Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



TRABAJO DE DIPLOMA

Ajuste de las Protecciones de la Subestación del Sistema Eléctrico Aislado Cayo Santa María

Autores: Ariel Piñero Morales

Luis Alejandro González Pérez

Tutores: Dra. Marta Bravo de las Casas

MSc. Grettel Quintana de Basterra

Santa Clara

2014

"Año 56 de la Revolución"

Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



TRABAJO DE DIPLOMA

Ajuste de las Protecciones de la Subestación del Sistema Eléctrico Aislado Cayo Santa María

Autores: Ariel Piñero Morales

E-mail: <u>apinero@uclv.edu.cu</u> Luis Alejandro González Pérez E-mail: <u>lgonzalez@uclv.edu.cu</u> Tutores: Dra. Marta Bravo de las Casas E-mail: <u>mbravo@uclv.edu.cu</u> MSc. Grettel Quintana de Basterra E-mail: <u>debasterra@uclv.edu.cu</u>

Santa Clara

2014

"Año 56 de la Revolución"



Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Ingeniería Eléctrica, autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

Firma de los Autores

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

Firma de los Autores

Firma del Jefe de Departamento donde se defiende el trabajo

Firma del Responsable de Información Científico-Técnica "La felicidad humana generalmente no se logra con grandes golpes de suerte que pueden ocurrir pocas veces, sino con pequeñas cosas que ocurren todos los días".

Benjamin Franklin

DEDICATORIA

A mis padres, que se esforzaron siempre por darme lo mejor por imposible que pareciera.

A mi hermano, Doctor en Medicina y Comprensión: sin su apoyo nada hubiera resultado fácil.

A mi novia, por apoyarme en todo y por su infinita capacidad de quererme.

A toda mi familia, en especial a mi abuela y mi tía Emelina: hada madrina de las cosas imposibles.

A mi cuñada y casi hermana también Yaritza, por su apoyo en todo momento (gracias).

A mis colegas de la universidad, en especial a mis amigos Hárlem, Liexy y Luis Alejandro, sin ese apoyo mutuo nada hubiese sido posible.

A todos, más que dedicarles este trabajo, les doy las gracias.

A.P.M.

Claudia, nunca me faltó tu cariño, siempre estuviste a mi lado; por eso a ti, mi reina, dedico en especial este trabajo.

A ustedes, mamá y papá, por no permitir que la distancia más grande del universo nos aleje, siempre los llevaré en el corazón.

Lou, Enmanuel y Manuel, mis hermanos, mi razón de ser, a ustedes por darme la energía y la fuerza para seguir adelante.

A ti, Silvito, por ese ejemplo de seguir adelante que me das cada día, eres como un padre para mí.

Yamila, Lizma, Joaquín, Steven, ocupan un lugar muy especial en mi vida, por eso, aquí les va mi dedicatoria.

Danilo, dedico a ti este trabajo por todos los momentos que vivimos y los consejos que me das. Un abrazo, mi hermano.

Liexy, Ariel, Hárlem, mis amigos del alma, mis compañeros de batalla. A ustedes también.

A todos, por formar parte de mí.

L.A.G.P.

AGRADECIMIENTOS

A nuestras tutoras Marta y Grettel por su colosal apoyo en este proyecto, por los conocimientos que irradian y por la ardua tarea de enseñar.

A todos nuestros profesores, desde los primeros grados hasta la universidad, somos hoy una mezcla de lo que cada cual nos regaló.

TAREAS TÉCNICAS

- Revisión bibliográfica sobre las principales características de los sistemas eléctricos aislados, su estabilidad y sus protecciones.
- ✓ Estudio y análisis de la situación electro-energética actual del Sistema Eléctrico Aislado Cayo Santa María.
- Actualización y reconfiguración del monolineal del Sistema Eléctrico Aislado Cayo Santa María en el simulador de sistemas eléctricos PSX en las distintas variantes de operación del sistema.
- ✓ Ajuste de las protecciones eléctricas MiCOM P142 y P143 de Areva T&D para cada una de las variantes de operación.

Firma de los Autores

Firma de los Tutores

RESUMEN

La instalación en el sistema eléctrico del cayo de una moderna subestación adquirida en Italia posibilitará garantizar la estabilidad y fiabilidad del sistema en todo momento. Sin embargo, esta aún no posee parámetros de ajuste que le permitan funcionar correctamente. Las protecciones de esta subestación (MiCOM P142 y P143 de la firma Areva T&D) posibilitan disponer de cuatro grupos de ajuste predeterminados. Por estos motivos, el objetivo de este trabajo es determinar los parámetros de ajuste de tres de las variantes de operación más probables por las que pueda transitar el sistema. En el presente informe se recogen los resultados del ajuste de las principales funciones que ofrecen estos tipos de protecciones para cada una de las variantes de operación. Como se mostrará, solo algunas funciones son diferentes en cada variante, como las de sobrecorriente, que varían cuando la configuración de la red cambia. La no coordinación entre los relés de tiempo inverso del enlace y de los alimentadores provocó la sustitución de estos por relés de tiempo constante en el enlace. Los principales problemas de sensibilidad al final de los alimentadores más extensos fueron solucionados con relés de sobrecorriente controlados por voltaje.

TABLA DE CONTENIDOS

PENSAMIENTO	i
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
TAREAS TÉCNICAS	iv
RESUMEN	v
TABLA DE CONTENIDOS	vi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	6
1.1 Introducción	6
1.2 Sistemas aislados	6
1.2.1 Generalidades	6
1.2.2 Estabilidad y estudios de estabilidad	6
1.2.2.1 Tiempos críticos de despeje	9
1.2.2.2 Desconexión de unidades de generación	9
1.2.2.3 Esquemas especiales de protección (EEP). Esquemas de deslasti	re de
cargas por subfrecuencia	11
1.2.2.4 Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia	17
1.2.3 Funciones de las protecciones eléctricas. Protecciones empleadas en	los
sistemas aislados	18
1.2.3.1 Protección de sobrecorriente	19
1.2.3.2 Protección de sobretensión	21
1.2.3.3 Protección de baja tensión	21
1.2.3.4 Protección de sobre y baja frecuencia	22
1.2.3.5 Protección de derivada de frecuencia (df/dt)	23
1.2.3.6 Protección de sobrecorriente de secuencia negativa	23
1.2.3.7 Protección de conductor roto	24
1.2.3.8 Protección de reenganche trifásico	24

1.2.3.9 Protección de sobreintensidad controlada por tensión	25
1.3 Conclusiones del capítulo	25
CAPÍTULO II	27
2.1 Introducción	27
2.2 Descripción del sistema eléctrico del Cayo Santa María	27
2.2.1 Generación	27
2.2.2 Carga y demanda eléctrica	29
2.2.3 Subestación	
2.3 Redes	
2.3.1 Circuito Dunas Punta Madruguilla	
2.3.2 Circuito Sur – Oeste	32
2.3.3 Circuito Base de Apoyo	32
2.3.4 Circuito Este	32
2.4 Descripción del problema existente	
2.5 Variantes de operación de los alimentadores	34
2.5.1 No operación de uno de los alimentadores de cada circuito gene	eral. Barras
balanceadas (Variante 1)	
2.5.2 Circuitos balanceados (Variante 2)	35
2.5.3 No operación de la barra 2 (Variante 3)	
2.6 Relevadores instalados en la subestación. Generalidades	
2.6.1 Potencialidades de los relevadores P142 y P143	
2.7 Protecciones a ajustar en los relevadores P142 y P143	
2.8 Metodología de cálculo para las protecciones a ajustar	40
2.8.1 Criterios para el ajuste de las protecciones de sobrecorriente de	e Tiempo
Constante	40
2.8.2 Criterios para el ajuste de las protecciones de sobrecorriente T	iempo
Inverso	42
2.8.3 Metodología de cálculo para las protecciones de sobrecorriente	de tierra43
2.9 Ajuste de las restantes funciones de los relevadores	44
2.9.1 Sobretensión	44
2.9.2 Baja tensión	44

2.9.3 Sobre frecuencia y baja frecuencia	44
2.9.4 Ajuste ∂f/∂t	45
2.9.5 Secuencia negativa	45
2.9.6 Conductor roto	45
2.9.7 Protección de falla de interruptor	46
2.9.8 Reenganche trifásico	47
2.9.9 Sobrecorriente controlado por tensión	47
2.10 Conclusiones del capítulo	48
CAPÍTULO III	49
3.1 Introducción	49
3.2 Ajustes de las protecciones de sobrecorriente	49
3.2.1 Variante de operación 1	50
3.2.1.1 Alimentadores	50
3.2.1.2 Enlace de barra	52
3.2.1.3 Grupos generadores	54
3.2.2 Variante de operación 2	55
3.2.2.1 Alimentadores	55
3.2.2.2 Enlace de barra	56
3.2.2.3 Grupos generadores	56
3.2.3 Variante de operación 3	57
3.2.3.1 Alimentadores	57
3.2.3.2 Grupos generadores	57
3.3 Ajuste de las restantes funciones de las protecciones	58
3.3.1 Sobretensión	58
3.3.2 Baja tensión	58
3.3.3 Sobre frecuencia y baja frecuencia	58
3.3.4 Ajuste ∂f/∂t	59
3.3.5 Conductor roto	59
3.3.6 Protección de fallo de interruptor	59
3.3.7 Recierre trifásico	61
3.4 Conclusiones del capítulo	61

INTRODUCCIÓN

Desde que en la década de los 80 del siglo XIX se comenzó a comercializar la electricidad por primera vez, los sistemas eléctricos para entregar la energía desde los centros de generación hasta los usuarios finales han incrementado su capacidad de producción y su interconexión. En las primeras etapas, un sistema eléctrico estándar era tan solo un generador individual conectado apropiadamente a una carga, tales como la famosa Pearl Street Station de Edison¹ en la ciudad de Nueva York, que suministró energía a fábricas, residencias y alumbrado público. La tendencia desde principios del siglo pasado ha sido interconectar estos pequeños sistemas aislados entre sí, teniendo como consecuencia una expansión geográfica del servicio y con ella un incremento del número de clientes.

