2014.
- [30] *Network Protection & Automation Guide*. Alstom Grid, 2011.
- [31] V. Lackovic, *High Voltage Busbar Protection*. New York, 2017.
- [32] A. Carvalho and J. Hansson. (2009) Integración eléctrica de vanguardia para una refinería que utiliza el System 800xA y la norma IEC 61850. *Revista ABB*.
- [33] C. H. Goff, "Fast Bus Protection Using IEC 61850," M.S. thesis, University of Tennessee at Chattanooga (UTC), Chattanooga, TN, 2013.
- [34] "Integración entre el dispositivo Monitor de arco interno (TVOC-2) y los interruptores de bastidor abierto Emax," *Protección contra arcos eléctricos, ABB,Ed.*, 2011.
- [35] G. P. Pérez, "Coordinación de protecciones en grupos generadores y su selectividad en la subestación de Cayo Santa María," Departamento de Electroenergética, UCLV, Santa Clara, 2018.
- [36] R. H. Gaspar, "Protecciones de los generadores ABB en los grupos electrógenos MTU," Departamento de Electroenergética, UCLV, Santa Clara, 2018.
- [37] A. C. Carcho, "Protecciones de los nuevos grupos electrógenos diésel MTU instalados en Cayo Santa María," Departamento Electroenergética, UCLV, Santa Clara, 2017.
- [38] R. Pérez Gattorno and O. Álvarez Fleites, "Análisis y optimización de protección de barra en Sistema Eléctrico Aislado Cayo Santa María," presented at the II CONVENCIÓN CIENTÍFICA INTERNACIONAL, CAYOS DE VILLA CLARA. CUBA, 2019.

- [39] F. Caballero, "REVISIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA EN LAS SUBESTACIONES DE 69 KV DE CORPOELEC REGIÓN CAPITAL," TRABAJO ESPECIAL DE GRADO, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela, 2014.
- [40] "SEL-487B Relé de diferencial de barras y falla de interruptor," S. E. LABORATORIES, Ed., ed, 2018.
- [41] "Protección de barra conductora REB670," ABB, Ed., ed, 2009.
- [42] "IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power System Buses," *IEEE Power & Energy Society*, 2009.

## ANEXOS

### Anexo II.1. Lectura de consumo de un día típico de enero 2020

Tabla II.1.1: Consumo de un día típico.

Hora	Barra 2-A					Barra 1-B				
	C2 V1080 Dunas2	C3 V1060 Ens2	C4 V1040 BaseA2	C5 V1020 Est Lag2	C13 V2040 Enlace	C17 V1010 Lag1	C18 V1030 Est1	C19 V1050 BaseA1	C20 V1070 Ens1	C21 V1090 Dunas1
0:00	912	540	165	840	-5785	2342	3062	130	2311	825
2:00	800	520	150	815	-5200	2230	2820	120	2200	900
4:00	760	500	138	792	-4932	2130	2725	110	2020	985
6:00	845	482	133	688	-5170	2232	3140	112	2100	930
7:00	875	505	150	790	-4970	2520	3160	90	2175	1038
8:00	976	529	227	922	-6108	2863	3404	122	2647	1001
10:00	1145	601	284	1116	-5477	3305	3947	160	2887	1307
12:00	996	621	258	984	-5644	3192	3857	146	2815	1121
13:00	1145	632	262	1128	-5428	3320	4279	148	3133	1409
14:00	1267	624	300	1128	-3816	3474	4207	162	2990	1449
16:00	1214	607	243	1032	-3963	3188	4334	138	3030	1432
18:00	1240	546	162	1080	-3941	3094	4563	99	3113	1264
19:00	1187	540	204	1086	-3837	3282	4319	138	3101	1501
20:00	1150	545	184	1074	-3932	3290	4459	113	3084	1441
22:00	1023	560	234	915	-1966	2596	3380	107	2665	1304
23:00	986	532	221	885	-1158	2506	3218	152	2559	1006

## Anexo II.2. Informe de disparo de interruptores en falla ocurrida el 21/8/2019

Tabla II.2.1: Tiempos de operación de PEB durante falla 21/8/2019.

Intervalos	Registros y mediciones	Generación Barra 2			Enlace Barra	Generación Barra 1			
		V930 (MTUCH)	V2000 (MTUCH)	V920 (MAN)		V2040	V950 (Hyundai)	V2010 (MTUAL)	V940 (MTUCH)
Pre-falla	S (MVA)	1,5 (1MTU)	3,07 (2MTU)	1,8 (1MAN)	2,38 (Hacia)	4,4 (4Hyundai)	1,07 (1MTU)	0	1,5 (1MTU)
	theta (grados)	5 (L)	1,0 (L)	12 (C)	10 (C)	13 (L)	1,5 (L)	0	1,0 (L)
Secuencia de PEB1	Inicio de la falla (ms)				0	0	0	0	0
	Arranque PEB1 (ms)				125				
	Activación PEB1 (ms)				207				
	Interruptor Abierto (ms)				243	255	273	267	260
Post-Falla (Microsistema aislado)	Tiempo post-falla (ms)	3000							
	S (MVA)	0,72 (1MTU)	1,43 (2MTU)	0					
	theta (grados)	6 (C)	9,0 (C)	0					

## Anexo II.3 Documentación de interruptores de potencia de la Subestación Principal del SACSM

Operation sequence	[O-0.3s-CO-15s-CO]	•		
Opening time	[ms]	45		
Arcing time	[ms]	10-15		
Total breaking time	[ms]	55-60		
Closing time	[ms]	80		
Overall dimensions		H [mm]	640	640
		W [mm]	493	618
		D [mm]	496	496
		Pole centre distance l [mm]	150	210
Weight	[Kg]	114	114	
Standardised table of dimensions		TN 7177	TN 7177	
Absolute SF6 gas pressure <sup>(2)</sup>	[kPa]	380		
Operating temperature	[°C]	- 5 ... + 40 °C		
Tropicalization	IEC: 60068-2-30, 60721-2-1	•		
Electromagnetic compatibility	IEC 62271-1	•		

Figura II.3.1: Tiempos de operación de interruptores de potencia del SACSM.

## Anexo II.4. Informe de falla ocurrida el 21/8/2019

### i. Fotografías referentes a la falla



Figura II.4.1: Transformador de Corriente luego de la falla.



Figura II.4.2: Efectos de la salinidad del ambiente en los componentes de la subestación.

## ii. Datos obtenidos mediante oscilografías

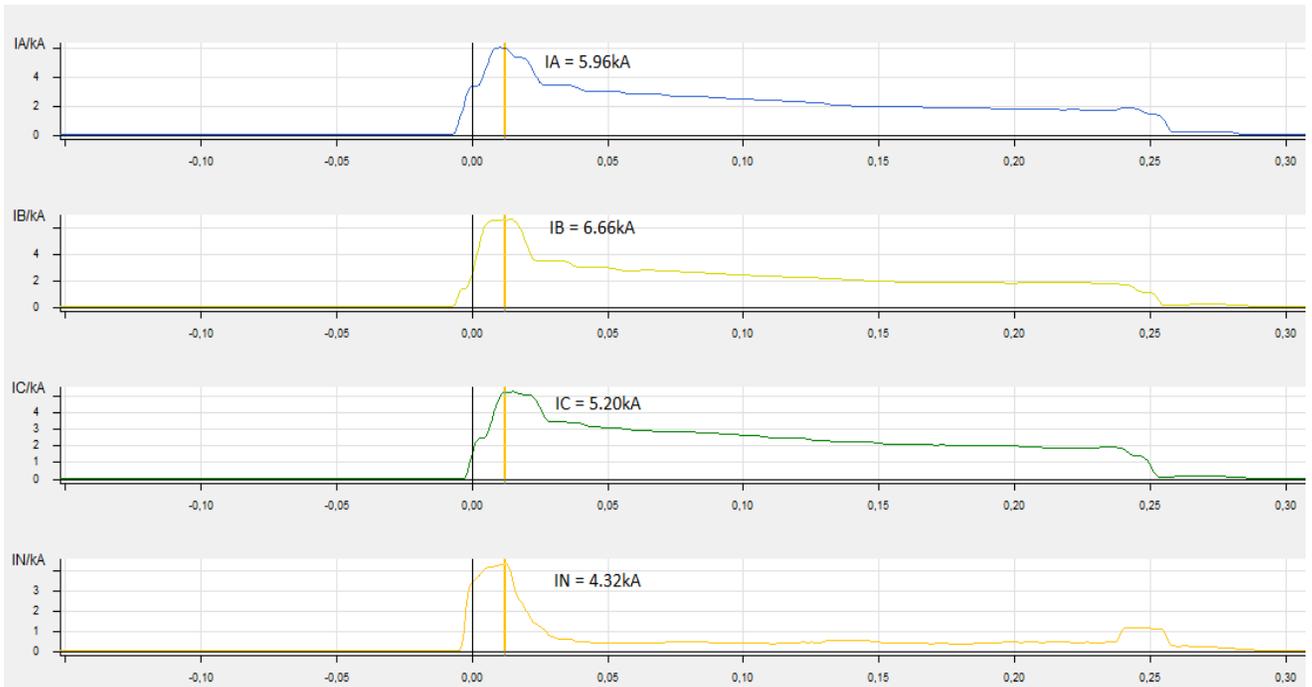


Figura II.4.3: Oscilografías de corrientes por fase y neutro.

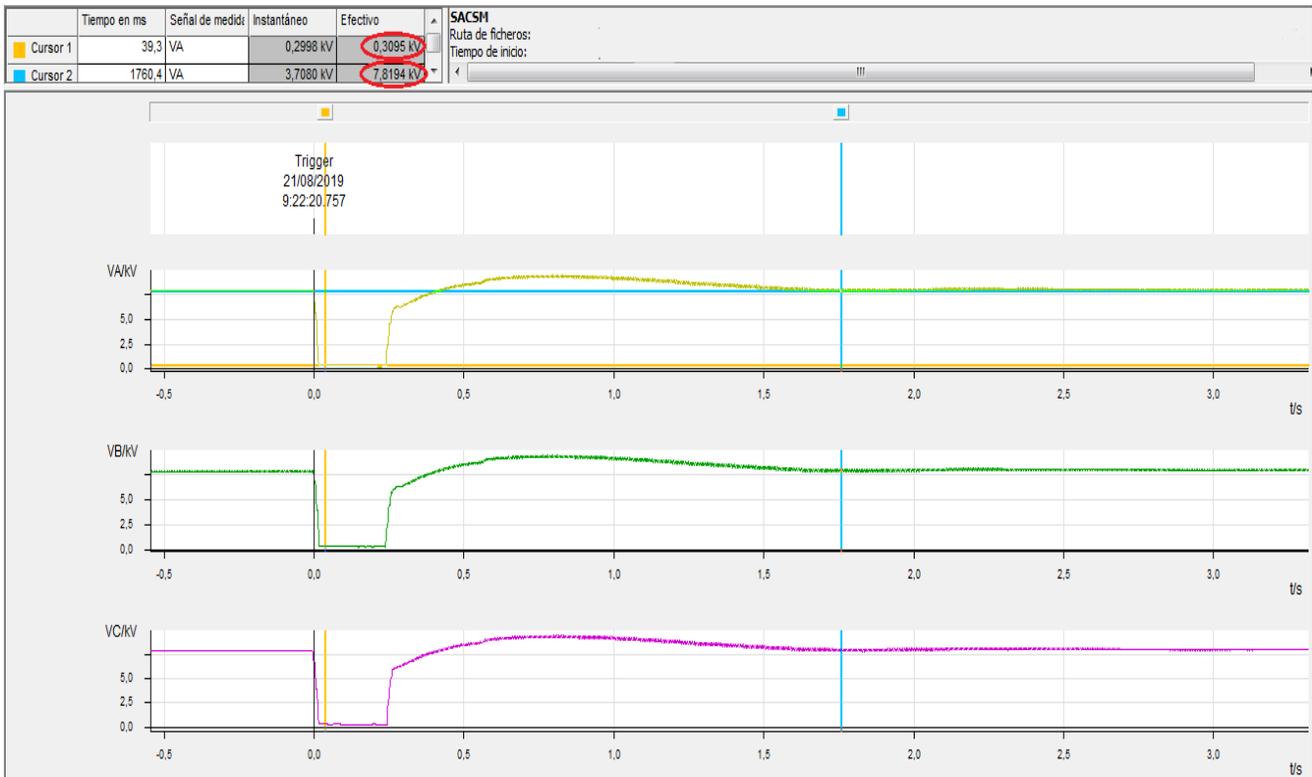


Figura II.4.4: Oscilografías de niveles de tensión en el enlace.

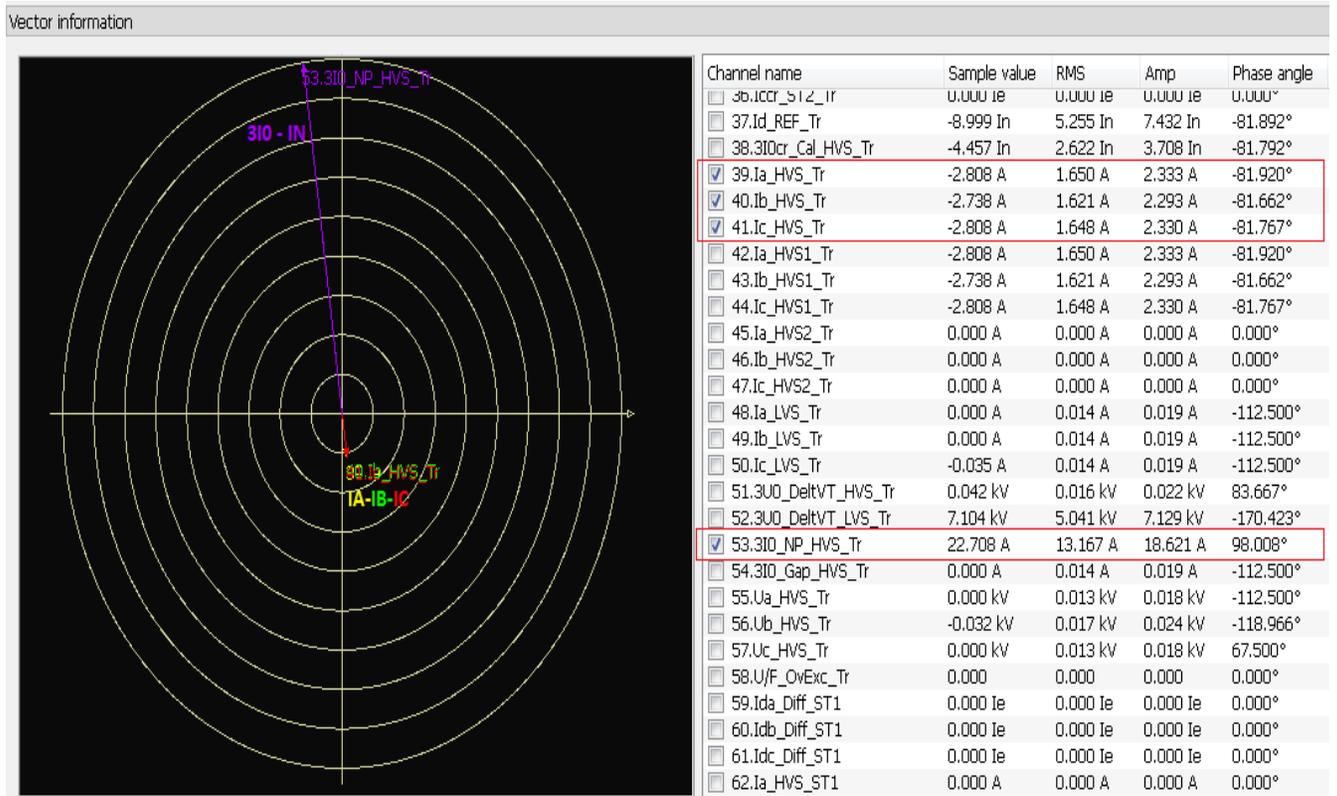


Figura II.4.5: Diagrama fasorial de las corrientes de falla.