"La continua expansión geográfica e interconexión de los sistemas eléctricos en el transcurso del pasado siglo han sido motivadas por un conjunto de factores técnicos, sociales y económicos. Por ejemplo, algunos atribuyeron un sentido de progreso cultural a las redes malladas; en años más recientes, las economías de intercambio u oportunidades para la venta de electricidad, han sido las claves motivadoras para el fortalecimiento de la transmisión interconectada o el enlace entre regiones. Las principales justificaciones técnicas para la expansión y la interconexión son triples: economías de escala, mejora del factor de potencia, y el aumento de la fiabilidad por la concentración de reservas de generación."[1]

Sin embargo, no siempre un sistema eléctrico puede estar interconectado con otro más potente que le brinde mayor tolerancia ante fallas. En lugares en los que, por sus condiciones geográficas, es muy difícil o económicamente injustificable la interconexión con un sistema de mayor potencia, la única solución viable es la construcción de un pequeño sistema aislado que suministre la energía con la calidad requerida. La estabilidad en este tipo de sistemas es un problema fundamental. Las variaciones de frecuencia que se originan en caso de perturbaciones son muy superiores a las que se producen en un sistema

¹*Thomas Alva Edison* (1847-1931) fue un empresario y un prolífico inventor estadounidense que patentó más de mil inventos y contribuyó a darle, tanto a Estados Unidos como a Europa, los perfiles tecnológicos del mundo contemporáneo: las industrias eléctricas, un sistema telefónico viable, el fonógrafo, las películas, etc.

fuertemente interconectado, debido a que están compuestos esencialmente por grupos de generación de baja inercia (accionados, por ejemplo, por motores fuel oil o diesel).

Un sistema eléctrico aislado de vital importancia económica para Cuba lo constituye el Sistema Eléctrico Aislado Cayo Santa María (SEACSM), ubicado en el norte de la provincia de Villa Clara. La energía se suministra a través de 14 generadores de las firmas MAN, Hyundai y MTU cuya capacidad total instalada es hoy de 37.09 MW, pero se espera llegar hasta los 40 MW para el año 2018 [2]. Desde el centro de generación se brinda servicio a los polos turísticos Cayo Santa María, Las Brujas y Ensenachos a través de redes soterradas con una tensión de distribución de 13.8 kV. A finales de 2012 contaba con 11 complejos hoteleros con un total de 6 668 habitaciones aproximadamente, pero en el 2013 se ampliaron las capacidades con la inauguración del hotel Laguna del Este III[3].

Situación problemática

Anteriormente la subestación principal, desde donde se dirigían todas las redes y la conexión con los generadores, estaba controlada por celdas de SF₆ de tecnología ABB de doble barra, un centro de conmutación con celdas *Ormazabal* (Celda de distribución de carga) y un grupo de recerradores *NULEC*. Las principales dificultades de este esquema son su "exceso de interconexiones que debilitan la fiabilidad del sistema y limitan la capacidad de respuesta de este ante las averías"[3].

Es por ello que se decide instalar en 2013 una subestación más moderna para ofrecer un suministro más confiable, conformada también por celdas de SF_6 , pero con salida directa desde los interruptores y con protecciones capaces de responder en apenas 0.15 s.

Durante el año 2013 ocurrieron un grupo de averías que afectaron el servicio eléctrico brindado a la red hotelera. La Tabla I resume estas afectaciones, así como el tiempo que perduraron las mismas:

Afectación	Causa	Tiempo de Afectación
2 de abril, 6:42 PM	Avería del generador del grupo MTU No 7, por corto circuito a tierra de las rabizas por roce con el chasis.	50 min
7 de abril, 7:03 AM	Cortocircuito en la barra del generador del grupo MTU No. 6, por falso contacto en una de las fases. Los cuatro cables que tributan a la fase perdieron su aislamiento por el incremento de la temperatura y se quemaron.	1 h y 13 min
24 de junio, 2:55 pm	Pérdida de carga, por disparo de un interruptor de la subestación.	40 min
17 de agosto, 8:47 AM	Disparo del interruptor Q13 totalizador de la HYUNDAI (inversión en etapa de asimilación), por inducción de corrientes parásitas en cable de control.	2 h y 41 min

Tabla I. Afectaciones en el SEACSM durante el 2013. Fuente [4]

Estas afectaciones demuestran que, aunque la nueva subestación aumentará la capacidad de respuesta ante la ocurrencia de fallas, el SEACSM continúa siendo un sistema muy débil (por su condición de sistema aislado) y que cualquier falla en una unidad generadora puede conllevar al colapso total del sistema o, en el mejor de los casos, a la pérdida de un conjunto considerable de cargas. A estos problemas se une el hecho de que las protecciones de la misma aún no poseen un ajuste que les permita discernir cuándo tienen que operar y cuándo no.

El reciente incremento de la demanda instalada y el montaje de la nueva subestación exigen un nuevo estudio para lograr un adecuado ajuste de las protecciones que garanticen la estabilidad y fiabilidad del sistema en todo momento, ampliando la capacidad de respuesta ante la ocurrencia de fallas. Por otro lado se suma la necesidad de tener grupos de ajustes predeterminados para cada una de las variantes de operación más probables por las que pueda transitar el sistema, aprovechando que las nuevas protecciones instaladas ofrecen cuatro grupos de ajustes.

Entonces, ¿será posible ajustar las protecciones en el SEACSM para garantizar la estabilidad y fiabilidad del sistema para cada una de las variantes de operación más probables por las que pueda transitar el mismo?

Por lo tanto, el **objetivo general** de este trabajo es calcular los parámetros de ajuste de las protecciones MiCOM P142 y P143 de Areva T&D de la nueva subestación del SEACSM que garanticen la estabilidad y fiabilidad del sistema en todo momento para las tres variantes de operación posibles.

Para darle cumplimiento a este objetivo, se trabajará sobre las bases de los siguientes **objetivos específicos**:

- ✓ Estudiar la bibliografía existente sobre el tema.
- ✓ Actualizar y reconfigurar el modelo del PSX para las distintas variantes de operación de la red.
- ✓ Calcular los parámetros de ajuste de las protecciones para cada una de las variantes.
- ✓ Analizar los resultados obtenidos.
- ✓ Confeccionar el informe.

Justificación y viabilidad

Una vez ajustadas las protecciones de la nueva subestación se garantizará:

- Proteger al sistema ante contingencias.
- Evitar el disparo incorrecto durante la operación normal del sistema.
- Disponer de ajustes predeterminados para los tres estados más probables en los que se pueda encontrar el sistema.

Los resultados que esta investigación pretende obtener son ejecutables en un plazo de tiempo muy corto y técnicamente es posible tanto ajustar las protecciones de la forma que

este trabajo sugiere como conmutar al sistema a cada una de las variantes de operación de los alimentadores que aquí se proponen gracias a los centros de conmutación instalados. Económicamente hablando, los costos de ejecución de lo que se pretende con este trabajo son muy bajos (esencialmente el costo de la mano de obra), pero los resultados que se obtendrán se transformarán en un aumento de la calidad del servicio que actualmente se brinda a la red hotelera, por lo tanto los beneficios económicos que la empresa eléctrica conseguirá serán considerables.

Estructura del trabajo

• Revisión Bibliográfica

Se ofrece una panorámica general sobre los sistemas aislados, los problemas de estabilidad que presenta y las protecciones más comúnmente utilizadas, enfocado todo hacia la problemática de este trabajo.

• Situación Actual del SEACSM y Variantes de Operación de los Alimentadores

Proporciona una descripción del sistema eléctrico del cayo en cuanto a cargas, demanda, circuitos que lo componen, etc. Se proponen además las variantes de operación más probables por las que puede transitar el sistema, así como los principales procedimientos para el ajuste de las protecciones que se utilizarán.

• Ajuste de las Protecciones MiCOM P142 y P143 de Areva T&D

Se brindan las principales potencialidades de las protecciones MiCOM P142 y P143, así los resultados del ajuste de las protecciones del sistema para cada una de las variantes de operación más probables abordadas en el capítulo anterior.

CAPÍTULO I

REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

1.1 Introducción

En este capítulo se ofrecen las características generales de los sistemas eléctricos aislados, las principales dificultades que afrontan, los estudios de estabilidad que se realizan en los mismos y algunas de las protecciones que se emplean. En cada caso se discutirán conceptos claves y temas relevantes para la investigación desde una óptica crítica y enfocada hacia la situación problemática de este trabajo. Al final del capítulo se ofrecerán las conclusiones del mismo a modo de resumen de la temática abordada.

1.2 Sistemas aislados

1.2.1 Generalidades

Los sistemas aislados se construyen como unidades autosuficientes en los cuales la potencia producida está ajustada al consumo de las cargas. Están compuesto por grupos de generación de muy baja inercia (como aerogeneradores y grupos accionados por motores de *fuel oil* o diesel) y con redes eléctricas poco malladas a niveles de tensión inferiores a las de los sistemas interconectados. Por estos motivos las variaciones de frecuencia que se producen en caso de perturbaciones en la red son muy superiores a las que se originan en los sistemas con mayor interconexión. Por lo tanto, en el caso de una falla severa, el colapso de estos sistemas es inevitable y lleva a un *blackout* total y a la interrupción del suministro de todos los consumidores. Sin embargo la reposición de todo el sistema resulta relativamente fácil debido a su pequeño tamaño. Es válido destacar también que "*la respuesta de los sistemas insulares en caso de desconexión de grupos generadores está muy afectada por la magnitud de la reserva rodante. Por ello, el despacho de generación deberá reflejar la magnitud de la reserva rodante habitualmente seleccionada [5]."*

1.2.2 Estabilidad y estudios de estabilidad

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia es su capacidad o habilidad de permanecer en equilibrio de funcionamiento o sincronismo, aún cuando ocurran

perturbaciones en él como consecuencia de variaciones de la carga, aperturas de circuitos o fallas.

Se entiende por *estabilidad de la frecuencia* a "*la habilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia(SEP) para mantener frecuencias estacionarias luego de severos eventos que provocan desbalances entre generación y la carga del sistema*" [6]. El fenómeno transitorio que se produce con la frecuencia se puede explicar mediante la ecuación 1.1 (Fuente [7]) para una máquina equivalente conectada a una barra infinita:

$$H \cdot \frac{dw}{dt} = P_G \cdot (2w_n - w) \frac{w}{w_n^2} - D_{(w)} \cdot P_L$$

$$\tag{1.1}$$

Donde:

H: inercia total (kg/m²) del sistema (generadores-turbinas y motores).

w: frecuencia angular (rad/s).

w_n: frecuencia angular nominal (rad/s).

 P_G : desconexión de generación a w_n (W).

 P_L : demanda a w_n (W).

D_(w): coeficiente de amortiguamiento de la carga.

Esto quiere decir que, ante una pérdida de generación en el sistema se presenta un desbalance en el primer término del lado derecho de la ecuación 1.1 que implica una variación en las velocidades de las masas rotantes (w) y provoca el incremento de la energía cinética de las masas rotantes conectadas al sistema. El término $D_{(w)}*P_L$ del lado derecho de la ecuación 1.1 representa la componente amortiguante de la carga ante las variaciones de la frecuencia. Es decir, cuando la frecuencia cae la carga disminuye y cuando la frecuencia aumenta la carga se incrementa. En el caso de que P_G sea grande, la frecuencia puede seguir disminuyendo y como no ha transcurrido el tiempo necesario para que la regulación de la frecuencia sea efectiva o no sea suficiente, se corre el riesgo de que la frecuencia alcance los valores de actuación de las protecciones de baja frecuencia de las unidades de generación, con lo cual continúa la caída de la frecuencia (o se incrementa el desbalance de potencia) y se produce el colapso del sistema.

Por otro lado la *estabilidad de la tensión* es la habilidad de un SEP para mantener tensiones estacionarias aceptables en todas las barras del sistema bajo condiciones normales de operación y después de haber sido sometido a una perturbación. Un sistema ingresa a un estado de inestabilidad de tensión cuando una perturbación, un incremento en la demanda de la carga, o un cambio en la condición de operación o topología del sistema, provoca una progresiva e incontrolable caída de la tensión[8]. Por lo tanto se puede decir que la inestabilidad de la tensión depende de habilidad para mantener o recobrar el equilibrio entre la potencia reactiva tomada por la carga y la que es suministrada por el sistema.

Algunos factores causantes de inestabilidad de tensión [9-11] son:

- Incremento de la demanda.
- Comportamiento en sub-tensión de las cargas del tipo motor de inducción.
- Presencia de generadores muy distantes de los centros de carga.
- Bajos niveles de tensión en los terminales de los generadores.
- Insuficiente compensación de potencia reactiva en el sistema y bajo factor de potencia de las cargas.
- Pérdida de bancos de capacitores *shunt*.

En los sistemas aislados los estudios de estabilidad "investigan la capacidad de estos sistemas de alcanzar un punto de funcionamiento estable tras la ocurrencia de una perturbación, por ejemplo un cortocircuito o la desconexión de un generador, línea o transformador[8].

"Estos estudios comprenden la simulación en el dominio del tiempo de diferentes perturbaciones (cortocircuitos y desconexión de generadores). Su objeto es múltiple:

- Evaluación de tiempos críticos de despeje de fallas en subestaciones de la red de transporte.
- Comportamiento del sistema ante la desconexión intempestiva de generadores.
- Evaluación de los esquemas de deslastre de cargas por sub-frecuencia.
- Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.[5]"

1.2.2.1 Tiempos críticos de despeje

El cálculo de los tiempos críticos de despeje de las fallas en las barras de las subestaciones de los sistemas aislados tiene por objeto identificar los elementos de la red que precisan ser equipados con protecciones y redundancias adecuados que aseguren que el sistema permanezca estable aún después de una falla.

El tiempo de despeje de la falla se incrementa sucesivamente hasta que el sistema sea inestable o que la frecuencia tome valores inadmisibles. Es preciso destacar que en el procedimiento de cálculo realizado en un sistema interconectado no se chequea la variación de frecuencia debido a que ante fallas son muy pequeñas. Por el contrario, en los sistemas aislados dichas variaciones son muy elevadas como ya se ha mencionado anteriormente.

En la figura 1.1 se muestra la evolución de la frecuencia al producirse un cortocircuito en un sistema aislado de 50 Hz, donde se puede observar una variación de frecuencia de aproximadamente 0.7 Hz.



Figura 1.1. Desviación de la frecuencia ante la ocurrencia de un cortocircuito en un sistema aislado. Fuente [5].

1.2.2.2 Desconexión de unidades de generación

La desconexión de una unidad de generación es una perturbación relevante en los sistemas aislados debido a que puede dar lugar a grandes variaciones de frecuencia. A diferencia de lo que ocurre en los grandes sistemas interconectados, la frecuencia, en sistemas de 50 Hz, puede alcanzar valores del orden de 47 ó 48 Hz, y entre 56 y 57 Hz en sistemas de 60 Hz.

La reserva rodante limita las desviaciones permanentes de frecuencia tras la desconexión de un grupo generador. Sin embargo, se pueden alcanzar valores transitorios inadmisibles de la frecuencia o incluso se puede producir el colapso del sistema si la generación de los grupos con capacidad de reserva no aumenta con suficiente rapidez [12].

La figura 1.2 es una comparación del comportamiento de la frecuencia en un sistema aislado al producirse la desconexión de un grupo generador cuando se considera un plan de deslastre de cargas por sub-frecuencia y sin él. Es válido destacar que en ambos casos la reserva rodante es suficiente para suplir la potencia del generador desconectado, sin embargo, en el caso de no considerar un plan de deslastre de cargas, el sistema no es capaz de alcanzar de nuevo un estado de equilibrio y finalmente colapsa.





La desconexión de grupos generadores puede afectar también al balance de potencia reactiva en las regiones del sistema. De hecho, la desconexión de un grupo en una zona no sólo determina la pérdida de la generación de potencia reactiva en esa región sino también un aumento de las pérdidas de potencia reactiva en todo el sistema por el aumento del transporte desde otras zonas del sistema. Si la red está cerca de sus límites, esto puede producir el colapso de tensión del sistema aun cuando se mantenga el equilibrio de potencia activa por actuación de la regulación primaria y de los esquemas de deslastre de cargas por frecuencia. Por lo tanto, en algunos sistemas es necesario tener sistemas de deslastre de cargas por frecuencia y por tensión.

Por tanto, los sistemas insulares deben estar dotados de esquemas de deslastre de cargas para asegurar el funcionamiento del sistema en caso de desconexión de grupos generadores[13].

1.2.2.3 Esquemas especiales de protección (EEP). Esquemas de deslastre de cargas por subfrecuencia

Se define como EEP a aquel que es diseñado "para detectar una condición particular del sistema que se sabe provoca un esfuerzo inusual al sistema de potencia y requiere la toma de un cierto tipo de acción predeterminada para contrarrestar la condición observada de una manera controlada. En algunos casos, los Esquemas Especiales de Protección se diseñan para detectar una condición del sistema que se sabe causa inestabilidad, sobrecarga, o colapso de la tensión. Las acciones prescritas pueden requerir la apertura de una o más líneas, la desconexión (disparo) de generadores, incremento "ramping" de las transferencias de la energía en enlaces HVDC¹, rechazo o desconexión intencional de la carga u otras medidas que alivien el problema detectado[14]".

Algunos EEP generales [14] son:

- Esquemas de frenado dinámico.
- Control discreto del forzamiento del campo en el sistema de excitación.
- Esquema de separación controlada de sistemas.
- Esquemas de inserción de capacitores en serie.
- Cierre rápido de válvulas (*fast valving*).
- Esquemas de desconexión automática de generadores.
- Controles discretos en sistemas HVDC.
- Esquemas de rechazo de carga.

Por la importancia que reviste para esta investigación, solo se profundizará el esquema de rechazo deslastre de cargas por mínima frecuencia.

¹La Corriente Continua de Alta Tensión (HVDC por sus siglas en inglés, (*High Voltage Direct Current*) es un sistema de transporte de energía eléctrica utilizado en largas distancias.

"Los esquemas de deslastre de cargas tienen por misión desconectar un conjunto limitado de cargas para restablecer el equilibrio entre generación y demanda alterado por la desconexión de un grupo generador[5]".

Normalmente, la desconexión de las cargas está activada por protecciones de subfrecuencia que desconectan escalones de carga en las subestaciones según se alcanzan umbrales de actuación.

En ocasiones, los esquemas de deslastre de cargas por sub-frecuencia absoluta no son suficientes para salvaguardar la integridad del sistema cuando la variación de la frecuencia es muy rápida. En algunos casos la pendiente de caída de la frecuencia es tal, que cuando se produce la desconexión efectiva de las cargas tras la orden de las protecciones, el valor de sub-frecuencia alcanzado es inadmisible y la desconexión de las cargas demasiado tardía.