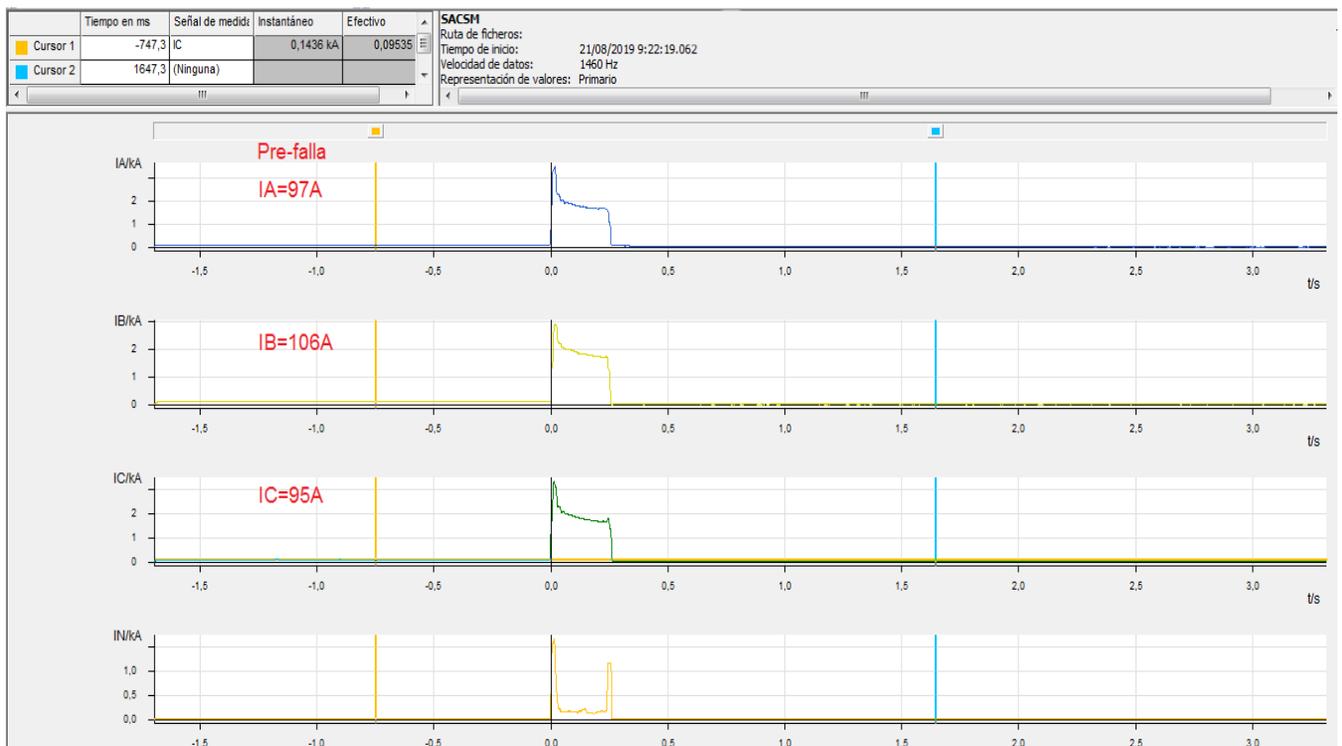


Figura II.4.6: Oscilografía de corrientes pre-falla y post-falla por el enlace.

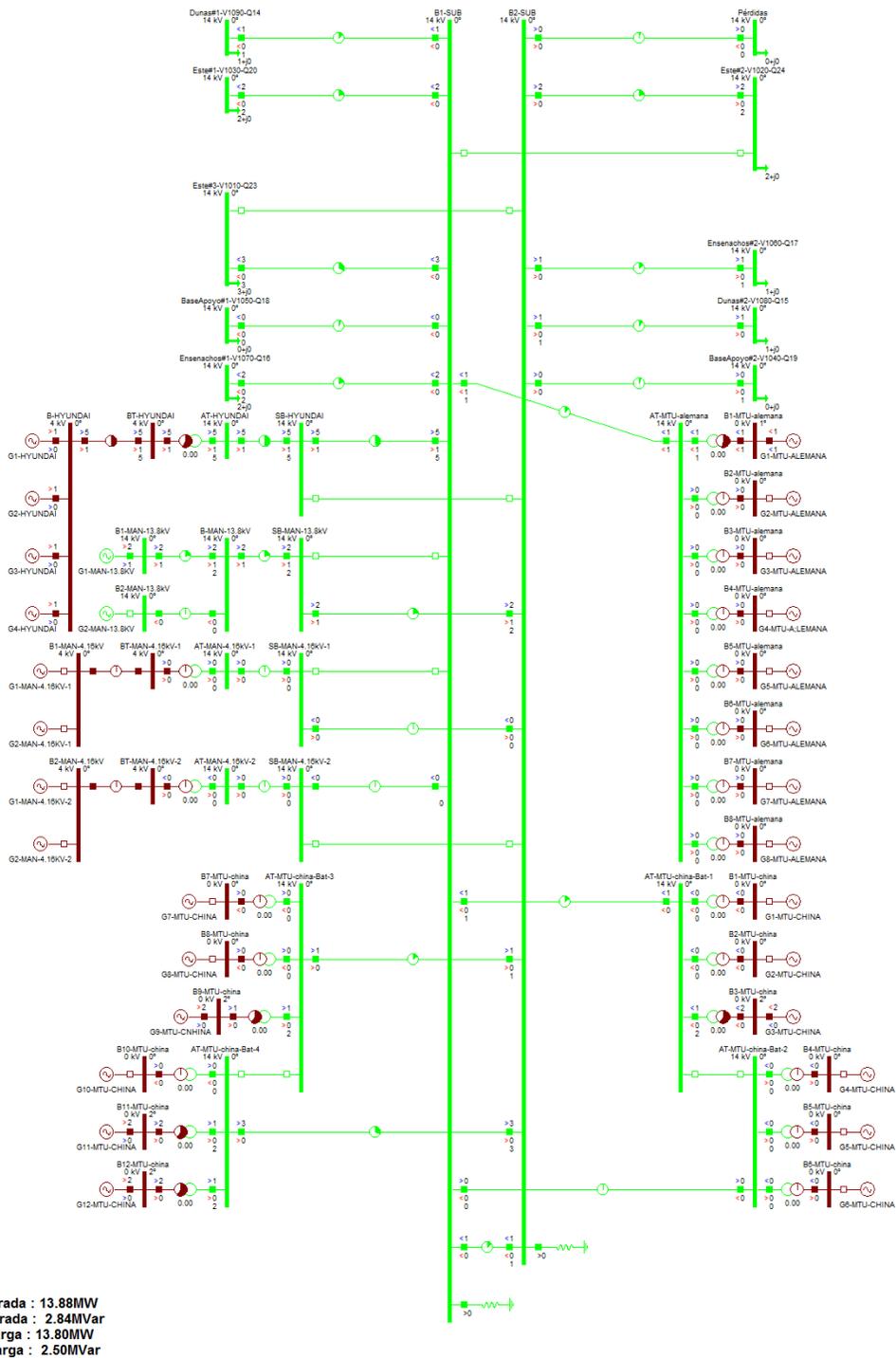


Figura II.4.7: Monolínal del régimen de trabajo del SACSM durante el día 21/8/2019.

## Anexo III.1. Oscilaciones de Potencia en un Sistema Eléctrico de Potencia. Causas y efectos

Las oscilaciones de potencia entre las máquinas sincrónicas de un sistema eléctrico de potencia se originan, por lo general, como consecuencia de la desconexión tardía de un cortocircuito, o por la desconexión de una línea de enlace o una planta generadora por cualquier causa. En los casos más graves puede llegarse a la pérdida de sincronismo entre las máquinas del sistema. Estos regímenes también se presentan cuando se utilizan en el sistema dispositivos de recierre automático asincrónico de interruptores [24].

Para el caso de un sistema trifásico simple de dos máquinas con una sola línea de enlace, la corriente que circula por cualquiera de las fases de esa línea en un régimen simétrico de operación está dada por:

$$I = \frac{E_A - E_B}{Z_A + Z_L + Z_B}$$

donde  $E_A$  y  $E_B$  son las FEM de las máquinas, cuyas impedancias son, respectivamente,  $Z_A$  y  $Z_B$ , y  $Z_L$ , es la impedancia de la línea.

Como consecuencia de la oscilación de potencia se origina la variación con el tiempo del ángulo de desfasaje  $\delta$  entre las FEM, y la corriente  $I$  adquiere un carácter pulsante. Su valor máximo ocurre para valores de  $\delta$  cercanos a  $180^\circ$ , en cuyo caso puede ser mayor que la corriente de cortocircuito, y su valor mínimo para valores de  $\delta$  cercanos a  $0^\circ$ . Los voltajes del sistema adquieren también un carácter pulsante, y sus oscilaciones mayores ocurren en el denominado centro eléctrico del sistema (punto en que el voltaje toma el valor mínimo). El período de estas oscilaciones es del orden de 0.1 a 3 s; los valores bajos son característicos de los regímenes asincrónicos, mientras que los altos son típicos del inicio del proceso de oscilación de potencia, o de su final, cuando está a punto de restablecerse el sincronismo [24].

## Anexo III.2. Ajustes de protecciones de sobrecorriente de las máquinas del SACSM

### i. Generadores Hyundai

Tabla III.2.1: Protección de sobrecorriente del interruptor de generador.

Protección de Sobrecorriente	Corriente de Operación		Palanca de Tiempo
Tiempo Inverso 51	122 %	360 A	1 s
Instantánea		6080 A	Instantánea
51N		20 A	0.3 s
50N		80 A	Instantánea

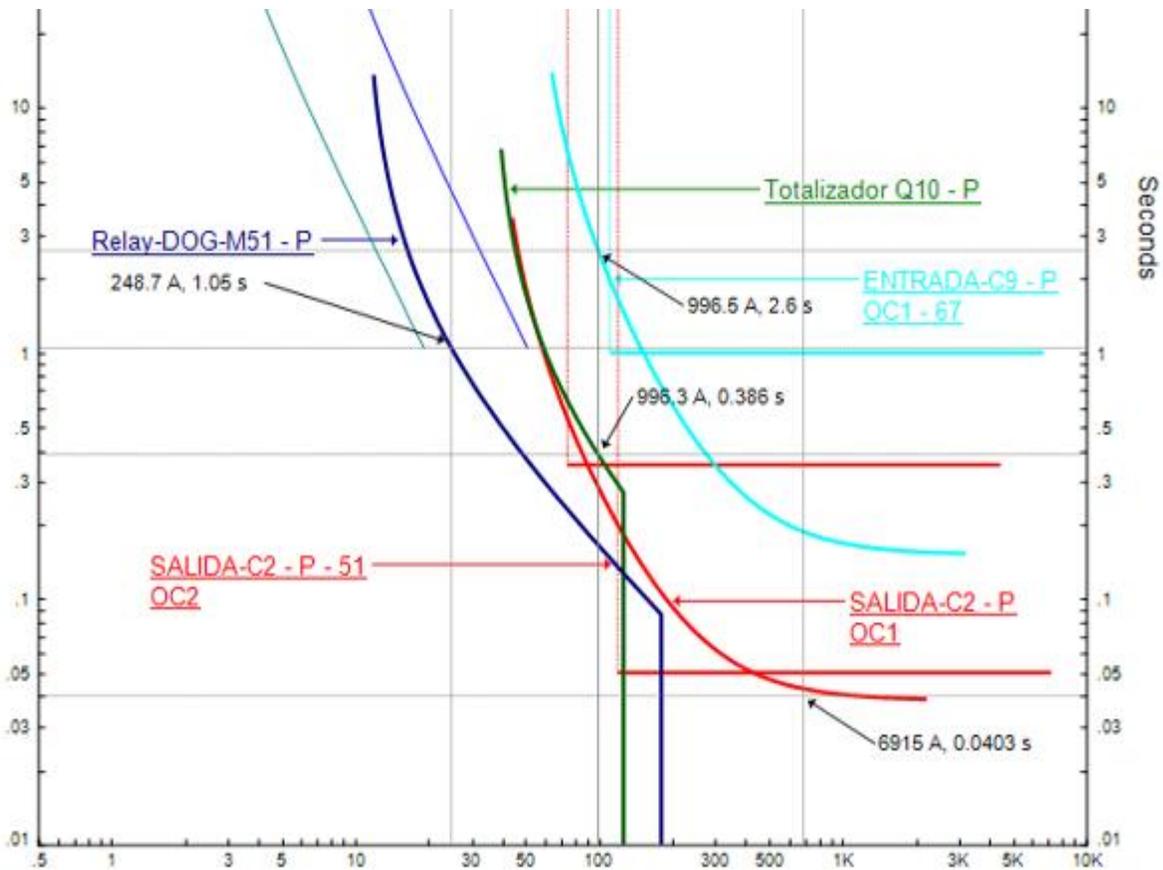


Figura III.2.1: Esquema de coordinación de las protecciones, generador, totalizador, celdas de entrada y salida de la CR con la direccionalidad hacia el sistema.

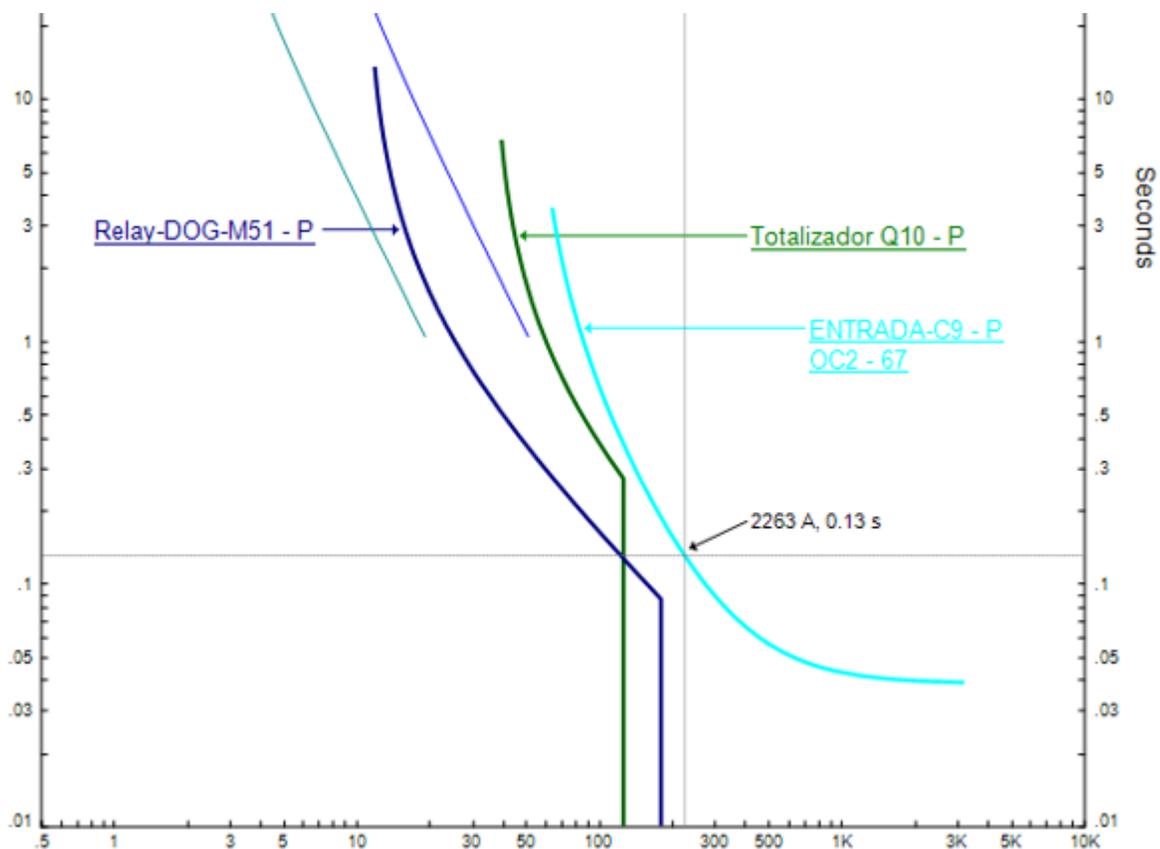


Figura III.2.2: Esquema de coordinación de las protecciones, generador, totalizador, celdas de entrada de la CR con la direccionalidad hacia el generador.