De esta manera, en sistemas aislados de gran tamaño, la pendiente de caída de la frecuencia puede alcanzar valores cercanos 2 Hz/s, mientras que en sistemas más pequeños, se pueden alcanzar valores comprendidos entre 4 y 5 Hz/s. El valor de la pendiente con la que disminuye la frecuencia depende, en el instante inicial, de la magnitud de la perturbación y de la inercia del sistema. En general, en estos sistemas cualquier generador sustenta una fracción importante de la demanda, y su desconexión supone una perturbación de gran magnitud. Asimismo, la desconexión de cualquier generador supone la pérdida de una fracción igualmente importante de la inercia del sistema, que ya es característicamente baja como se explicó anteriormente. Lógicamente lo anterior se acentúa cuanto mayor es la potencia instalada y la inercia del grupo desconectado.

En la figura 1.3 se ofrece la comparación entre la frecuencia en función de la magnitud de la perturbación y en función de la inercia del sistema. En la primera gráfica se muestra la variación de la pendiente de la frecuencia en dependencia de la potencia de las unidades generadoras desconectadas en un sistema aislado de 1000 MW. Como se puede apreciar, cuanto mayor es la potencia de los generadores que salen de servicio mayor es la pendiente con la que la frecuencia disminuye. En la segunda gráfica se muestra la variación de la pendiente de la frecuencia en dos sistemas aislados con diferentes inercias, al producirse la desconexión de una cuarta parte de la generación y se puede observar una mayor pendiente inicial en el sistema con menor inercia.



Figura 1.3. Comparación de la variación de la pendiente de la frecuencia en función de la magnitud de la perturbación y en función de la inercia del sistema. Fuente [5]

Para solucionar el problema de elevadas pendientes de caída de la frecuencia, se suelen emplear protecciones de derivada de frecuencia que ordenan la desconexión de grupos de cargas cuando la pendiente de caída de la frecuencia supera un cierto umbral.

El hecho de conocer la pendiente de caída de la frecuencia permite identificar la severidad de la perturbación[15]. Por lo tanto su principal característica es la anticipación.

La figura 1.4 compara la evolución de la frecuencia (f), de la potencia mecánica total (Pm) y de la potencia demandada total (Pd), en un pequeño sistema aislado de 15 MW, al producirse la desconexión de un grupo generador, considerando la actuación de las protecciones por sub-frecuencia y por derivada de frecuencia.



Figura 1.4. Comparación de la evolución de la frecuencia, potencia mecánica total y potencia demandada total al actuar las protecciones por sub-frecuencia y por derivada en un sistema pequeño al producirse, en ambos casos, la desconexión del mismo grupo generador. Fuente[5]

Se puede observar como en el caso en que actúan las protecciones por derivada de frecuencia la carga deslastrada es menor y en menor tiempo que en el caso en que se consideran únicamente protecciones por sub-frecuencia.

Como resultado se obtiene una mejora en el comportamiento de la frecuencia, limitándose la caída de la misma a 49 Hz, en lugar de 48 Hz para sistemas de 50 Hz. Asimismo, se evita la sobre-frecuencia posterior debida al exceso de carga deslastrada.

Para el diseño de un esquema de deslastre de cargas, fundamentalmente en sistemas pequeños, es necesario tener en cuenta dos aspectos:

- Los transitorios de inserción debidos a la re-conexión de las cargas deslastradas
- La ocurrencia de cortocircuitos demandantes de potencia activa (típico de sistemas con alta relación R/X).

Luego de que se ha producido la desconexión de un grupo generador y el esquema de deslastre de cargas ha actuado, es necesaria la re-conexión de estas cargas rechazadas previamente para que el sistema retorne a su estado inicial. Cuando la cantidad de carga que se reconecta con una única maniobra es demasiado grande, se puede presentar la misma

situación que en el caso del disparo de un generador. No importa que exista suficiente reserva rodante, ya que la magnitud de la perturbación puede ser elevada, ocasionando grandes derivadas de caída de frecuencia y el alcance de valores bajos de la misma. Este problema es relevante en sistemas pequeños, en los cuales existen pocos interruptores que puedan ser maniobrados para reconectar la carga, lo que obliga a conectar grandes bloques de carga cada vez.

En la figura 1.5 se muestra la evolución de la frecuencia (f), de la potencia mecánica total (P_m) y de la potencia demandada total (P_d) , si en el sistema anterior de 15 MW se intentara la re-conexión de una línea completa cuya carga representa el 66% de la total del sistema. Debido a la elevada magnitud de carga conectada, la frecuencia disminuye hasta que se produce la actuación no deseada de las protecciones por sub-frecuencia, deslastrándose carga de nuevo, a pesar de existir reserva rodante suficiente.



Figura 1.5. Evolución de la frecuencia, potencia mecánica total y potencia demandada total al producirse una re-conexión de carga en un sistema pequeño. Fuente [5]

Es típico en sistemas pequeños la existencia de líneas con elevadas relaciones R/X. En casos de ocurrencia de cortocircuitos en los extremos más remotos de la generación, y debido a la elevada resistencia de las líneas, hay un incremento en el consumo de potencia activa demandada por el sistema, (P=I²•R), produciendo una disminución de la frecuencia en lugar de un aumento, como sería de esperar en sistemas típicos de alta tensión. Si este

consumo de potencia activa es suficientemente elevado, y el sistema tiene poca inercia, se pueden producir elevadas derivadas de caída de la frecuencia y muy bajos valores de la misma, produciendo la actuación del esquema de deslastre de cargas, sin que haya existido pérdida de generación.

En la figura 1.6 se muestra la evolución de la frecuencia (f), de la potencia mecánica total (P_m) y la potencia demandada total (P_d) en el sistema anterior de 15 MW, al producirse un cortocircuito. Debido a la elevada resistencia de las líneas, las pérdidas del sistema aumentan, de forma que la frecuencia disminuye hasta que se produce la actuación de las protecciones por sub-frecuencia.



Fig. 1.6. Evolución de la frecuencia, potencia mecánica total, potencia demandada total y potencia eléctrica total del sistema al producirse un cortocircuito resistivo en un sistema pequeño. Fuente [5]

Sin embargo, la coordinación de un plan de sub-frecuencia que actúe en caso de la desconexión de un grupo generador con un plan de sub-frecuencia que no actúe ante cortocircuitos no es posible debido a la incertidumbre en el valor de la derivada de la frecuencia en el caso de cortocircuitos, como consecuencia de las diferentes localizaciones y duraciones de los mismos. Por tanto, se hace necesario proveer los medios de protección adecuados que despejen con rapidez y selectividad este tipo de fallas antes de la actuación de los relés de sub-frecuencia.

1.2.2.4 Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia

Es típico que se produzcan oscilaciones de potencia poco amortiguadas en el margen entre 0.2 y 2 Hz en sistemas eléctricos en los cuales los centros de generación están alejados de los centros de consumo y cuando los generadores están equipados con reguladores de tensión con bajas constantes de tiempo y elevadas ganancias (típicamente reguladores de tensión basados en puentes de tiristores). Las oscilaciones de potencia en las líneas de interconexión son el resultado de las oscilaciones mecánicas en oposición de fase de los rotores de los generadores del área exportadora y de los generadores del área importadora. Si bien las distancias físicas entre los generadores de los sistemas insulares no son grandes, las distancias eléctricas pueden serlo si los generadores están conectados a redes de alta tensión de nivel diferente y si además se produce la indisponibilidad de algún elemento de la red. La figura 1.7 muestra la evolución de la potencia eléctrica que circula por un transformador 220kV/66 kV cuando se desconecta el otro si se emplea un Estabilizador del Sistema de Potencia (*Power System Stabilizer, PSS*, en la literatura en inglés) y sin él.



Fig. 1.7. Oscilaciones de potencia eléctrica en un sistema aislado al producirse la apertura de un transformador, empleando un estabilizador del sistema de potencia y sin estabilizador. Fuente [5]

Los *PSSs* se conectan en los reguladores de los generadores como controles adicionales para amortiguar las oscilaciones de potencia. Estos dispositivos añaden una señal adicional al regulador de tensión para conseguir una componente de par eléctrico que esté en fase con las desviaciones de velocidad del rotor del generador. Se pone de manifiesto el mejor comportamiento del sistema cuando los grupos generadores están equipados con estabilizadores del sistema de potencia.

1.2.3 Funciones de las protecciones eléctricas. Protecciones empleadas en los sistemas aislados

La IEEE define como un relé de protección "a un relé cuya función es detectar líneas o dispositivos defectuosas u otras condiciones del sistema de potencia de naturaleza anormal o peligrosa e iniciar una acción apropiada en el circuito de control" [16].

Por lo tanto "la función de la protección por relevadores es originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un sistema de potencia cuando este sufre un cortocircuito, o cuando este comienza a operar de cualquier forma anormal que pueda originar daño o, de otra manera, interferencia en la operación eficaz del resto del sistema" [17].

Otra de las funciones de las protecciones eléctricas es "dar información sobre el tipo y localización del fallo o régimen anormal que ha ocurrido, con el objetivo de facilitar al personal de servicio su rápida localización y eliminación" [18].

La estructura básica de un relé de protección es la que se muestra en la Figura 1.8:



Figura 1.8. Representación gráfica de la estructura básica de un relé de protección.

Las cinco características básicas de un relé de protección son:

- 1. Fiabilidad: garantía de que la protección actuará de forma correcta.
- 2. Selectividad: máxima continuidad del servicio con mínima desconexión en el sistema.

- 3. Velocidad de Operación: mínima duración de la falla y por lo tanto menor daño a los equipos y menor inestabilidad en el sistema.
- 4. **Simplicidad**: mínima cantidad de equipos de protección y circuitería asociada para lograr los objetivos de protección deseados.
- 5. Economicidad: Máxima protección al menor costo posible.

1.2.3.1 Protección de sobrecorriente

Una protección de sobrecorriente es aquella con selectividad relativa que reacciona ante el aumento de la electricidad en un elemento protegido, es decir, se pone en acción cuando la corriente por el mismo supera un cierto valor preestablecido. Esta protección ha de asegurar la operación ante cortocircuitos en las líneas o equipos protegidos y servir de respaldo de las protecciones adyacentes en caso de fallar estas. Pueden emplearse solo cuando la corriente que circula en el punto en que se instala cumple la condición de que la máxima intensidad de carga, en condiciones normales del sistema, es menor que la mínima intensidad de falla.

Son las protecciones más comunes en redes industriales y de distribución (que en Cuba son de 4.16 y 13.5 kV), e incluso en redes de 110 y hasta 220 kV, debido a que estas protecciones tienen un pequeño tiempo de respuesta y reposición rápida; además son sencillas, confiables y económicas, pero requieren ajustes al cambiar la configuración o la carga del sistema [18].

En función de los tiempos de operación, las protecciones de sobrecorriente se clasifican en:

- Protecciones de sobrecorriente instantáneas
- Protecciones de sobrecorriente de tiempo diferido
 - De tiempo constante
 - o De tiempo inverso

"Las protecciones de sobrecorriente instantáneas son aquellas que operan de manera inmediata, es decir, no introducen ningún tiempo intencionado de retraso en su operación desde el instante en que la intensidad de entrada sobrepasa en valor de referencia"[19].

La variante más común en relés de sobrecorriente de *tiempo constante* es la de tres escalones. En el primero de ellos la selectividad se logra por corriente y su misión es

proteger la mayor parte posible de la línea en que se encuentra. El segundo escalón se encarga de proteger el resto la línea propia y las barras de la subestación adyacente, en caso de que esta no tenga su propia protección primaria. El tercer escalón posee selectividad por tiempo y sirve de respaldo a los elementos de la línea adyacente a la que se protege de forma primaria.

En las protecciones de sobrecorriente de *tiempo inverso* el tiempo de retraso es función del valor de la intensidad de entrada. En casos como este, cuanto mayor es el valor de la intensidad de la falla menor es el tiempo en que la protección tarda en operar.

En la figura 1.9 se muestran las características tiempo de operación contra intensidad de la falla para cada uno de los relés de sobrecorriente antes mencionados.



Figura 1.9. Curvas características de protecciones de sobrecorriente. Fuente [19]

Las protecciones de sobrecorriente se pueden emplear para proteger fase o tierra. Las primeras protegen contra cortocircuitos que no involucren tierra (fallas trifásicas y bifásicas), mientras que las segundas protegen al elemento contra fallas a tierra cuando estas alcancen valores bastante altos. Generalmente las corrientes que circulan por los relés de fase y tierra tienen valores distintos para determinado cortocircuito, lo que implica que tengan distintos valores de ajuste y sensibilidades.

"Los diferentes relés de sobreintensidad de la red son coordinados unos con otros de tal manera que siempre funciona primero el relé más cercano a la falta. El modo de funcionamiento es en cascada, en el que si el relé más cercano a la falta no funciona, el siguiente, aguas arriba, disparará en un tiempo ligeramente mayor"[20]. Cuando la intensidad de la falla puede fluir en ambas direcciones, es necesario dotarlos de direccionalidad para obtener la coordinación correcta. Las redes que necesitan este tipo de protección son los alimentadores en paralelo (tanto líneas como transformadores) y sistemas en lazo, que son relativamente comunes en redes de distribución.

Para dotar de direccionalidad a un relé de sobrecorriente, es necesario proporcionarle una referencia adecuada, es decir, una señal de polarización. La referencia más utilizada es la tensión de la red, puesto que su ángulo se mantiene relativamente constante bajo condiciones de falla.

1.2.3.2 Protección de sobretensión

La sobretensión es la elevación del valor de la tensión por encima de los valores normales de explotación. Sus principales consecuencias son perforación del aislamiento y cebado de arco. Generalmente se relacionan con condiciones de pérdida de carga.

Esta situación debe ser corregida normalmente por los equipos de regulación de tensión o cambiadores de toma en carga, sin embargo cuando estos equipos no logran restituir los valores de tensión dentro de los límites establecidos, dejando a la red en condición de sobretensión, esta debe ser corregida para preservar el aislamiento de la red. En estos casos puede utilizarse una protección de sobretensión con temporización adecuada que permita la actuación normal del regulador[20].

"Durante condiciones de falta a tierra en una red eléctrica, pueden producirse aumentos de las tensiones en las fases sanas. Idealmente, la red debe estar diseñada para soportar dichas sobretensiones durante un periodo de tiempo definido. Normalmente, existirá un elemento primario de protección utilizado para detectar la condición de falta a tierra y para emitir una orden de disparo, si la falta no ha sido despejada tras un tiempo nominal. Sin embargo, es posible utilizar un elemento de sobretensión como protección de respaldo en esta situación. Una etapa única de protección sería suficiente, con una temporización constante" [20].

1.2.3.3 Protección de baja tensión

El fenómeno de subtensión se suele presentar en los centros de generación cuando la tensión en la misma es inferior a la nominal. Si existe carga en la red, esta no puede

disminuir su potencia, por lo que compensa su déficit de tensión con un mayor consumo de corriente, de manera tal que se produce una sobrecarga.

Existen varias causas que pueden conllevar a esto, por ejemplo:

- Aumento de la carga de la red. Los reguladores de tensión o cambiadores de toma deberían corregir los valores de tensión a sus valores nominales, si esto no sucede debe emplearse un relé de subtensión con la temporización adecuada.
- 2. Las fallas en la red eléctrica provocan una reducción de tensión de las fases afectadas por la falla. En consecuencia, es esencial la coordinación con otros dispositivos de protección basados en la tensión e intensidad, para obtener la selectividad adecuada.
- 3. Pérdida completa de la tensión en barras. Ello puede deberse a la presencia de condiciones de falla en la llegada o en la misma barra, provocando una pérdida completa de la alimentación. Para esta condición, puede requerirse el aislamiento de cada uno de los circuitos de salida, de manera tal que, cuando se recupere la tensión de alimentación, no se conecte inmediatamente la carga. En consecuencia, puede requerirse el disparo automático de un alimentador tras la detección de la pérdida total de la tensión. Esto puede realizarse mediante un elemento trifásico de mínima tensión [20].

1.2.3.4 Protección de sobre y baja frecuencia

La frecuencia de funcionamiento de la red eléctrica depende de la capacidad de generación y de las condiciones de carga prevalecientes. Cuando la capacidad de generación se reduce súbitamente, o cuando la carga se incrementa drásticamente, se puede usar el retiro de las cargas no indispensables basado en la mínima frecuencia, para que la frecuencia de la red recupere sus valores nominales. Igualmente, cuando las condiciones de la red eléctrica regresan a la condición normal, se puede utilizar la restauración de carga basada en la sobrefrecuencia. Las protecciones de baja y sobre frecuencia facilitan el retiro y restauración posterior de la carga respectivamente

1.2.3.5 Protección de derivada de frecuencia (df/dt)

Se basa en calcular de forma continua la pendiente de la frecuencia, la cual se calcula para unos pocos ciclos (2 a 100) y se compara con un valor predeterminado. Es capaz de responder a pequeñas desviaciones de la frecuencia.

Las protecciones por derivada de frecuencia se utilizan de manera combinada con las protecciones por sub-frecuencia de tal forma que las protecciones por sub-frecuencia actúan en caso de desconexión de grupos pequeños mientras que las protecciones por derivada de frecuencia actúan cuando el grupo que se desconecta es grande [21].

1.2.3.6 Protección de sobrecorriente de secuencia negativa

Los umbrales de sobreintensidad de los esquemas tradicionales de sobrecorriente deben estar ajustados por encima de la corriente de carga máxima, lo cual limita la sensibilidad de la protección. El uso de esquemas que incluyen elementos de falla a tierra activados por la intensidad residual mejora la sensibilidad para fallas de este tipo, sin embargo existen fallas que no son detectadas en estos esquemas.

"Toda condición de desequilibrio produce una intensidad de secuencia inversa. En consecuencia, un elemento de secuencia inversa puede actuar frente a faltas fase-fase, y a faltas fase-tierra" [20].

Algunas ventajas son:

- 1. Mayor sensibilidad para fallas fase-fase resistivas respecto a la protección de sobrecorriente de fase.
- Si se coloca por el lado de la delta en un transformador delta-estrella y se produce una falla por el lado de la estrella esta protección la detecta con mayor eficacia que una protección de tierra.
- Gran desempeño en la detección de la corriente de secuencia negativa que circula por las máquinas rotatorias cuando estas pierden un fusible y que pueden sobrecalentar la misma.

1.2.3.7 Protección de conductor roto

Un circuito abierto es otro tipo de falla que puede existir en una red eléctrica. Estas pueden ser debidas a la rotura de conductor, a un mal funcionamiento de los polos del interruptor, o a la apertura de un fusible. Para detectar este tipo de defecto se utilizarán relés de sobrecorriente de secuencia negativa. Sin embargo, en el caso de una línea ligeramente cargada, la corriente de secuencia negativa resultante de una condición de falla serie puede tener valor máximo muy cercano o inferior al desequilibrio en régimen permanente con carga máxima provocado por errores de los transformadores de corriente, desequilibrios de carga, etc. Un elemento de secuencia inversa no funcionará con niveles débiles de carga.