## ii. Generadores MTU Chinos

Tabla III.2.2: Ajustes de la protección de respaldo contra cortocircuitos externos.

No.	Setting Item	Value	Unit	Remark
1	V_NegOV_VCE_Gen	4.04	V	
2	Vpp_UV_VCE_Gen	70	V	
3	I_OC1_Gen	27.63	A	
4	t_OC1_Gen	0.5	s	
5	TrpLog_OC1_Gen	000F		
6	I_OC2_Gen	5.56	A	
7	t_OC2_Gen	3.0	s	
8	TrpLog_OC2_Gen	000F		
9	Z1_Fwd_Gen	20	$\Omega$	
10	Z1_Rev_Gen	20	$\Omega$	
11	t_Z1_Gen	10	s	
12	TrpLog_Z1_Gen	0000		
13	Z2_Fwd_Gen	20	$\Omega$	
14	Z2_Rev_Gen	20	$\Omega$	
15	t_Z2_Gen	10	s	
16	TrpLog_Z2_Gen	0000		
Logic setting "1" - enable, "0" - disable				
17	En_VCE_Ctrl_OC1_Gen	0		
18	En_VCE_Ctrl_OC2_Gen	1		
19	En_HVS.VCE_Ctrl_OC_Gen	0		
20	Opt_VTS_Ctrl_OC_Gen	0		
21	En_Mem_Curr_Gen	0		

Tabla III.2.3: Ajustes de la protección contra sobrecargas balanceadas

No.	Setting Item	Value	Unit	Remark
1	I_OvLd_Sta	27.63	A	
2	t_OvLd_Sta	0.5	s	
3	TrpLog_OvLd_Sta	000B		
4	I_Alm_OvLd_Sta	4.5	A	
5	t_Alm_OvLd_Sta	6	s	
6	I_InvOvLd_Sta	5	A	
7	tmin_InvOvLd_Sta	2	s	
8	A_Therm_Sta	120		
9	K_Disspt_Sta	1.02		
10	TrpLog_InvOvLd_Sta	0000		

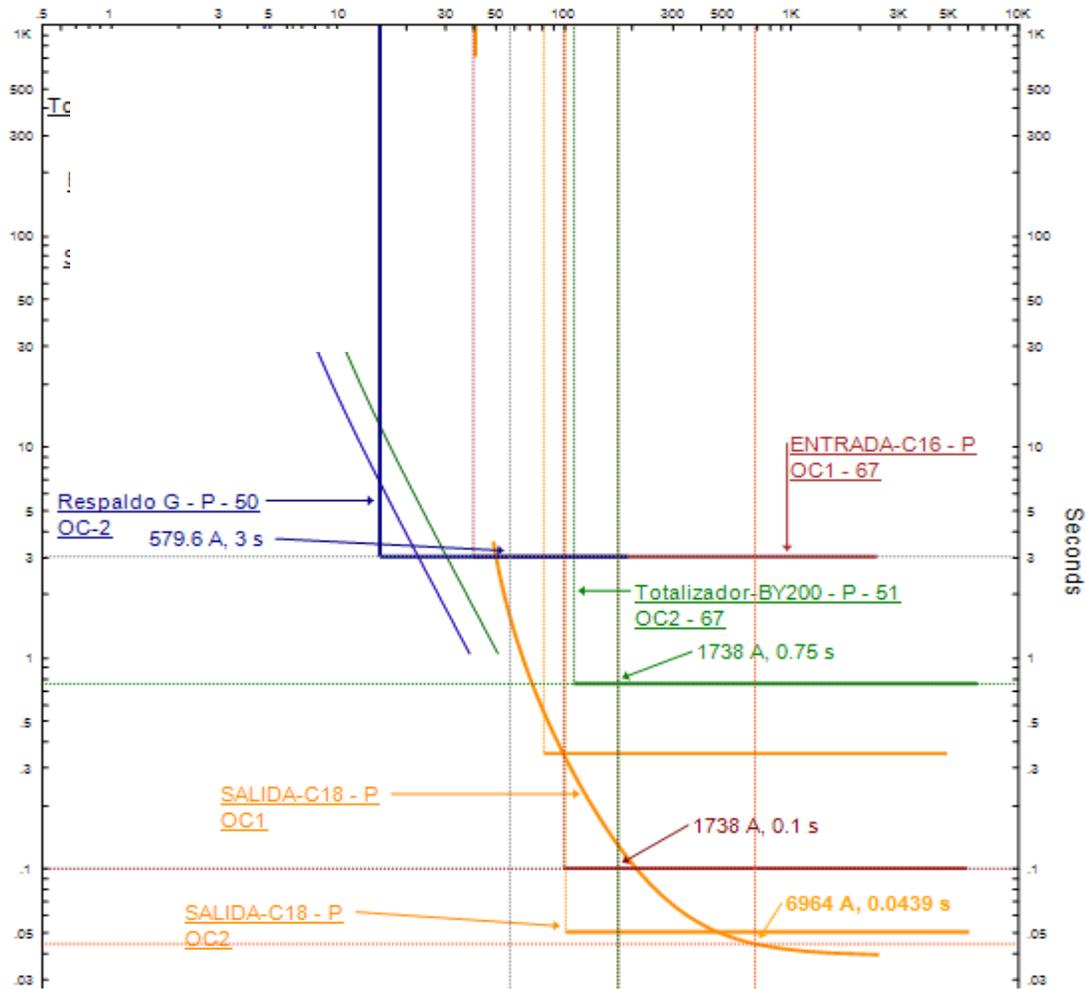


Figura III.2.3: Esquema de coordinación de las protecciones de fase de respaldo generador, totalizador, celdas de entrada y salida de la CR con la direccionalidad hacia el sistema.

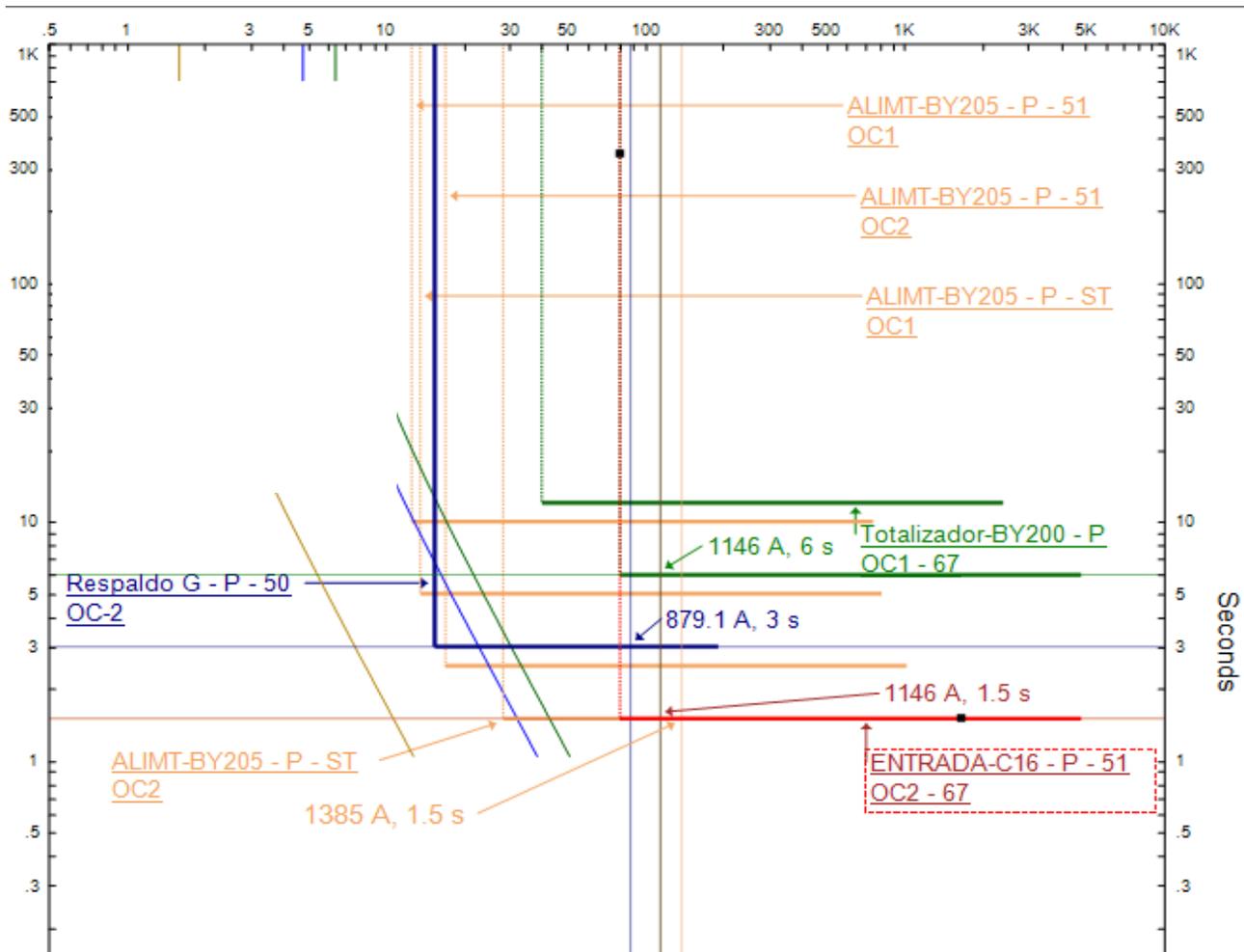


Figura III.2.4: Esquema de coordinación de las protecciones, respaldo generador, alimentador, totalizador, celda de entrada de la CR con la direccionalidad hacia el generador.

### iii. Generadores MTU Alemania

Tabla III.2.4: Ajustes de las protecciones de sobrecorriente de la Unidad de Control DEIF y del relé de protección de falla a tierra.

Función	Referencia	Tiempo	Habilitación	Función que realiza
Sobre carga 1	111%	100 s	Conectado	Desconexión + Parada
Sobre carga 2	110%	5 s	Desconectado	
Sobre corriente instantánea 1	150%	2 s	Conectado	Parada
Sobre corriente instantánea 2	250%	2 s	Conectado	Parada
Sobre corriente 1	112%	100 s	Conectado	Desconexión + Parada
Sobre corriente 2	120%	5 s	Conectado	Desconexión + Parada
Falla a tierra transformador (Ie)	60 % $I_{nTC}$	0.1 s	Conectado	Desconexión + Parada

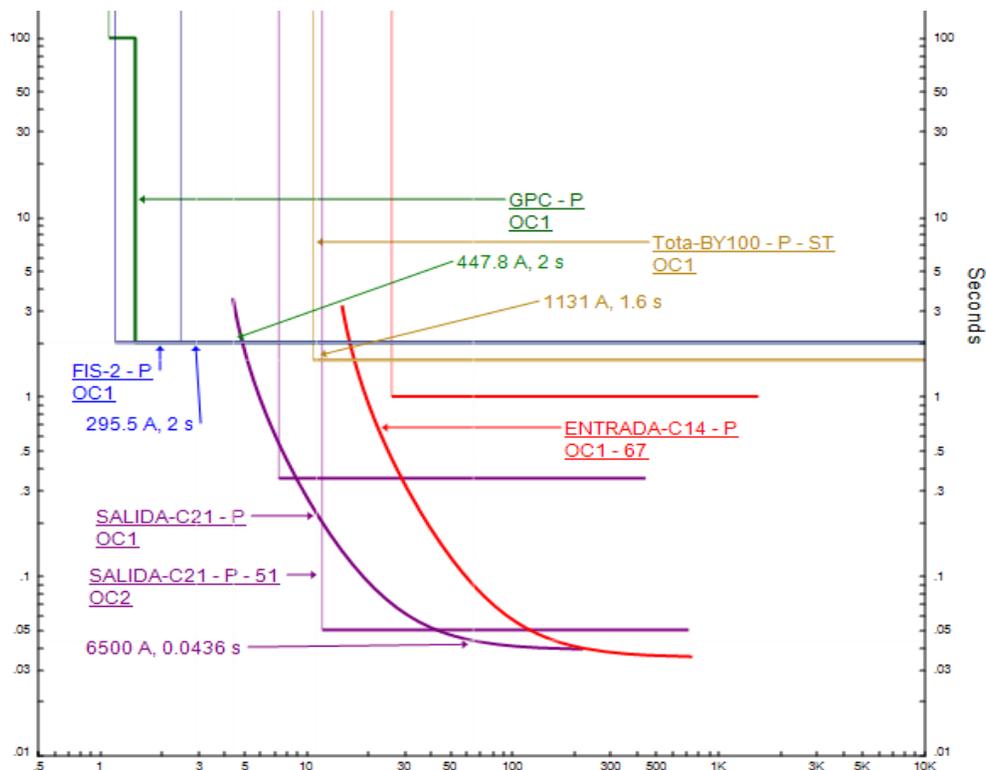


Figura III.2.5: Esquema de coordinación de las protecciones de fase del generador, totalizador, celda de entrada y salida de la CR con la direccionalidad hacia el sistema.

#### iv. Generadores MAN

Tabla III.2.5: Protección de sobrecorriente del interruptor de generador.

Protección de Sobrecorriente	Ajuste	Palanca de Tiempo	Característica
51V	1.22 In	0.6 s	Muy Inversa
50P	8 In	0.05 s	Instantánea
51N	20% In	2 s	Tiempo Definido

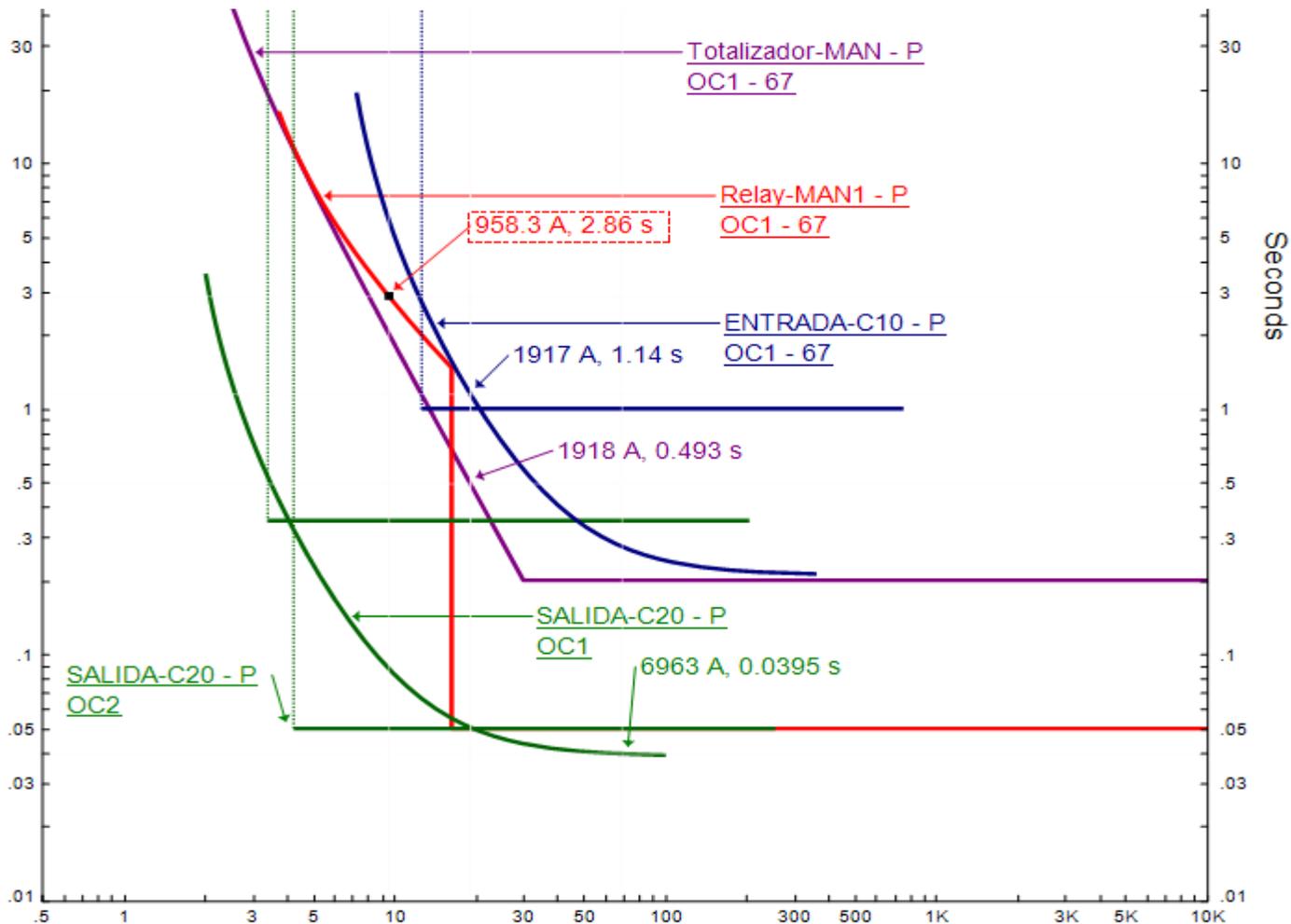


Figura III.2.6: Esquema de coordinación de las protecciones, generador, totalizador, celdas de entrada y salida de la CR con la direccionalidad hacia el sistema.

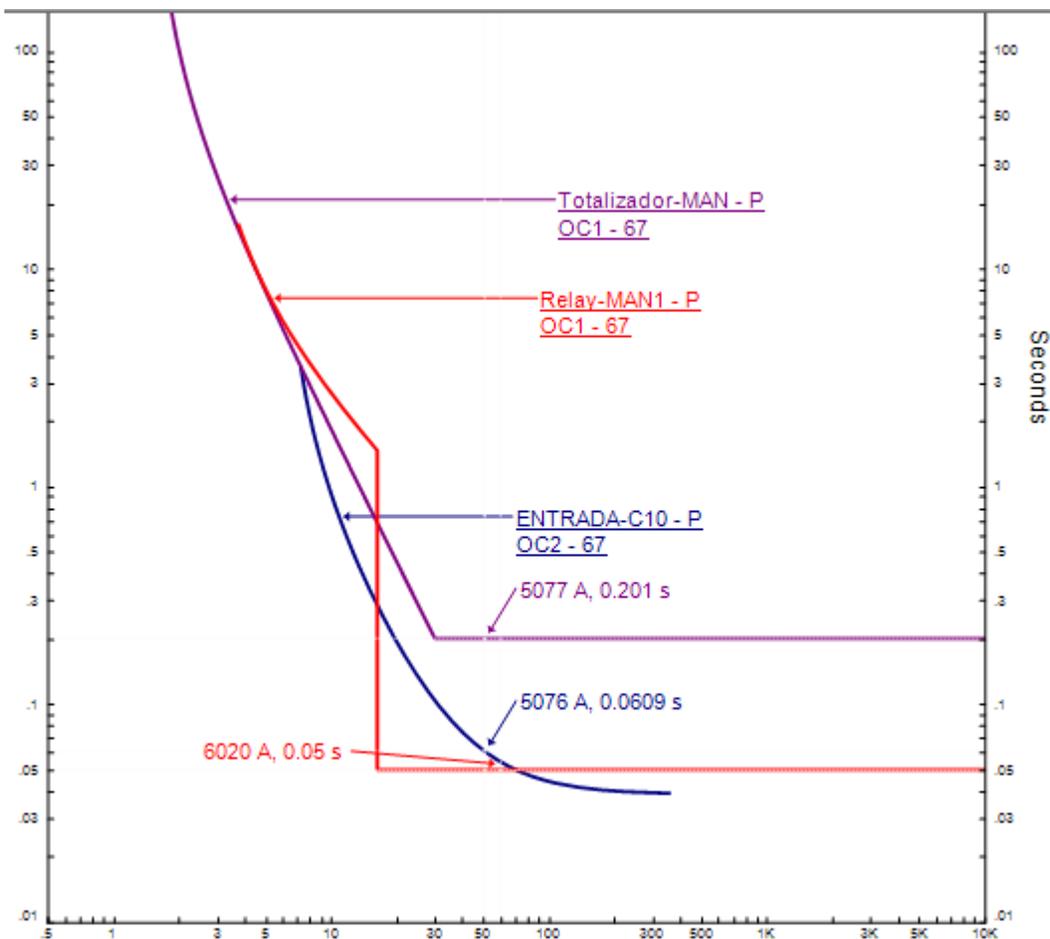


Figura III.2.7: Esquema de coordinación de las protecciones, generador, totalizador, celdas de entrada de la CR con la direccionalidad hacia el generador.

### Anexo III.3. Pruebas para obtención del tiempo crítico de limpieza

#### i. Falla trifásica en la Barra 2, con un tiempo de limpieza de 200 ms

Como se observa en los parámetros de frecuencia y ángulo, en este caso el sistema pasa por el límite de la estabilidad, pero logra retornar a un estado estable. Por otro lado, en la figura III.3.3 se muestra la desconexión de varias cargas debido a la actuación de la DAF y el  $df/dt$ , lo que deja al sistema en condiciones no aceptables para su operación.

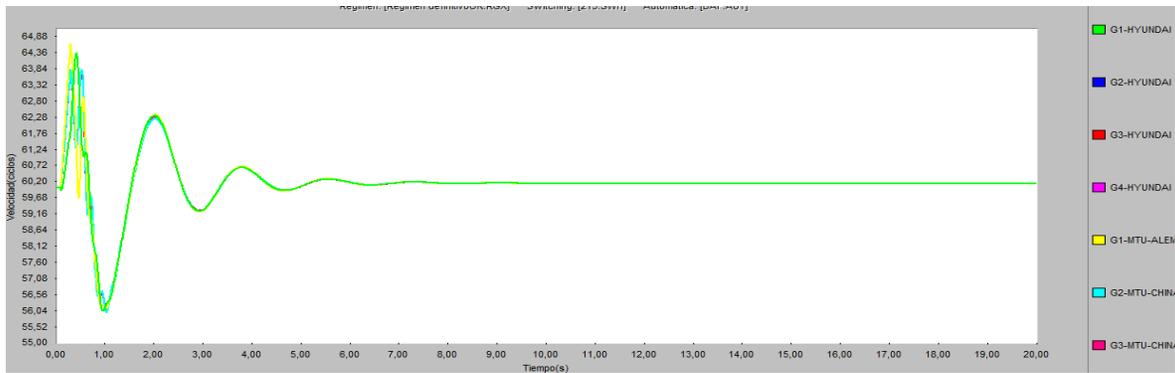


Figura III.3.1: Comportamiento frecuencia contra tiempo.

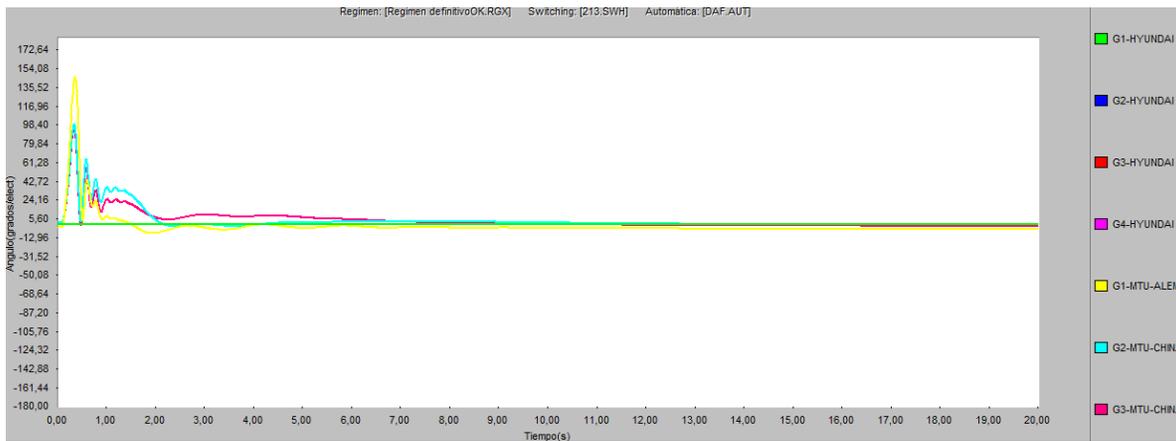


Figura III.3.2: Comportamiento ángulo contra tiempo.

	Automática	Paso	Tiempo	Switchings
1			0.10	Falla Shunt Barra [B2-SUB] 3f a tierra entre [0.10]-[10.00]. seg.: Inicio
2			0.30	Interruptor de la Línea [L32-SB-MAN-13.8kV-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
3			0.30	Interruptor de la Línea [L42-AT-MTU-china-Bat-4-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
4			0.30	Interruptor de la Línea [V2040-B1-SUB-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
5	df/dt	df/dt_V1010	0.92	Interruptor Carga [Este#3-V1010-Q23] Apertura sobre el Interruptor [I.1(100%)] [3.40]
6	PDAF	DAF_V1050	1.28 INSTAN	Interruptor Carga [BaseApoyo#1-V1050-Q18] Apertura sobre el Interruptor [I.5(100%)]
7			10.00	Falla Shunt Barra [B2-SUB] 3f a tierra entre [0.10]-[10.00]. seg.: Final

Figura III.3.3: Eventos registrados durante y post-falla.

## ii. Falla trifásica en la Barra 2, con un tiempo de limpieza de 170 ms

Como se puede observar en los parámetros de frecuencia y ángulo, el sistema es capaz de retornar a la estabilidad, pero con la desconexión de varias cargas debido a la actuación de la DAF y el df/dt (figura III.3.6), lo que provoca un punto de operación inaceptable para el sistema.

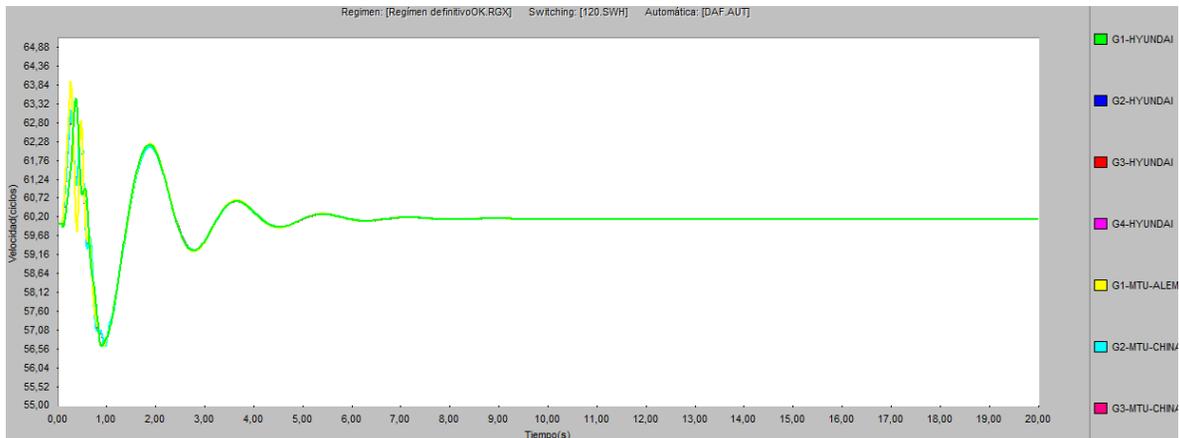


Figura III.3.4: Comportamiento frecuencia contra tiempo.

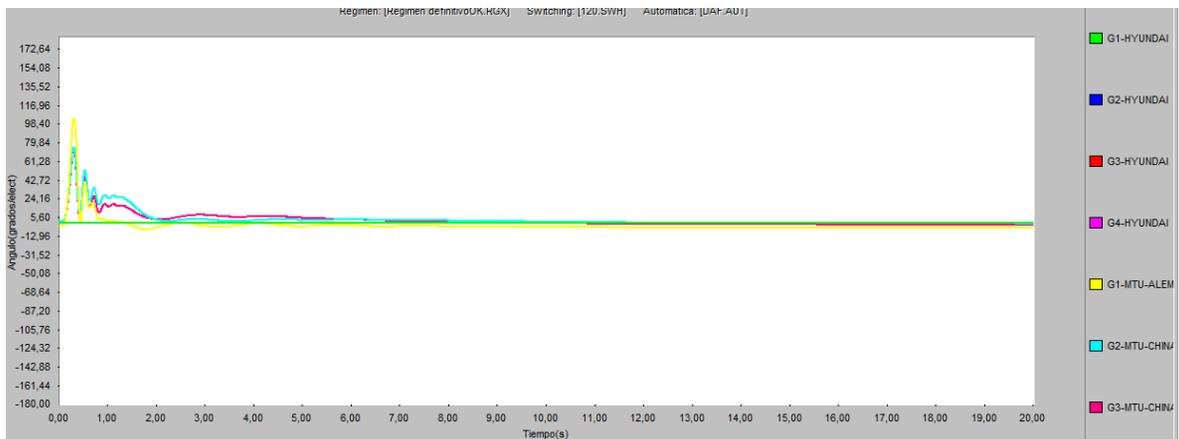


Figura III.3.5: Comportamiento ángulo contra tiempo.

	Automática	Paso	Tiempo	Switchings
1			0.10	Falla Shunt Barra [B2-SUB] 3f a tierra entre [0.10]-[10.00]. seg.: Inicio
2			0.27	Interruptor de la Línea [L32-SB-MAN-13.8kV-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
3			0.27	Interruptor de la Línea [L42-AT-MTU-china-Bat-4-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
4			0.27	Interruptor de la Línea [V2040-B1-SUB-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
5	df/dt	df/dt_V1010	0.86	Interruptor Carga [Este#3-V1010-Q23] Apertura sobre el Interruptor [I.1(100%)] [3.40
6	PDAF	DAF_V1050	1.24 INSTAN	Interruptor Carga [BaseApoyo#1-V1050-Q18] Apertura sobre el Interruptor [I.5(100%]
7			10.00	Falla Shunt Barra [B2-SUB] 3f a tierra entre [0.10]-[10.00]. seg.: Final

Figura III.3.6: Eventos registrados durante y post-falla.

### iii. Falla trifásica en la Barra 2, con un tiempo de limpieza de 120 ms

En las figuras III.3.7 y III.3.8, las cuales describen el comportamiento de la frecuencia y el ángulo de las máquinas en el tiempo, se puede observar que el sistema retorna a un punto de operación estable luego del disturbio.