El *relé de conductor* roto incluye un elemento que mide la relación entre la intensidad de secuencia negativa y la intensidad de secuencia positiva (I_2/I_1) . Este elemento es más sensible que el elemento de detección de intensidad inversa, en la medida en que esta relación es prácticamente constante en presencia de variaciones de la intensidad de carga. Así puede obtenerse un ajuste más sensible.

1.2.3.8 Protección de reenganche trifásico

El 80 - 90 % de las fallas que se producen en las líneas aéreas son de naturaleza transitoria.

Una falla transitoria de tipo de arco a través del aislador constituye una falta autoextinguible "no perjudicial". Este tipo de falla puede eliminarse instantáneamente por el disparo de uno o varios interruptores y no reaparecerá al reconectar la línea. Es muy ventajoso entonces el uso del re-enganchador para eliminar las interrupciones del suministro ante tales fallas.

Las principales ventajas de la utilización de la función de reenganche pueden resumirse como sigue:

- Minimización de las interrupciones de suministro para el consumidor.
- Reducción de los costes de explotación: reducción del tiempo invertido en reparar los daños causados por las fallas, y posibilidad de explotar la red sin operadores en la subestación. Con protecciones instantáneas con reenganche se reducen los tiempos de eliminación de fallas, se minimizan los daños causados por las mismas y se reducen los riesgos de fallas permanentes.
1.2.3.9 Protección de sobreintensidad controlada por tensión

Los relés de sobrecorriente son coordinados en toda la red con un funcionamiento en cascada. Esto implica que la falla del disparo de un interruptor primario, bajo una condición de falla, debido a la falla de un equipo de protección o del mismo interruptor, debe ocasionar un disparo temporizado del interruptor de respaldo.

Cuando se tienen alimentadores de gran longitud protegidos con relés de sobrecorriente, puede resultar difícil la detección de fallas fase-fase remotas. Esto se debe a que la corriente de arranque, de los elementos de sobrecorriente de fase, debe ser ajustada por encima de la corriente de carga máxima, lo cual limita la sensibilidad mínima de los elementos. Si la corriente observada por un relé para una condición de falla remota es inferior a su ajuste se puede utilizar un elemento de sobrecorriente controlado por tensión para incrementar la sensibilidad del relé para tales fallos. En este caso, ocurrirá una reducción de la tensión de la red; entonces, ésta puede utilizarse para reducir el nivel de arranque de la protección de sobrecorriente.

1.3 Conclusiones del capítulo

- Los sistemas aislados se caracterizan por su baja inercia total respecto a los sistemas interconectados, lo que provoca grandes variaciones de frecuencia en caso de perturbaciones tales como cortocircuitos o desconexión de grupos generadores.
- En este tipo de sistemas, incluso con reserva rodante de igual valor a la potencia del grupo que se desconecta, se puede producir el colapso del sistema si la frecuencia cae con más rapidez que la capacidad de respuesta de los generadores cargavelocidad.
- Los planes de deslastre de cargas son fundamentales para asegurar la estabilidad del sistema en caso de desconexión de un grupo generador y para minimizar la magnitud de la carga deslastrada. Esto se logra combinando protecciones por derivada de frecuencia (*df/dt*) con protecciones por sub-frecuencia.
- Al diseñar los planes de deslastre de cargas en los sistemas más pequeños es preciso tener en cuenta la re-conexión de cargas y la ocurrencia de cortocircuitos resistivos, ya que se puede producir la actuación inadecuada de las protecciones por subfrecuencia.

- Los sistemas eléctricos aislados también pueden exhibir oscilaciones de potencia poco amortiguadas más típicas de sistemas con grandes distancias entre los centros de producción y consumo. Ello es debido a que las distancias eléctricas pueden resultar elevadas por la configuración de la red de transporte.
- Los *PSSs* son medios muy efectivos para lograr en amortiguamiento de las mismas.
- Las protecciones eléctricas juegan un papel fundamental dentro de los sistemas eléctricos en la detección y retiro de las líneas o dispositivos fallados.
- Las protecciones de sobrecorriente son muy utilizadas en redes radiales industriales y de distribución por su sencillez, confiabilidad y economicidad, pero requieren ser reajustadas al cambiar la configuración o carga del sistema
- Para garantizar la estabilidad de la frecuencia son de especial ayuda las protecciones de sobre y baja frecuencia, así como con los de derivada de frecuencia, estos últimos posibilitan conocer la severidad de la perturbación con antelación.
- Para garantizar la estabilidad de tensión son de vital importancia las protecciones de sobre y baja tensión, conjuntamente con los reguladores de tensión de la red.

CAPÍTULO II

SITUACIÓN ACTUAL DEL SEACSM, ESTADOS DE OPERACIÓN Y CRITERIOS DE AJUSTE DE LAS PROTECCIONES

2.1 Introducción

Este capítulo muestra una descripción del Sistema Eléctrico Aislado Cayo Santa María en cuanto a generación, circuitos que lo componen, cargas, etc. Se hace además un estudio de las posibles variantes de operación de la red para el posterior ajuste de las protecciones y se exponen las características y potencialidades de las protecciones MiCOM P142 y P143 pertenecientes a la firma Areva T&D instaladas en la nueva subestación, una moderna generación de relevadores digitales que posibilitarán la operación óptima del sistema ante cualquier contingencia. Por último se presenta la metodología de cálculo que se utiliza para ajustar las protecciones de sobrecorriente de fase y tierra, así como otro conjunto de funciones de protección disponibles en estos relevadores.

2.2 Descripción del sistema eléctrico del Cayo Santa María

La red eléctrica del Cayo Santa María se caracteriza por estar aislada del Sistema Eléctrico Nacional, por lo que su generación depende de máquinas de baja inercia que conforman baterías de generadores MAN, Hyundai y MTU, las cuales continúan ampliándose por el crecimiento de la carga. El servicio se brinda a los consumidores mediante redes soterradas a una tensión de distribución de 13.8 kV.

2.2.1 Generación

La generación actualmente está compuesta por 14 generadores de tecnología MAN, Hyundai y MTU que totalizan tres baterías, como se describe a continuación:

- Una batería de ocho generadores MTU alimentados con *diesel*, cada máquina tiene una capacidad de 2.36 MVA (1.9 MW) a 0.48 kV y están unidas a una barra de 13.8
- kV por medio de un transformador de 2.5 MVA cada una, para un total de 15.2 MW.

- Una batería de cuatro generadores Hyundai alimentados con *fuel oil*, cada máquina tiene una capacidad de 2.127 MVA (1.7 MW) a 4.16 kV, posee un transformador de 8.5 MVA que eleva la tensión a 13.8 kV, para un total de 6.8 MW.
- Una batería de dos generadores MAN, alimentados con *fuel oil*, cada máquina tiene una capacidad de 4.85 MVA (3.85 MW) y despachan directo a la barra de 13.8 kV, para un total de 7.7 MW.

Por lo tanto la capacidad instalada total es de 37.09 MVA (29.7 MW), un valor muy superior a la demanda máxima que en el 2013 fue de 13.5 MW, diferencia que, aunque pronunciada, no permite valores menores en este tipo de sistemas. En el transcurso de este año se espera contratar dos nuevas unidades MAN.

Existen además, limitaciones en cuanto a la salida de la batería de las cuatro unidades Hyundai, pues el cable de salida solo permite que puedan entregar el 75% de la potencia instalada cuando las cuatro están de servicio. Además, las máquinas trabajan de forma tal que las unidades MAN se mantienen regulando frecuencia en modo isla, haciendo regulación primaria y secundaria para mantener la frecuencia cercana a 60 Hz y el resto de las unidades se mantienen en régimen de trabajo de potencia constante[4].La tabla 2.1 muestra la constante de inercia M de los generadores donde se evidencia el papel fundamental que juegan las unidades MAN en el comportamiento dinámico del sistema pues tienen casi tres veces la constante de inercia de las unidades MTU.

Tabla 2.1. Constantes de inercia de los generadores.

Generador	Constante de Inercia M
MAN	0.036 MW/rad eléct./s ²
Hyundai	0.0134 MW/rad eléct./s ²
MTU	0.006 MW/rad eléct./s ²

2.2.2 Carga y demanda eléctrica

Actualmente, la carga instalada total en el sistema es de 45.2395 MVA. Por su parte, la demanda eléctrica está determinada por la temporada turística (alta o baja), dependiendo esta de los meses del año. Como se aprecia en la figura 2.1 los meses de mayor demanda durante el 2013 fueron abril, julio, agosto y diciembre, y los meses de mínima, septiembre y octubre.



Figura 2.1. Demanda mensual promedio en el año 2013.

En el 2013 se experimentó un pico del orden de los 13.5 MW, que continúa en aumento debido al constante crecimiento de este polo turístico. Para los próximos meses se prevé la incorporación al sistema de los hoteles Laguna del Este I y II, puesto que el Laguna del Este III entró en explotación este año.

Como se aprecia en la figura 2.2 la curva de demanda eléctrica es bastante llana, como es típico en instalaciones hoteleras. Sin embargo, en el horario entre las 9 am y 10 pm se experimentan los valores más altos, debido a que en este tiempo es donde se concentra la mayor parte de la actividad turística. Hay que señalar que los valores de demanda utilizados para conformar esta gráfica corresponden a los promedios durante el año 2013 (temporadas alta y baja en conjunto) por lo que el valor pico de 13.5 MW, que se experimentó en el mes de abril (el de mayor demanda), no se corresponde con el pico máximo de esta curva.



Figura 2.2. Demanda diaria promedio en el año 2013. Fuente: Datos suministrados por la OBE del Cayo Santa María.