Por otro lado, en la figura III.3.9, se observa la desconexión de sólo una de las cargas debido a la actuación de la DAF y el df/dt, lo que deja al sistema en condiciones de operación aceptables.

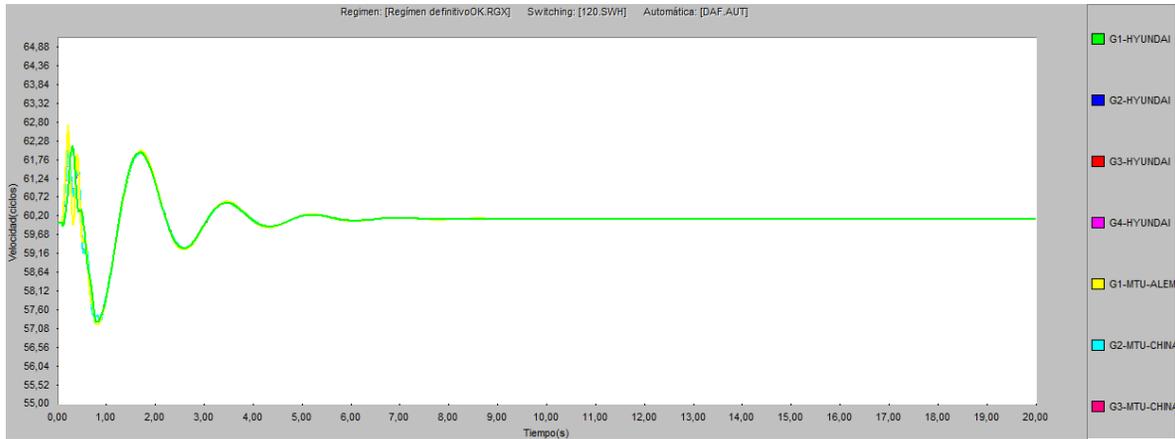


Figura III.3.7: Comportamiento frecuencia contra tiempo.

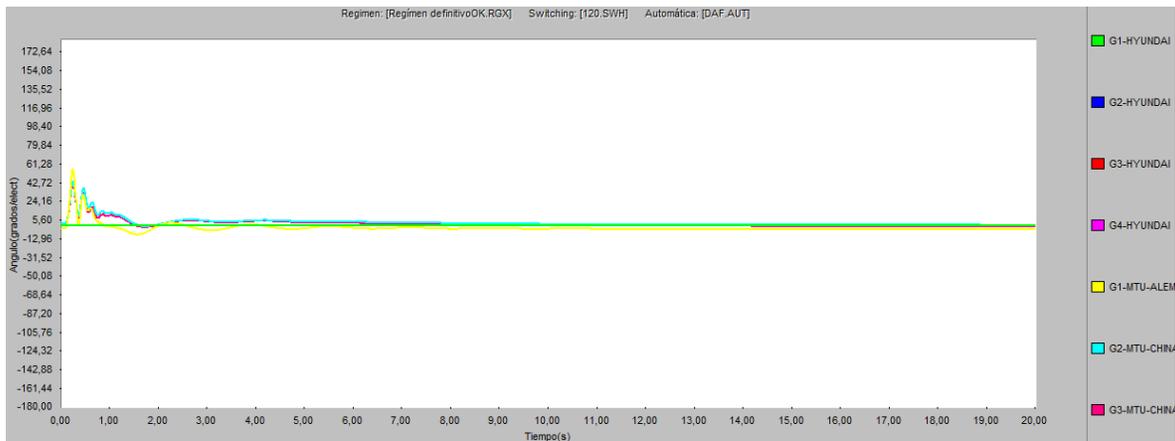


Figura III.3.8: Comportamiento ángulo contra tiempo.

	Automática	Paso	Tiempo	Switchings
1			0.10	Falla Shunt Barra [B2-SUB] 3f a tierra entre [0.10]-[10.00]. seg.: Inicio
2			0.22	Interruptor de la Línea [L32-SB-MAN-13.8kV-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
3			0.22	Interruptor de la Línea [L42-AT-MTU-china-Bat-4-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
4			0.22	Interruptor de la Línea [V2040-B1-SUB-B2-SUB ] Recibo.: Apertura
5	df/dt	df/dt_V1010	0.78	Interruptor Carga [Este#3-V1010-Q23] Apertura sobre el Interruptor [I.1(100%)] [3.40
6			10.00	Falla Shunt Barra [B2-SUB] 3f a tierra entre [0.10]-[10.00]. seg.: Final

Figura III.3.9: Eventos registrados durante y post-falla.

## Anexo III.4. Análisis de efectos de las oscilaciones de potencia. Corrientes de oscilación y protecciones de las máquinas

Las oscilaciones de potencia, sin importar su causa, pueden provocar una circulación de corrientes por las líneas, en ocasiones mayor que la corriente provocada por un

cortocircuito. Esto hace de vital importancia su estudio, para así evitar la actuación incorrecta de las protecciones encargadas de velar por la seguridad y fiabilidad de cierto sistema.

Para este estudio se tienen en cuenta las posibles contribuciones de cada generador y se estudia la posibilidad de disparo, debido a la corriente de oscilación, de alguna de las protecciones de los generadores, totalizadores o entradas de generación de la subestación (CR). Para ello se analizó una falla trifásica en la Barra 2, con un tiempo de limpieza de 142 ms. A continuación, se muestran, de manera gráfica, los resultados obtenidos en cada caso.

**Hundai:**

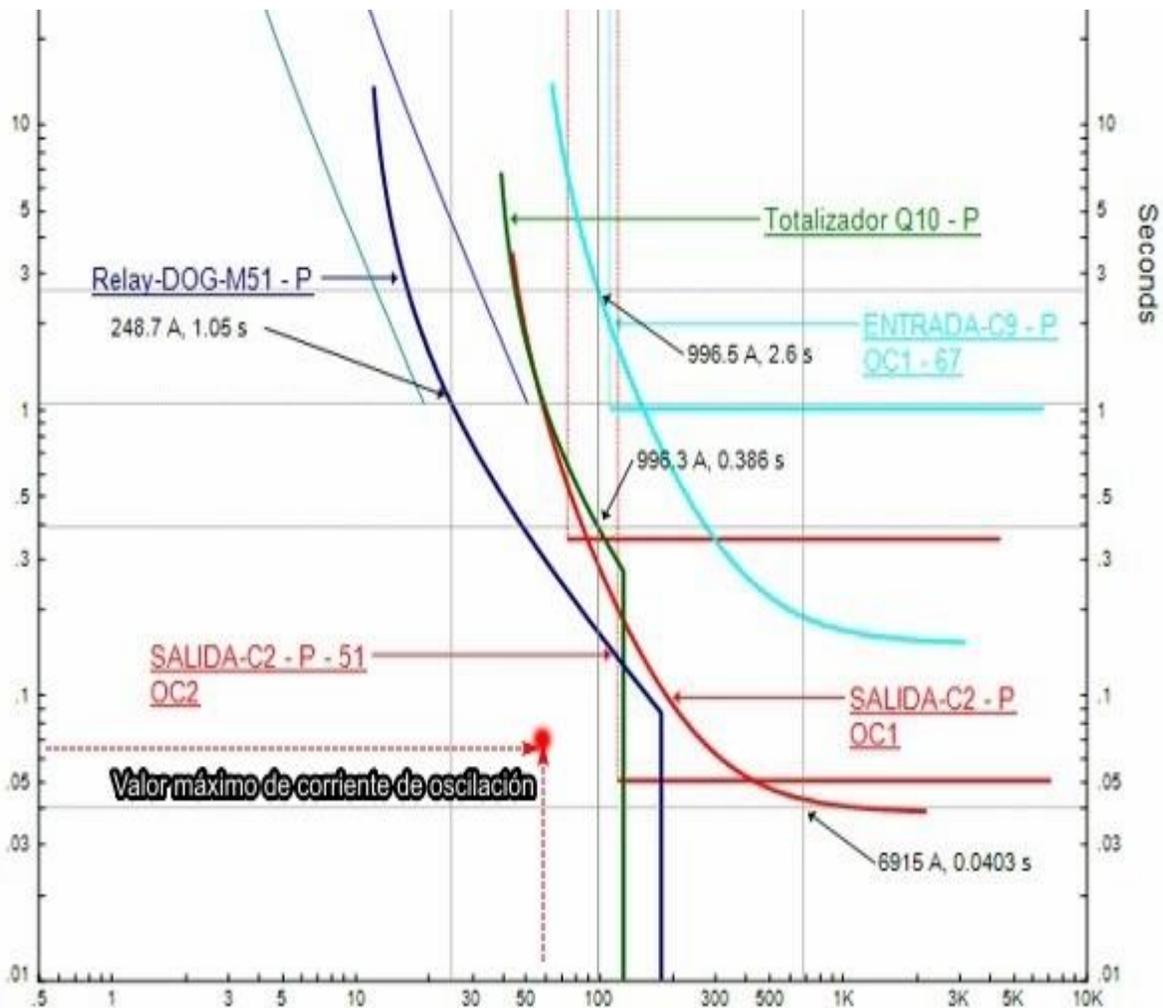


Figura III.4.1: Esquema de coordinación de las protecciones, generador, totalizador, celdas de entrada y salida de la CR con la direccionalidad hacia el sistema.

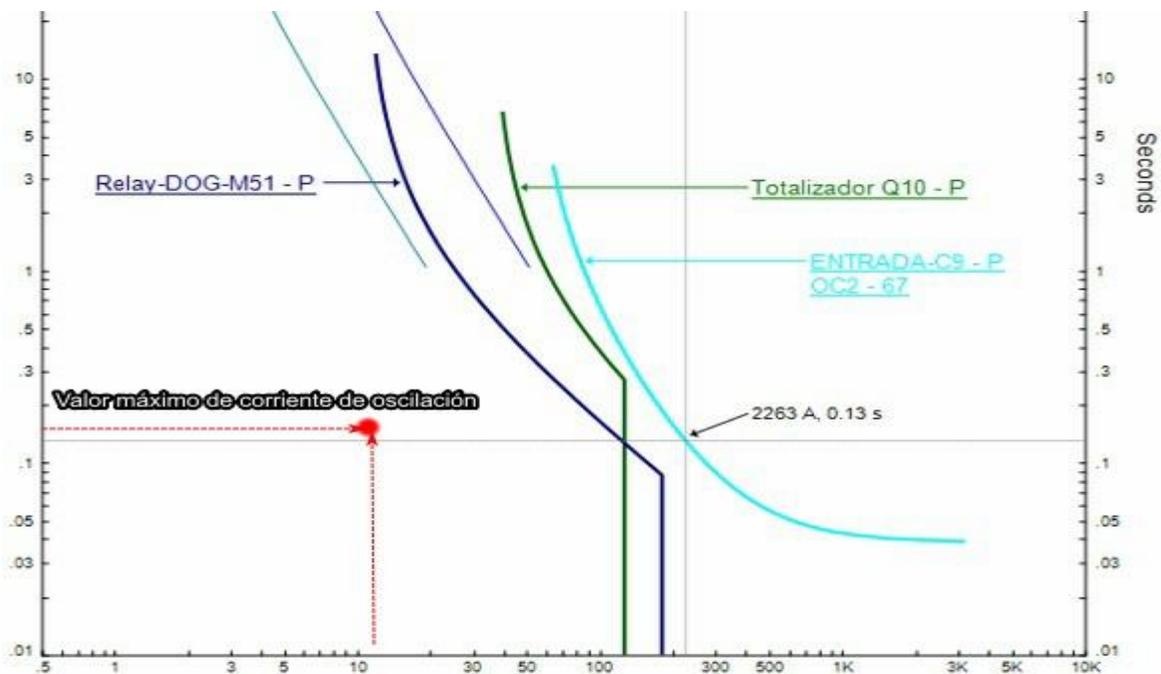


Figura III.4.2: Esquema de coordinación de las protecciones, generador, totalizador, celdas de entrada de la CR con la direccionalidad hacia el generador.

**MTU Chinos:**

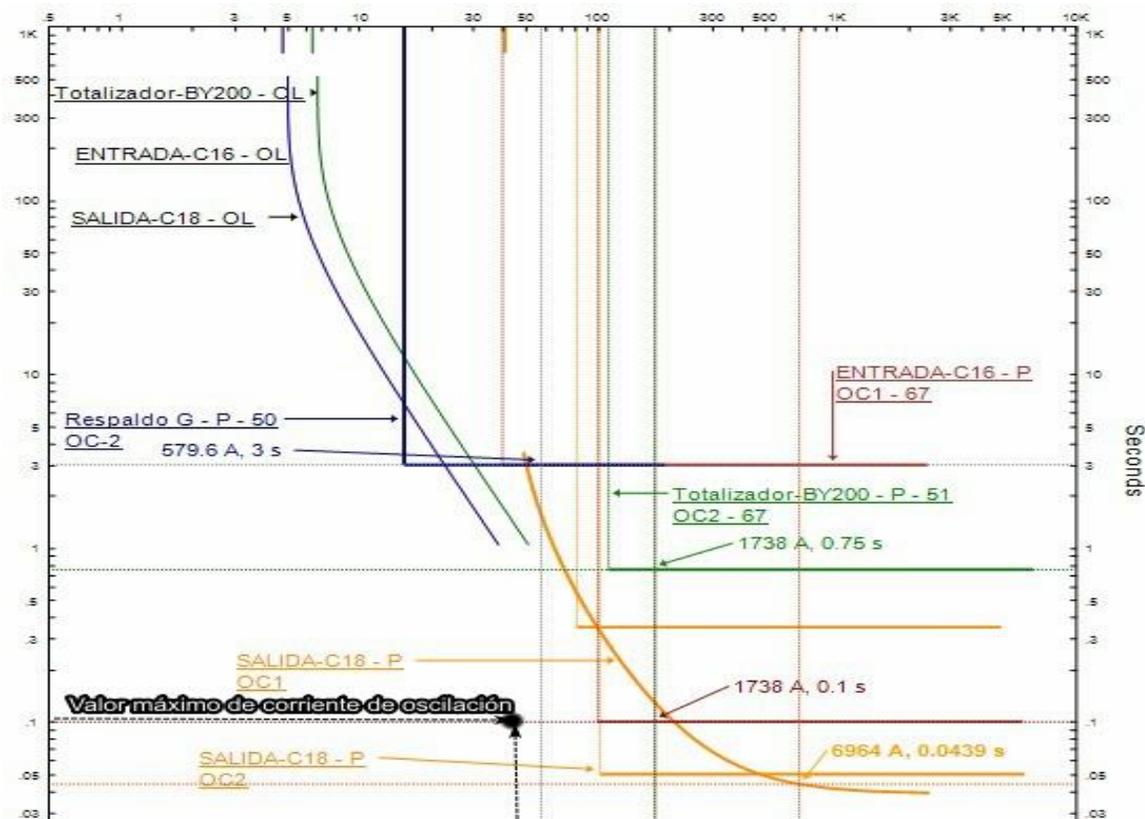


Figura III.4.3: Esquema de coordinación de las protecciones, generador, totalizador, celdas de entrada y salida de la CR con la direccionalidad hacia el sistema.

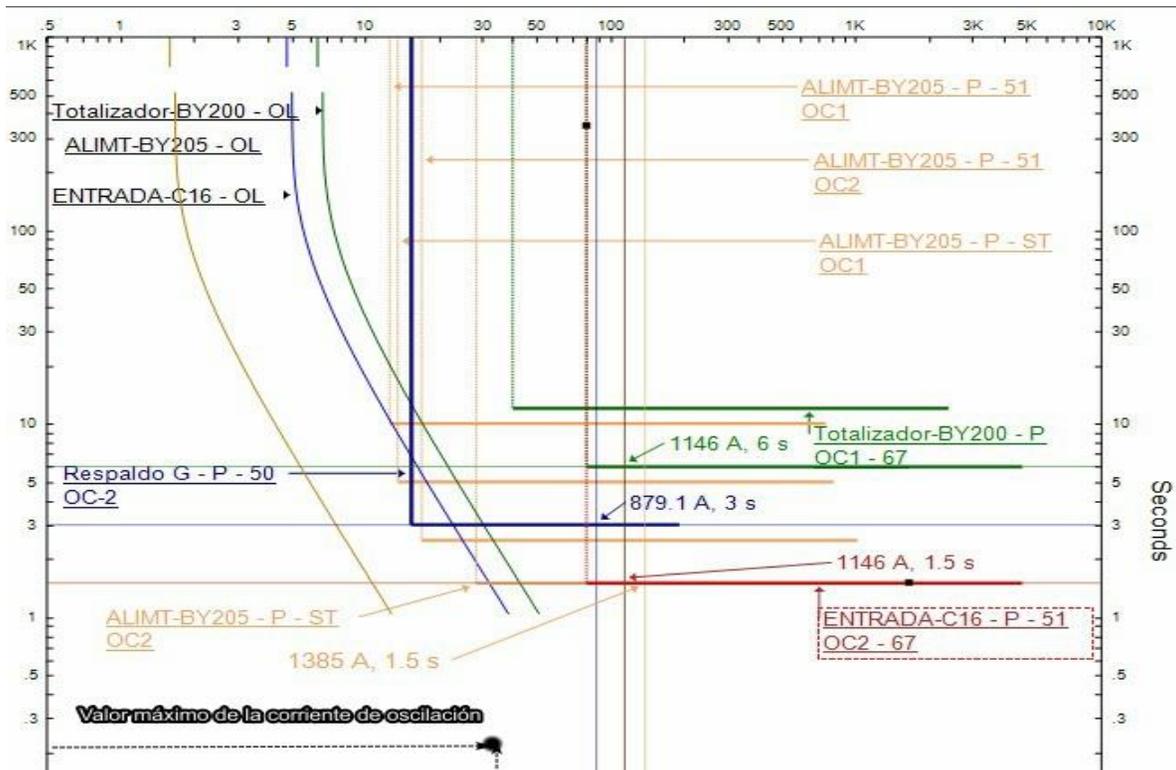


Figura III.4.4: Esquema de coordinación de las protecciones, generador, totalizador, celdas de entrada de la CR con la direccionalidad hacia el generador.

**MTU Alemana:**

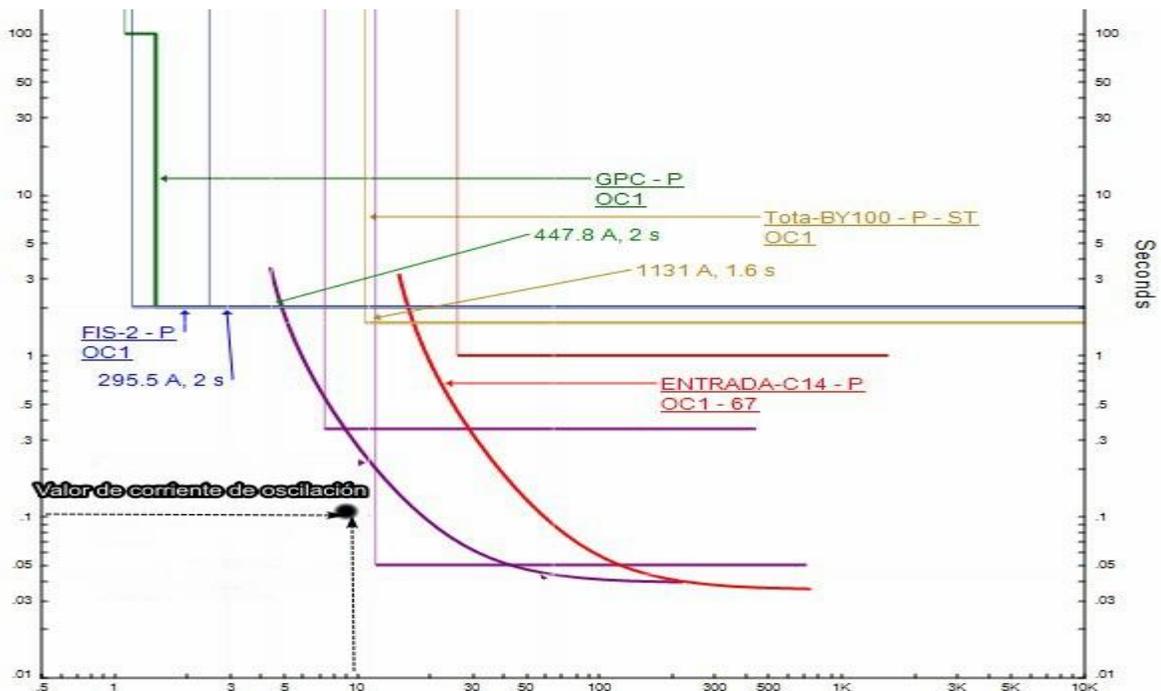


Figura III.4.5: Esquema de coordinación de las protecciones, generador, totalizador, celdas de entrada y salida de la CR con la direccionalidad hacia el sistema.

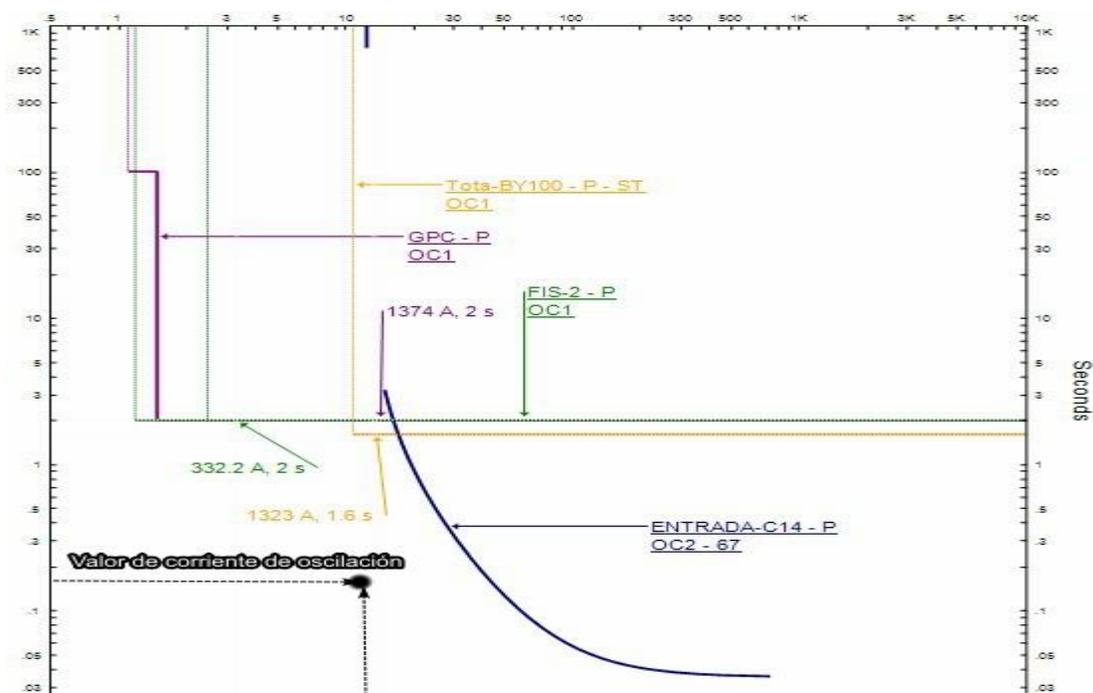


Figura III.4.6: Esquema de coordinación de las protecciones, generador, totalizador, celdas de entrada de la CR con la direccionalidad hacia el generador.

### Anexo III.5. Falla trifásica en la Barra 2, con un tiempo de limpieza de 220 ms sin DAF ni $df/dt$

En la figura III.5.1, que describe el comportamiento de la frecuencia en el tiempo, se puede observar una caída impermisible de la frecuencia, lo que podría provocar el disparo de algunas máquinas generadoras. Además, la frecuencia se estabiliza en un valor cercano a 59,1 Hz, el cual se encuentra fuera del rango permisible para la operación del sistema.

Como se puede observar en el comportamiento del ángulo de las máquinas, se pierde el sincronismo entre ellas, lo que conlleva una pérdida de estabilidad.

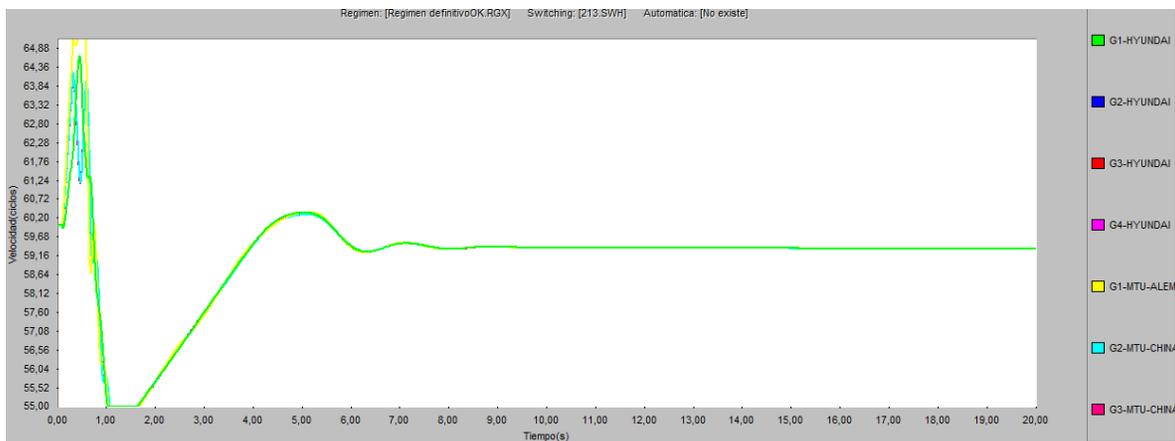


Figura III.5.1: Comportamiento frecuencia contra tiempo.

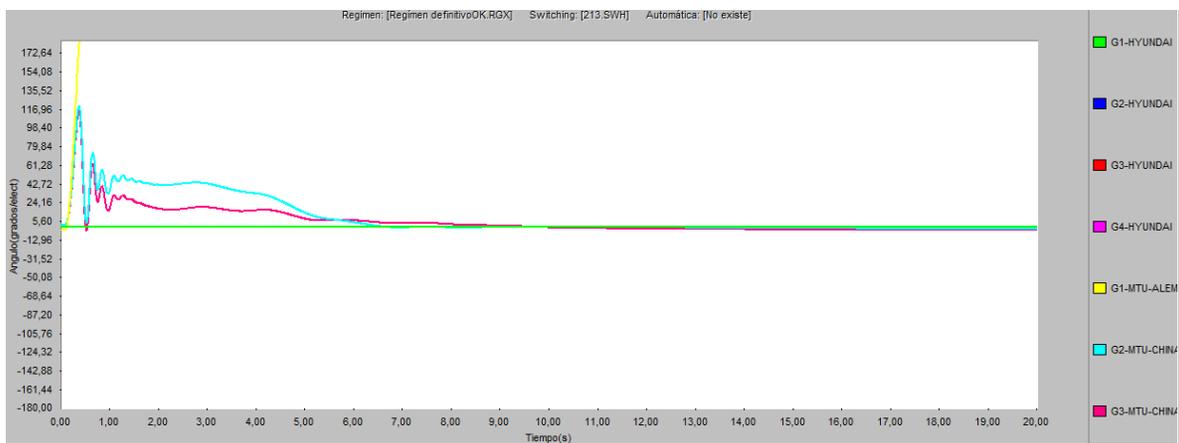


Figura III.5.2: Comportamiento ángulo contra tiempo.

## Anexo III.6. PEB. Principio de funcionamiento

La automática por lógica cableada de la PEB es iniciada por los arranques de los escalones sobrecorrientes direccionales de fase/tierra (Dirección hacia Barra 1/Barra 2) de las celdas de entrada de generación y enlace de barra. La señal de salida de los relevadores se encuentra temporizada en 100ms. El arranque instantáneo del elemento sobrecorriente de fase/tierra de las celdas de los alimentadores de carga correspondientes a cada barra bloquean la activación de la PEB.

Las celdas 9, 10, 11 y 12 correspondiente a las principales unidades generadoras del SEACSM, presentan configuración Doble Barra / 1 Interruptor, la lógica cableada permite la activación únicamente de la PEB donde se encuentran conectadas dichas celdas; de igual forma ocurre con el disparo transferido por activación de PEB, las celdas de entrada de generación 9, 10, 11 y 12 aíslan la Barra a la cual se encuentran conectadas si la PEB correspondiente fue activada.

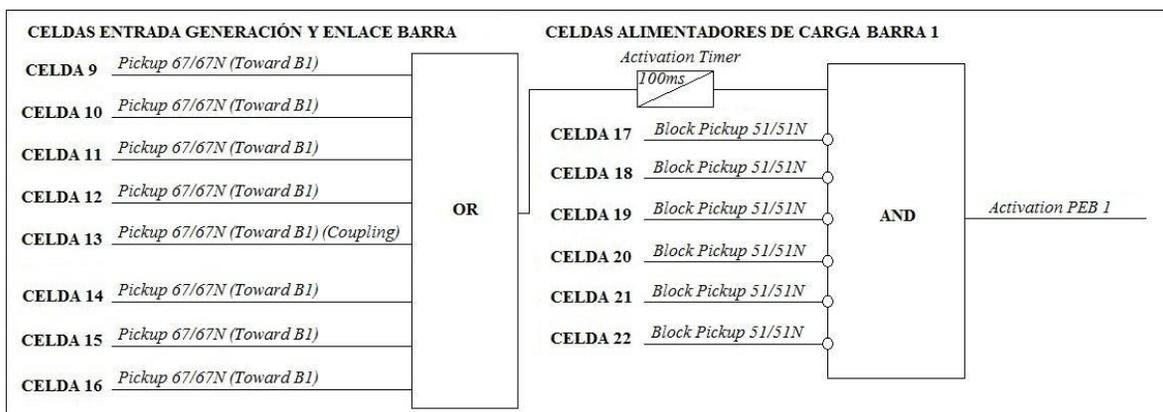


Figura III.6.1: Diagrama simplificado Protección Especial de Barra 1 (PEB 1) utilizando compuertas lógicas