La demanda contratada en estos momentos es de 17.858 MW, valor este muy superior a la demanda máxima experimentada. Con la puesta en marcha de los hoteles Laguna del Este I y II la demanda contratada alcanzará valores muy superiores a los actuales, lo que justifica que en los próximos años se incremente la generación. De forma tal que para 2016 se prevé una demanda total de 26.4 MW[3].

2.2.3 Subestación

La nueva subestación de tecnología muy moderna comprada a Italia cuyo diagrama esquemático se muestra en el Anexo I cumple con las expectativas deseadas para brindar un suministro de calidad y fiable como se requiere y está equipada con celdas de SF_6 y tres baterías de generadores que despachan la energía a los alimentadores mediante un sistema de doble barra a 13.8 kV y un mínimo de interconexiones. Tiene posibilidades de conexión de nuevas baterías.

Las salidas están compuestas por nueve circuitos radiales, además tiene disponible dos de reserva y está habilitada para una posible conexión al SEN.

Está equipada con protecciones numéricas de bajos tiempos de operación lo cual resulta crucial para este sistema. De igual forma dispone de equipos de medición y control modernos.

El crecimiento de la carga y el consecuente aumento de la generación traerán consigo que la misma se complejice y cobre mayor importancia.

2.3 Redes

La alimentación de la carga se hace mediante redes soterradas que permiten dos niveles de tensión, 34.5 kV y 13.8 kV, éste último es el que se emplea actualmente [22].

Existen en total cuatro circuitos generales (se detallan a partir del próximo epígrafe) que se dividen en nueve con una configuración doble o triple radial equipados con centros de conmutación que permiten cambiar manual o automáticamente la entrada de alimentación a los consumidores para posibilitar mayor fiabilidad. Los conductores empleados pueden ser desde los 35 mm² hasta los 240 mm², del tipo Eprotemax H, cable monoconductor con aislamiento a base de polímeros, etileno-propileno, conocido por las siglas EPR; y Voltalene, cable aislado con polietileno reticulado (XLPE) y con cubierta exterior de una mezcla de policloruro de vinilo (PVC) [23-25].

Para tener una idea más abarcadora, el monolineal del sistema se muestra en el Anexo II, la cantidad de componentes y dispositivos que lo conforman evidencian su magnitud y tamaño.

2.3.1 Circuito Dunas Punta Madruguilla

El circuito Dunas Punta Madruguilla se subdivide en los circuitos 1 y 2 Norte Dunas alimentados por los interruptores Q14 y Q15 (Anexo III, Figura III.1) respectivamente, cada uno tiene una configuración radial y pueden cambiar de alimentador en caso que falle la vía principal ya que cuentan con un centro de conmutación. La longitud total de este circuito es de 3.4 km y los conductores utilizados tienen diámetros de 35; 70; 95; 120; 150 y 240 mm², el más usado es el de 95 mm² y pueden ser de cobre o aluminio[3]. La carga está representada por la Planta de Tratamiento de Residuales (PTR), Rebombeo I, Hotel Sol, Hotel Meliá, Hotel Dunas III y IV, las Canchas de Tenis y el Servicio de Recreo (Spa), Pueblo Dunas, la Casa Criolla y el Hotel Punta Madruguilla para un total de 9.455 MVA instalados. Los transformadores usados en las cámaras de transformación de estas instalaciones son trifásicos inmersos en aceite excepto PTR y Rebombeo I que emplean un banco trifásico cada uno.

2.3.2 Circuito Sur – Oeste

Este circuito se subdivide también en dos radiales alimentados por los interruptores Q16 y Q17 (Ver Anexo III, Figura III.2), y cuenta con un centro de conmutación y una cabina Ormazabal que distribuyen toda la energía a los consumidores con la peculiaridad de que 900 m después de los alimentadores hay un cambio de calibre propio de la unión interruptor – centro Ormazabal. Los conductores empleados son de 35; 70; 120; 150 y 240 mm², la carga más alejada es el Hotel Villa Las Brujas a 13 km [3].

Se le presta servicio además al Hotel Ensenachos, Delfinario, Servicentro y al Aeropuerto para un total de 5.675 MVA instalados. Los transformadores usados en cada instalación son trifásicos inmersos en aceite menos en el Servicentro y el Aeropuerto que emplean bancos trifásicos.

2.3.3 Circuito Base de Apoyo

Es el circuito más pequeño con el que cuenta el sistema (Anexo III, Figura III.3) ya que su distancia máxima es de 1 km. Al igual que los demás tiene una configuración doble radial, se alimenta por Q18 y Q19, y cuenta con un centro de conmutación. Está compuesto por conductores de 35; 70 y 95 mm² [3] y alimenta a todas las cámaras de la Base de Apoyo, a la Policía, la Clínica Internacional, el Servicio de Rebombeo II, Planta de Prefabricado, Copextel, Base Transgaviota, Base de Apoyo 4, 5 y 6, Motelera y Geisel para un total de 3.9295 MVA instalados. Se emplean transformadores trifásicos inmersos en aceite y en algunos casos bancos trifásicos.

2.3.4 Circuito Este

El circuito Este cuenta con una configuración triple radial por ser el más grande de los circuitos y está alimentado a través de los interruptores Q20, Q23 y Q24 (Anexo III, Figura III.4). Se encuentra actualmente en expansión y cuenta con una carga representada por los hoteles La Estrella I y II, Piedra Movida, Planta Real, Laguna del Este I, II y III¹ y los servicios ETECSA, PTR Estrella, Casa de Negocios y Tropas Guarda Fronteras (TGF) para un total de 26.18 MVA instalados. Los conductores utilizados son de diámetro 95 y 240 mm², el primero se usa para conectar las cámaras de transformación con los centros de

¹ Como se había planteado anteriormente los hoteles Laguna del Este I y II aún no se encuentran en explotación, pero una vez que comiencen a funcionar se alimentarán por este circuito.

conmutación y los dos restantes para conectar los centros de conmutación con la subestación. Cuenta además con 4 casetas de empalme y nueve centros de conmutación, siendo el centro de conmutación de ETECSA el más importante ya que maneja el 99% de toda la carga en el circuito. Actualmente tiene una distancia total de 11 km entre la subestación y el consumidor más lejano. Los transformadores más usados son trifásicos inmersos en aceite, aunque en los hoteles Laguna del Este, Piedra Movida y Planta Real se emplean transformadores trifásicos secos, existen además dos bancos de transformadores trifásicos[3].

2.4 Descripción del problema existente

Con el montaje de la nueva subestación también fueron instalados nuevos relés, los cuales no poseen parámetros de ajuste aún, por eso se estudiarán los posibles estados de operación de la red ya que estos tienen habilitados cuatro grupos de ajuste y de esta forma garantizar la operación óptima del sistema ante probables circunstancias.

Actualmente la red eléctrica del SEACSM está configurada tal y como se muestra en la Tabla 2.2. Sobresale el tamaño del circuito Este y el desbalance existente. Aunque aparentemente el circuito Sur-Oeste es el que más porciento de desbalance presenta, la diferencia entre el Q16 y Q17 es de tan solo 5.175 MVA, sin embargo en el circuito Este la diferencia entre Q20 y Q24 es de 15.655 MVA, aunque su porciento es menor.

Circuito	Carga Instalada (MVA)	% Carga Total	Subcircuitos	Barra de Conexión	Carga Instalada (MVA)	% Carga del Circuito
Dunas			Q14	B1	6.38	67%
Punta Madruguilla	9.455	21%	Q15	B2	3.075	33%
Sur Oosto	r Oasta 5,675	1204	Q16	B1	5.425	96%
Sur - Oeste 5.075	1270	Q17	B2	0.25	4%	
Base de	2 0205	00/	Q18	B1	2.4375	62%
Apoyo 5.9295	9%	Q19	B2	1.492	38%	
			Q20	B1	18.605	71%
Este	26.18	58%	Q23	B1	4.625	18%
			Q24	B2	2.95	11%

Tabla 2.2. Configuration actual de la re	Tabla 2.2.	Configuración	actual d	e la rec
--	------------	---------------	----------	----------

2.5 Variantes de operación de los alimentadores

Las posibles variantes en que el sistema puede operar de forma estable son:

- No operación de uno de los alimentadores de cada circuito general.
 - B1 y B2 balanceadas.
- Circuitos balanceados.
- No operación de una barra.
 - B2 OFF y circuitos del Este balanceados.

Existen otras variantes por las que puede transitar el sistema, pero no tiene sentido estudiarlas por diversas razones. Por ejemplo, ante la no operación de un alimentador en cada circuito general, no tiene sentido considerar el caso de que B1 se quede con toda la carga y B2 con toda la generación, puesto que se pierde la batería de ocho generadores MTU y el sistema no podría operar en régimen de máxima demanda; por el mismo motivo no se considera el caso de que B1 salga de servicio, de ahí la importancia de instalar una nueva batería de dos generadores MAN. El caso contrario (B1 con toda la generación y B2 con toda la carga) no es aplicable, puesto que toda la carga del circuito Este (más de 1000 A en régimen de máxima) sería suministrada a través de Q24 cuya capacidad nominal es de 630 A.

Por lo tanto, en los siguientes epígrafes se caracterizarán cada una de estas variantes de operación, enfatizando en aspectos que repercuten en el ajuste de las protecciones como cargas y conexiones, además se considerará que todos los generadores están en servicio para lograr la máxima contribución cuando ocurra un cortocircuito. Los cambios de alimentadores de las cargas se efectuarán a través de los centros de conmutación.