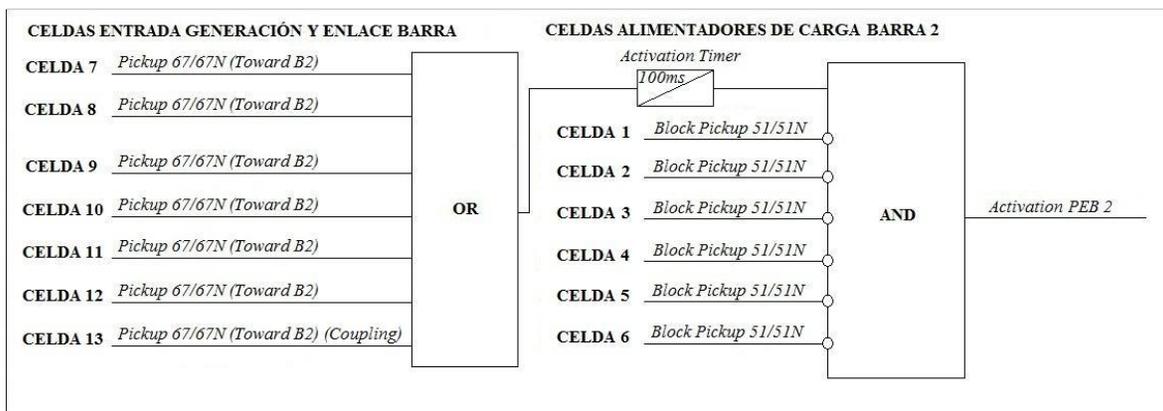
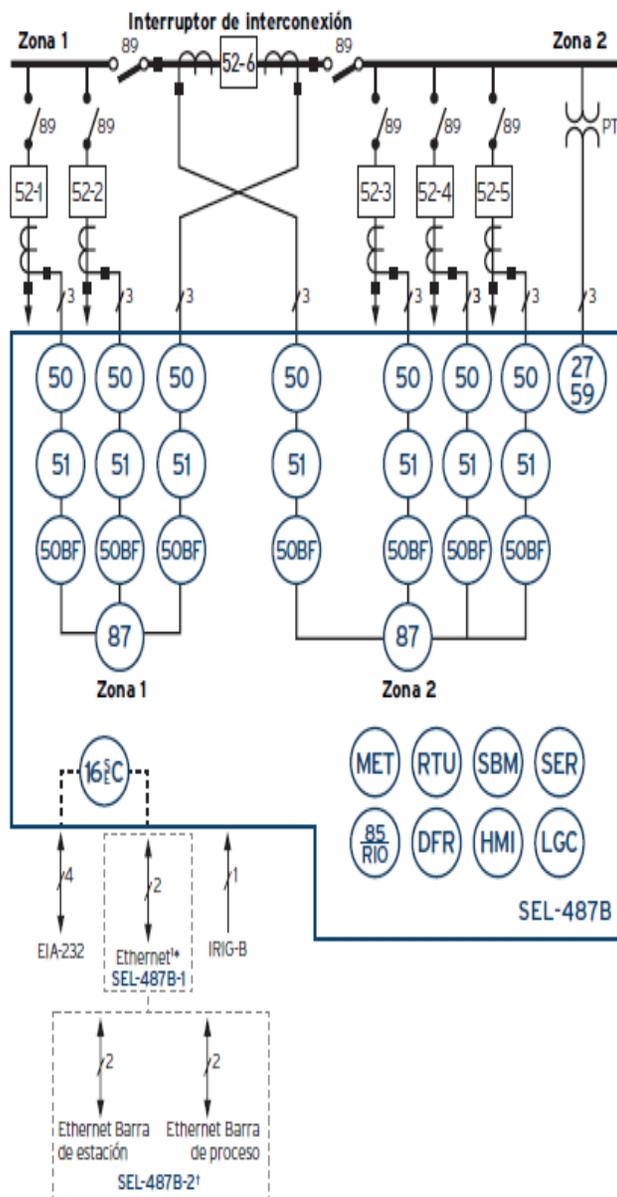


Figura III.6.2: Diagrama simplificado Protección Especial de Barra 2 (PEB 2) utilizando compuertas lógicas

## Anexo III.7. SEL-487B. Características

Panorama general de funciones:



### Números /Acrónimos y Funciones ANSI

16 SEC	Seguridad de Acceso (serial, Ethernet)
27/59	Sobre/bajo voltaje
50	Sobrecorriente
50BF	Sobrecorriente por falla en interruptor
51	Sobrecorriente temporizado
85 RIO	Comunicaciones SEL MIRRORRED BITS®
87	Diferencial de corriente
DFR	Reportes de eventos
IHM	Interfaz del operador
LGC	Ecuaciones de control expandidas SELogic®
MET	Medición de alta precisión
UTR	Unidad terminal remota
SER	Registrador de eventos secuenciales

### Funciones adicionales

SBM	Supervisor de baterías de subestaciones
SV	IEC 61850-9-2 Tecnología de valores muestreados* <sup>1</sup>
TIDL	Tecnología de enlace de dominio del tiempo*

<sup>1</sup> Cobre o fibra óptica      \*Característica opcional

<sup>1</sup> Los relés de suscriptor SV no tienen tarjetas de entrada analógicas y en su lugar reciben voltajes y corriente a través de Ethernet.

Figura III.7.1: Funciones del SEL-487B.

**Seguridad ante fallas externas:**

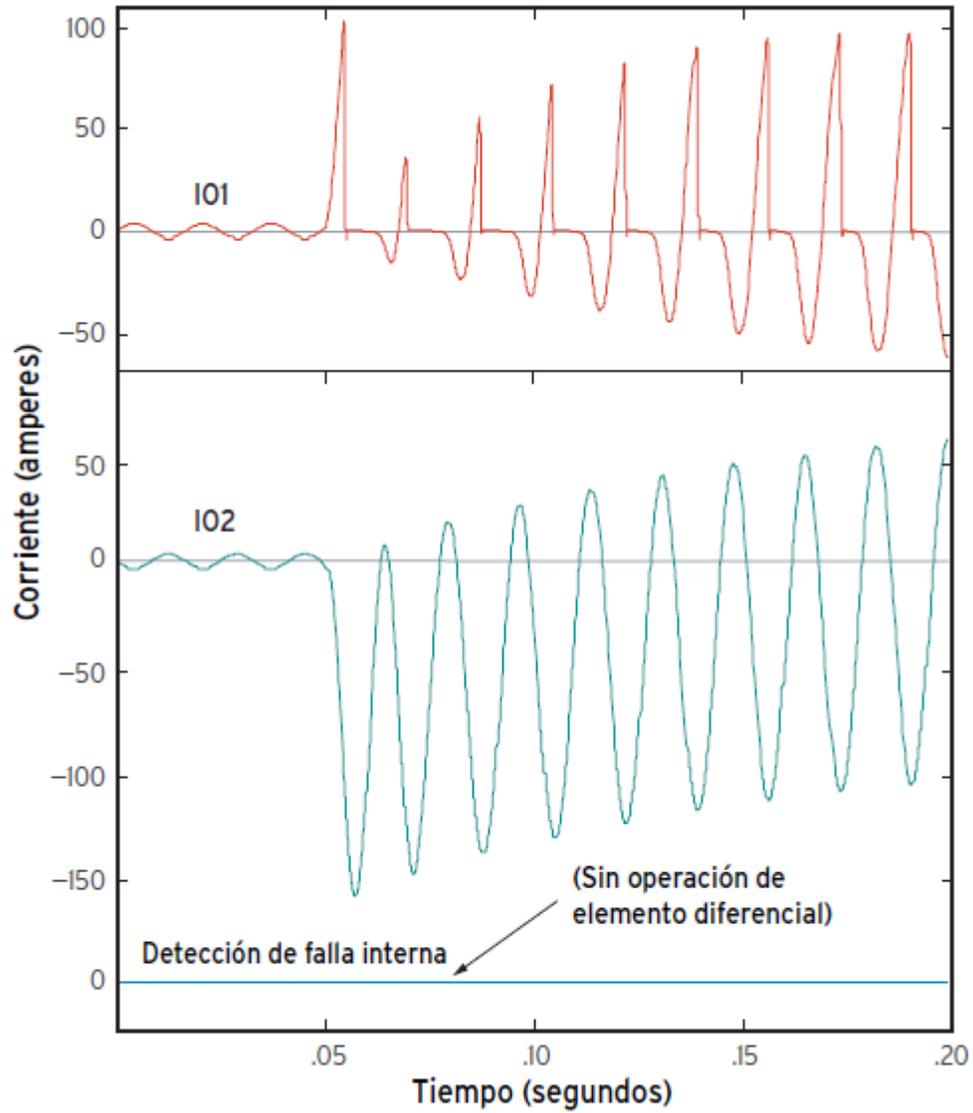


Figura III.7.2: Oscilogramas de corriente.

### Configuración de zona dinámica:

El SEL-487B asigna de manera dinámica las corrientes de entrada a los elementos diferenciales correctos sin la necesidad de relés auxiliares adicionales. Conecte directamente al relé las entradas digitales desde los contactos auxiliares del interruptor y cuchilla de la barra colectora. Las ecuaciones de control SELogic y la lógica de selección de zona asignarán correctamente las corrientes a los elementos diferenciales, incluso para las disposiciones complejas de barra como se muestra (véase ejemplo superior). Tenga en cuenta que el SEL-487B incluye de manera automática las corrientes de la Zona 4 en la Zona 3 cuando la cuchilla seccionadora DS3 está cerradas.

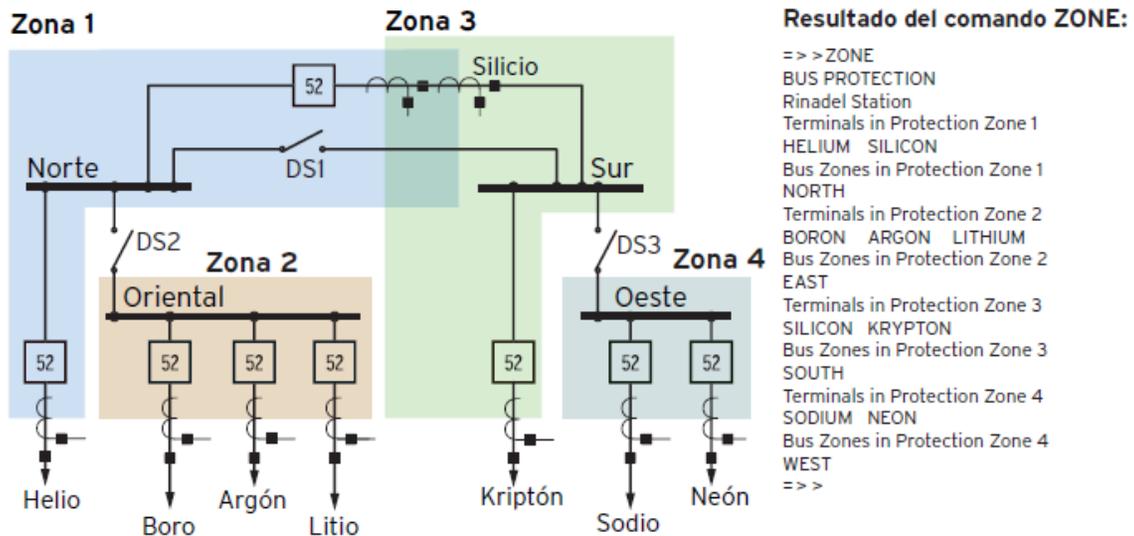


Figura III.7.3: Zonas de protección.

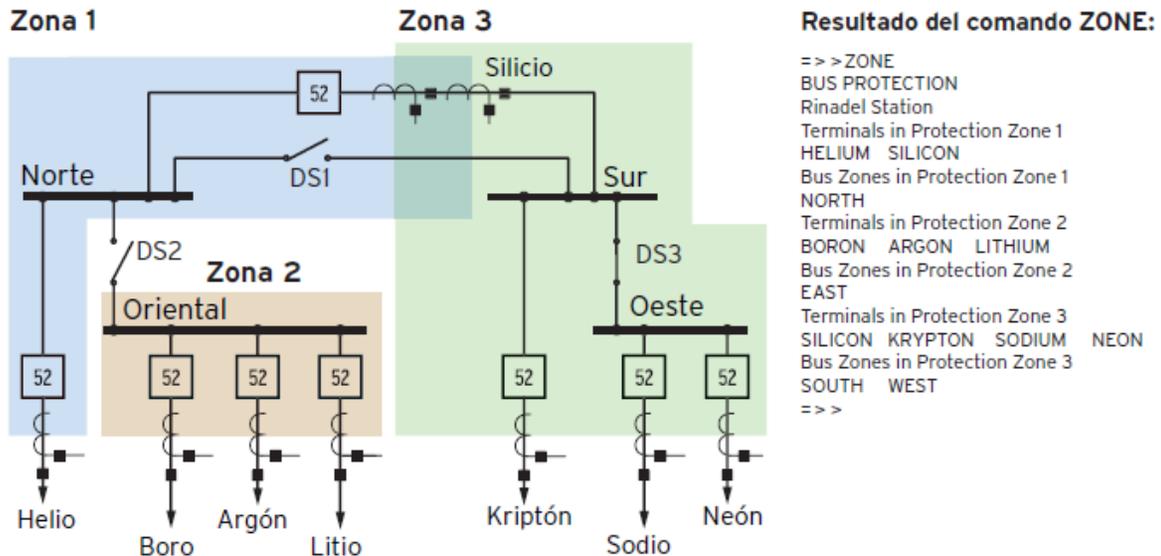


Figura III.7.4: Zonas de protección.

## Tecnología TiDL:

En una solución TiDL, los nodos Axion TiDL se colocan en el patio cerca del equipo primario para digitalizar señales de E/S discretas y datos analógicos y luego transportarlos sobre un cable de fibra óptica al SEL-487B habilitado para TiDL en la casa de control.

Esta tecnología innovadora utiliza conexiones de punto a punto y un protocolo no enrutable, lo que brinda una solución sencilla y segura. Debido a que no necesita una fuente de tiempo externa, ni switches Ethernet, es fácil de implementar sin ingeniería de red.

TiDL combina la protección probada de los relés de la serie SEL-400 con la modularidad de Axion, lo que reduce los requisitos de capacitación y proporciona una solución escalable y flexible. También proporciona una sincronización de tiempo y muestreo síncrono integrados, lo que asegura que la protección esté disponible en el relé sin importar si está disponible una señal de tiempo externa.

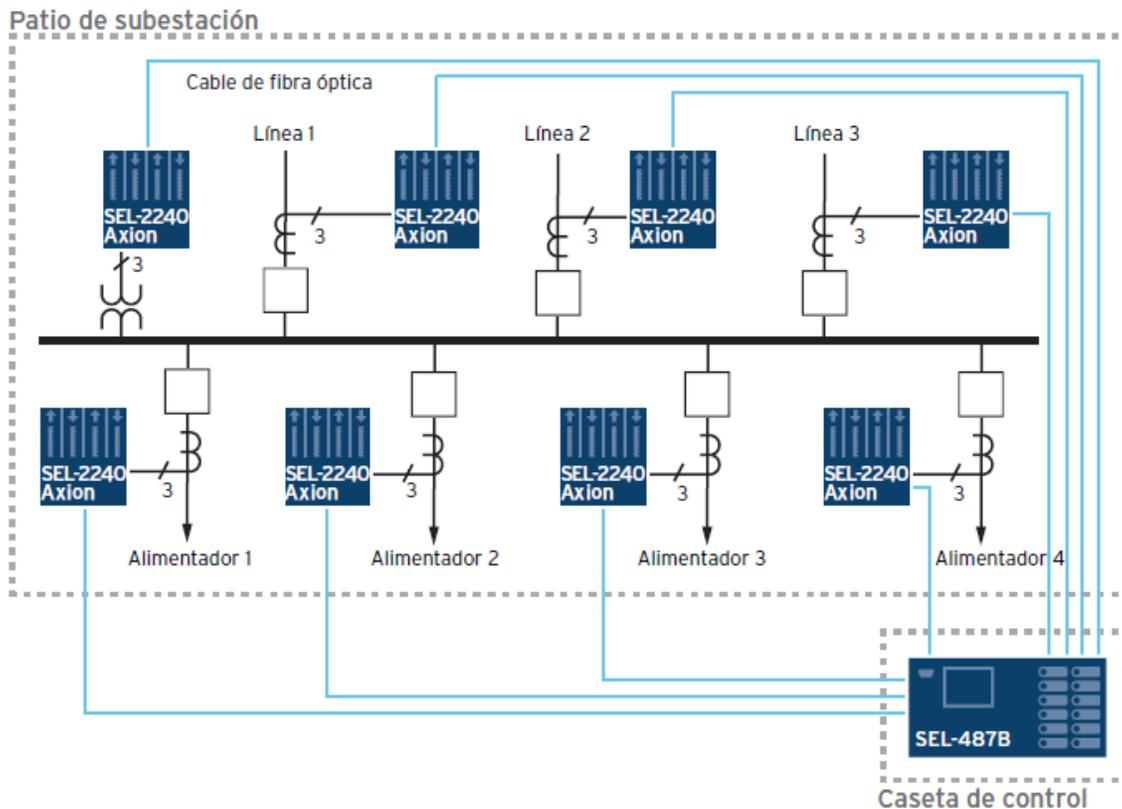


Figura III.7.5: Esquema de protección de bus distribuido de alta velocidad con tecnología TiDL.

## Tecnología SEL SV:

En una solución SEL SV, el relé SEL-487B-2 (abonado) en la casa de control recibe señales analógicas digitalizadas de una unidad de fusión SV (editor) en el patio a través de una red Ethernet basada en fibra. El sistema utiliza una sincronización de tiempo precisa a través del IRIG-B o el PTP.

El SEL-487B-2 ofrece la protección tradicional disponible en el SEL-487B-1 y también puede recibir datos SV. Debido a que todos los dispositivos SEL SV cumplen con IEC 61850-9-2 y la directriz UCA 61850-9-2LE, se pueden usar con equipos primarios que generan flujos SV similares, con unidades SV compatibles de otros fabricantes o con fusiones SEL. unidades que ofrecen protección incorporada (como la unidad de fusión SEL-401 y la unidad de fusión de control, automatización y control SEL-421-7).

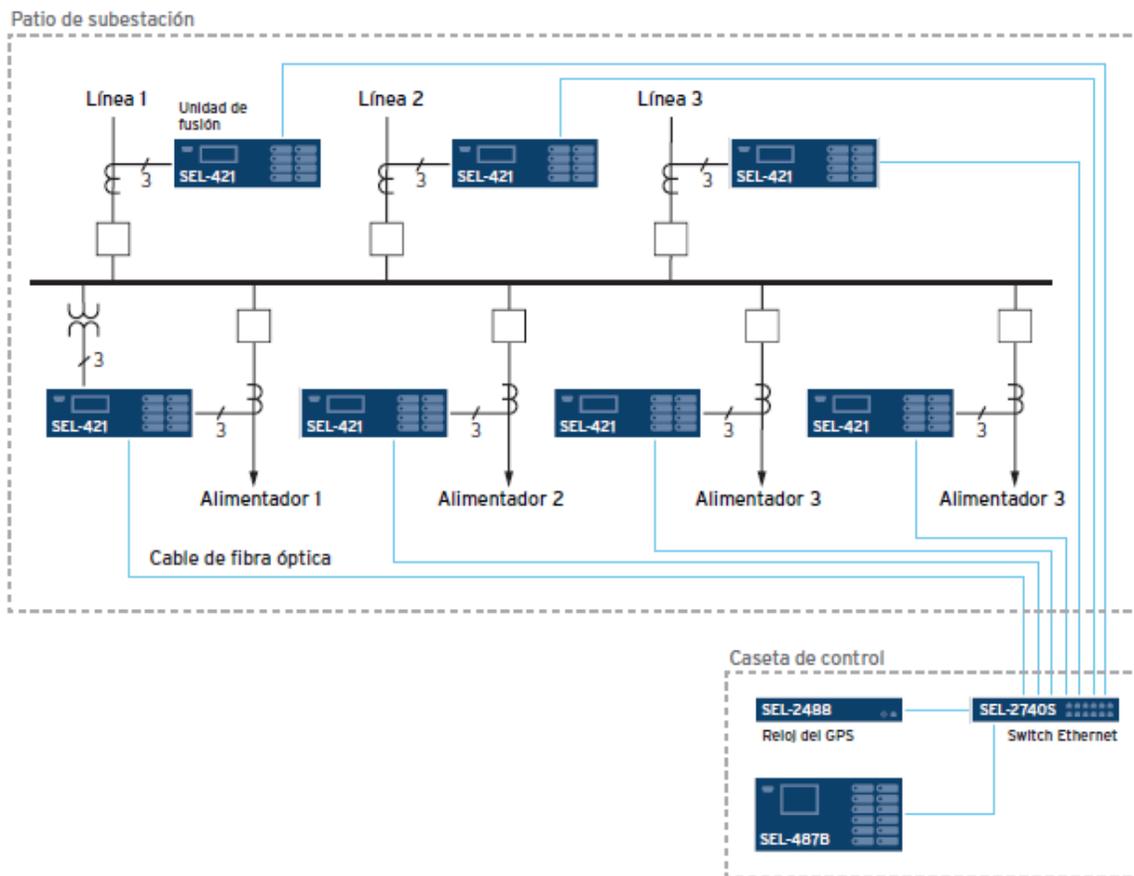


Figura III.7.6: esquema de protección con tecnología SV.

La tecnología de valores muestreados de SEL le permite crear una red de punto a multipunto de Ethernet robusta y flexible como las redes definidas por el software o VLAN que se ajusten a sus necesidades de aplicación. Puede usar el conmutador de red definido por software SEL-2740S para proporcionar una ingeniería de tráfico centralizada

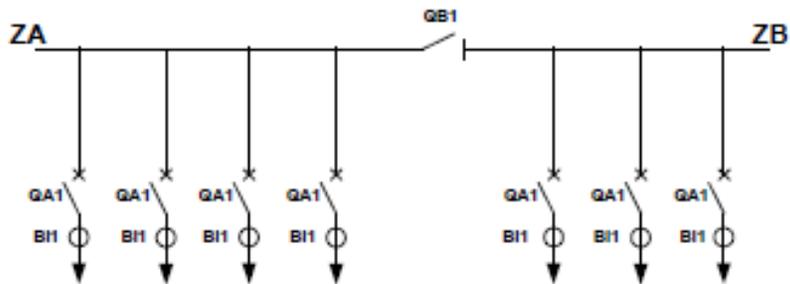
y mejorar el rendimiento de Ethernet. El conmutador actúa como un reloj PTP transparente que admite el perfil del sistema de alimentación IEEE C37.238, asegurando la sincronización submicro-second time de los dispositivos.

### Especificaciones SEL-487B:

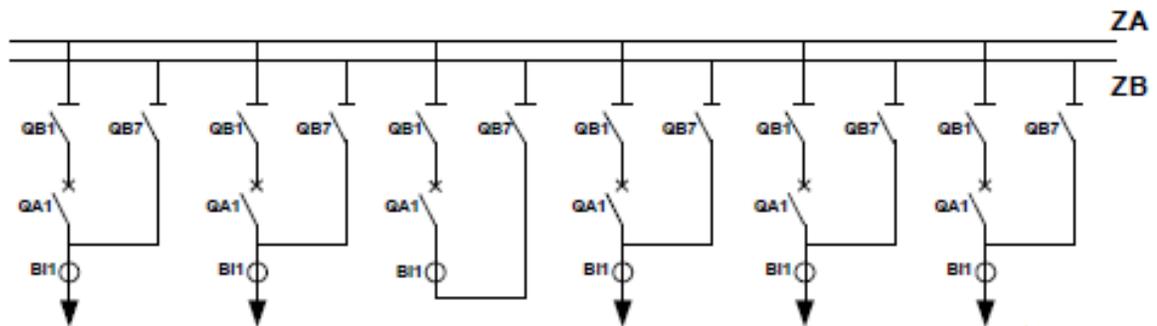
<b>General</b>	
<b>Entradas de corriente de CA (21 en total)</b>	5 A nominales 1 A nominal
<b>Entradas de voltaje CA (3 en total)</b>	300 V <sub>L-N</sub> continuo, 600 Vca por 10 segundos
<b>Serial</b>	1 puerto serial EIA-232 en el panel trasero y 3 en el panel frontal 300–57.600 bps
<b>Ethernet</b>	Los protocolos de comunicaciones incluyen FTP, Telnet, DNP3 LAN/WAN, SNTP, PRP y IEC 61850 Edición 2 (opcional). Elija entre las siguientes opciones de puerto: Dos puertos de red de par trenzado 10/100BASE-T Dos puertos de red de fibra óptica 100BASE-FX Un puerto de red de par trenzado 10/100BASE-T y un puerto de red de fibra óptica 100BASE-FX
<b>Puertos TiDL</b>	Puertos de fibra óptica: 8 Rango: ~2 km Velocidad de datos: 100 Mbps
<b>Puertos SV</b>	Elija entre las siguientes opciones de puerto de comunicaciones: Cuatro puertos de red de par trenzado 10 / 100BASE-T Cuatro puertos de red de fibra óptica 100BASE-FX Dos puertos de red de par trenzado 10 / 100BASE-T y dos puertos de red de fibra óptica 100BASE-FX Subscriber: Tantos como 4 SV flujos de datos Velocidad de datos: 80 muestras por ciclo
<b>Entrada de tiempo exacto</b>	Entrada de tiempo IRIG-B demodulada y PTPv2
<b>Procesamiento</b>	Entradas de tensión y corriente de CA: 8,000 muestras por segundo Procesamiento de Protección y Control: 12 muestras por ciclo del sistema de potencia
<b>Fuente de alimentación</b>	24–48 Vcd 48–125 Vcd u 110–120 Vca 125–250 Vcd u 110–240 Vca
<b>Temperatura de operación</b>	–40 ° a +85 °C (–40 ° a +185 °F) Nota: El contraste de la pantalla de LCD resulta afectado con temperaturas menores a –20°C (–4°F) y mayores a +70°C (+158°F).

## Anexo III.8. REB670. Características

Ejemplos de disposiciones típicas de estaciones que pueden protegerse con REB 670:

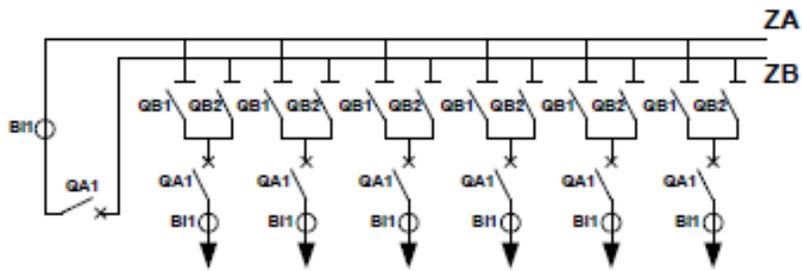


*Ejemplo de estación de barra simple*

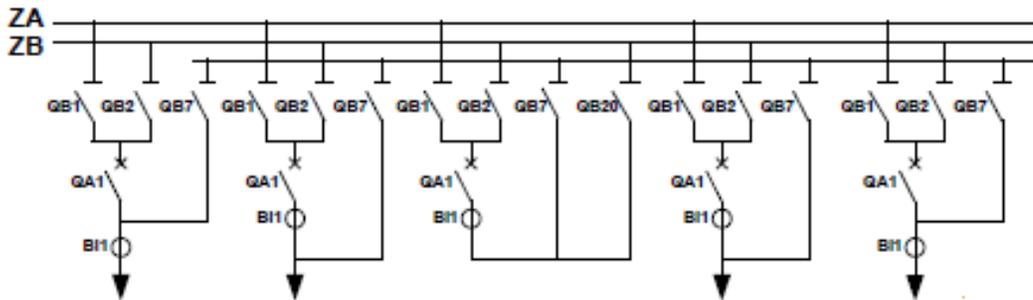


*Ejemplo de estación de barra simple con barra de transferencia*

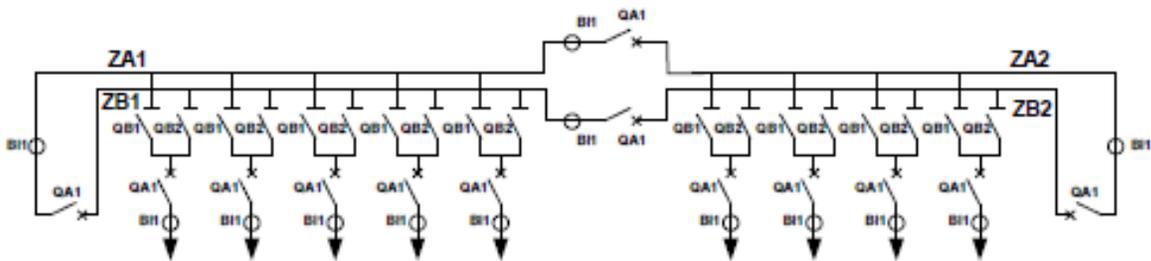
Figura III.8.1: Ejemplos de configuraciones de barras.



*Ejemplo de estación de barra doble e interruptor simple*



*Ejemplo de estación de barra doble e interruptor simple con barra de transferencia*



*Ejemplo de estación de barra doble e interruptor simple con dos interruptores de seccionamiento de barras y dos interruptores de acoplamiento de barras*

Figura III.8.2: Ejemplos de configuraciones de barras.

## Funciones disponibles:

ANSI	Descripción de funciones	BBP trifásico, 2 zonas, 4 celdas (A20)		BBP trifásico, 2 zonas, 8 celdas (A31)		BBP monofásico, 2 zonas, 12 celdas (B20/B21)		BBP monofásico, 2 zonas, 24 celdas (B31)	
		Básico	Opción (Cantidad / diseño de opción)	Básico	Opción (Cantidad / diseño de opción)	Básico	Opción (Cantidad / diseño de opción)	Básico	Opción (Cantidad / diseño de opción)
<b>Protección diferencial</b>									
87B	Protección diferencial, 2 zonas, tres fases/4 celdas	1	-	-	-	-	-	-	-
87B	Protección diferencial, 2 zonas, tres fases/8 celdas	-	-	1	-	-	-	-	-
87B	Protección diferencial, 2 zonas, una fase/12 celdas	-	-	-	-	1	-	-	-
87B	Protección diferencial, 2 zonas, una fase/24 celdas	-	-	-	-	-	-	1	-
	Estado del objeto de conmutación primaria para la selección de zona de protección de barra	20	-	40	-	60	-	96	-
<b>Protección de corriente</b>									
51/67	Protección de sobreintensidad de fase de cuatro etapas (PTOC)	-	4/C06	-	8/C07	-	-	-	-
51/67	Protección de sobreintensidad monofásica de cuatro etapas (PCOM)	-	-	-	-	-	12/C08	-	24/C09
50BF	Protección de fallo de interruptor (RBRF)	-	4/C10	-	8/C11	-	-	-	-
50BF	Protección de fallo de interruptor, versión monofásica (RBRF)	-	-	-	-	-	12/C12	-	24/C13
<b>Control</b>									
79	Reenganchador automático (RREC)	-	2/H05	-	2/H05	-	2/H05	-	2/H05
<b>Comunicación estación</b>									
	Comunicación IEC61850-8-1 *)	1	-	1	-	1	-	1	-
	Protocolo de comunicación LON *)	1	-	1	-	1	-	1	-
	Protocolo de comunicación SPA *)	1	-	1	-	1	-	1	-
	Protocolo de comunicación IEC60870-5-103 *)	1	-	1	-	1	-	1	-
	Protocolo de comunicación DNP3.0 para TCP/IP y EIA-485	1	-	1	-	1	-	1	-
	Comando simple, 16 señales	4	-	4	-	4	-	4	-
	Comando múltiple y transmisión	60/10	-	60/10	-	60/10	-	60/10	-
<b>Comunicación remota</b>									
	Transmisión/recepción de transferencia de la señal binaria *)	6	-	6	-	6	-	6	-

\*) Para utilizarlo, se debe pedir un puerto de hardware opcional adecuado.

Figura III.8.3: Funciones disponibles en el REB670.