2.5.1 No operación de uno de los alimentadores de cada circuito general. Barras balanceadas (Variante 1)

Esta variante (Tabla 2.3) se fundamenta en la ocurrencia una avería o mantenimiento en cualquier subcircuito o alimentador y considerando que cada barra lleva igual cantidad de carga. Para lograr este estado de operación, específicamente en el circuito Este, por su configuración triple radial, se consideró la no operación del alimentador de Q23 cuyas cargas se conmutaron al Q24 y además fueron conmutados del Q20 al Q24 ETECSA, los

hoteles Piedra Movida y Planta Real, Pueblo Estrella I y II. En los demás circuitos no están operando Q15, Q16 y Q18. Las cargas quedaron distribuidas tal y como se muestra en el Anexo IV.

Tabla 2.3. Configuración de la red ante la no operación de uno de los alimentadores de cada circuito general, barras balanceadas.

Circuitos	Subcircuitos	Barra de conexión	Carga Instalada (MVA)
Dunas Punta	Q14	B1	9.455
Madruguilla	Q15	-	-
Sur Oosto	Q16	-	-
Sur - Oeste	Q17	B2	5.675
Desa da Anova	Q18	-	-
Dase de Apoyo	Q19	B2	3.9295
	Q20	B1	13.13
Este	Q23	-	-
	Q24	B2	13.05

Finalmente se logra que a B1 estén conectados 22.585 MVA y 22.7345 MVA a B2.

2.5.2 Circuitos balanceados (Variante 2)

Este es el caso de operación óptimo de la red, pues al estar los circuitos balanceados el sistema responderá mejor y con mayor rapidez ante la pérdida de determinado grupo de carga y se repondrá con más facilidad.

Los cambios realizados fueron los siguientes:

Circuito Dunas Punta Madruguilla:

Fueron conmutadas PTR, el Hotel Punta Madruguilla y el Hotel Sol desde el Q14 hasta el Q15.

Circuito Sur - Oeste:

En este caso las 9 cámaras del Hotel Ensenachos totalizan 5 MVA y es indivisible, por lo tanto se tomó la única alternativa posible, pasar el resto de la carga del Q16 para en Q17, lo cual implica al Hotel Villa Las Brujas, Servicentro y Aeropuerto.

Circuito Base de Apoyo:

Se conmutó desde el Q18 hasta el Q19 el Servicio de Rebombeo II y Casa de Visita y Prefabricado.

Circuito Este:

En este circuito por su configuración triple radial es importante tener en cuenta las posibles vías de alimentación de la carga para poder distribuirlas. La carga alimentada por Q20 (la mayor) solo puede ser conmutada hacia el Q24, excepto Laguna del Este I que además puede ser conmutada hacia el Q23. La carga alimentada por Q24 solo puede ser conmutada al Q20. La carga alimentada por Q23 puede ser conmutada a cualquier circuito excepto TGF que solo puede ser conmutado al Q24.

Queda claro que el circuito con menor posibilidad de conectar cargas es el Q23, por lo que toda la carga que se pueda conmutar hacia él será conmutada, aun así el circuito quedará bastante subcargado respecto a los demás. No hay otra alternativa.

Fue conmutada del Q20 al Q23 el Hotel Laguna del Este I y del Q20 al Q24 los hoteles Estrella II, Planta Real y PTR Estrella.

La Tabla 2.4 muestra de forma general los resultados del balance realizado.

Circuitos	Subcircuitos	Carga Instalada (MVA)	% Carga del Circuito
Dunas Punta	Q14	4.73	50%
Madruguilla	Q15	4.725	50%
Sur Oosto	Q16	5	88%
Sur - Oeste	Q17	0.675	12%
Dess de Anorro	Q18	1.9625	50%
Base de Apoyo	Q19	1.967	50%
	Q20	10.475	40%
Este	Q23	5.125	20%
	Q24	10.58	40%

Tabla 2.4. Configuración de la red balanceada.

2.5.3 No operación de la barra 2 (Variante 3)

Este es el tercer y último estado de operación que se seleccionó, teniendo en cuenta la posible salida de operación de una de las barras, en este caso B2, por los problemas planteados anteriormente. En el caso del circuito Este la carga alimentada por Q24 será conmutada al Q20 ya que no queda otra alternativa, cargándose este último aún más, por eso del Q20 al Q23 se conmutará el hotel Laguna del Este I, única posibilidad. La Tabla 2.5 muestra esta configuración.

Circuitos	Subcircuitos	Barra de conexión	Carga Instalada (MVA)
Dunas Punta	Q14	B1	9.455
Madruguilla	Q15	-	-
Sur Oasta	Q16	B1	5.675
Sur - Oeste	Q17	-	-
Daga da Anava	Q18	B1	3.9295
Base de Apoyo	Q19	-	-
	Q20	B1	21.055
Este	Q23	B1	5.125
	Q24	-	-

Tabla 2.5. Configuración de la red ante la no operación de B2.

2.6 Relevadores instalados en la subestación. Generalidades

Los relevadores instalados en la nueva subestación a los cuales se les dará ajuste en el próximo capítulo son de la firma Areva tipo MiCOM P142 y P143. Estos cumplen con las exigencias del sistema ya que forman parte de una nueva generación de relevadores digitales multifuncionales de gran avance en tecnología numérica óptimos para hacer frente a disímiles aplicaciones y circunstancias. El relé de alimentador como también se le llama, ha sido diseñado para proporcionar protección a líneas aéreas y cables subterráneos, desde niveles de tensión de distribución hasta niveles de tensión de transmisión. Tienen la capacidad de compatibilidad con otros productos, además de reunir indispensables funciones de protección, medición, control y monitoreo, unido a la precisión y velocidad que les brinda el procesamiento digital de señales[20].

2.6.1 Potencialidades de los relevadores P142 y P143

Para abarcar una amplia gama de aplicaciones se disponen de los modelos P141, P142 y P143. A continuación se resumen las características de protección de los modelos de interés:

- <u>Protección de sobrecorriente trifásica (50/51P), (67P).</u> Son proporcionados cuatro umbrales de medida de la sobrecorriente para cada fase y se puede seleccionar cada umbral ya sea como no direccional, direccional hacia adelante o direccional hacia atrás. Se pueden configurar los umbrales 1 y 2 como de tiempo inverso (IDMT) o de tiempo definido (DT); los umbrales 3 y 4 sólo pueden ser configurados de DT.
- <u>Protección de falla a tierra (50/51N) (67N).</u> Son proporcionados tres elementos de falla a tierra independientes: protección de falla a tierra derivada, medida y sensible. Cada elemento presenta cuatro umbrales que pueden ser seleccionados independientemente, ya sea como no direccional, direccional hacia adelante o direccional hacia atrás.
- Protección de sobrecorriente de secuencia negativa (46). Ésta puede seleccionarse ya sea como no direccional, direccional hacia adelante o direccional hacia atrás y proporciona una protección remota de respaldo para ambas fallas: fase-tierra y fasefase.
- <u>Protección de mínima y máxima tensión (27/59)</u>. Dos umbrales, configurables para mediciones fase-fase o fase-neutro. El umbral 1 puede seleccionarse como IDMT o DT y el umbral 2 sólo como DT.
- Protección de sobretensión de secuencia negativa (47). Elemento temporizado de tiempo definido para proporcionar una función de disparo o de enclavamiento en la detección de tensiones de alimentación desequilibradas.
- <u>Protección de admitancia de neutro (YN).</u> Funciona a partir del TI FTS o del TI FT para proporcionar elementos de admitancia, conductancia y susceptancia de umbral sencillo.
- Protección de sobretensión residual (desplazamiento de la tensión del neutro (59N). Proporciona un método adicional para la detección de fallas a tierra y presenta dos umbrales; el umbral 1 puede seleccionarse ya sea como IDMT o como DT y el umbral 2 sólo como DT.

- <u>Protección de sobrecarga térmica.</u> Proporciona características térmicas adecuadas tanto para cables como para transformadores. Se proporcionan umbrales de alarma y de disparo.
- <u>Protección de frecuencia (81U/O)</u>. Proporciona una protección con 4 umbrales de mínima frecuencia y 2 umbrales de sobrefrecuencia.
- <u>Detección de conductor roto (46BC)</u>. Para detectar las fallas de circuito abierto.
- <u>Protección de fallo de interruptor</u>. Protección de fallo de interruptor con dos umbrales.
- Protección de sobrecorriente controlada por tensión (51V). Para detectar fallas en circuitos de gran longitud donde el elemento de sobrecorriente de fase no es sensible.
- <u>Auto-reenganche</u>. Reenganche automático integral trifásico de órdenes múltiples con iniciación externa.
- <u>Auto-reenganche con verificación del sincronismo.</u> Reenganche automático integral trifásico de órdenes múltiples con iniciación externa y control del sincronismo. Incluye modos de funcionamiento seleccionables como Auto, No-auto, Línea-viva, etc. además de Lógica de Coordinación de Secuencia (sólo P143)

A estas funciones de protección se unen las de supervisión del transformador de corriente y el transformador de tensión, las funciones lógicas de cierre en carga fría, la selectiva de sobrecorriente y todo el Esquema Lógico Programable el cual proporciona una protección y una lógica de control definidas por el usuario adaptadas a funciones específicas del cliente.

2.7 Protecciones a ajustar en los relevadores P142 y P143

Es importante determinar las funciones de protección a ajustar ya que estos relés cuentan con una gran diversidad de funciones aplicables a sistemas con disímiles características, por eso resultan de mayor interés para el caso en cuestión las siguientes:

- Sobrecorriente de fase 50/51P
- Sobrecorriente de tierra 50/51N (FT)
- Direccional de fase 67P
- Direccional de tierra 67N (FTD)
- Sobrecorriente de secuencia negativa 46 (SFI)

- Sobre/Baja tensión 59/27
- Sobre/Baja frecuencia 81O/U
- Falla del interruptor 50BF
- Sobrecorriente controlada por tensión (51V)
- Autorreenganche 79 (4 ciclos de autorreenganche tripolar)
- Conductor roto 46BC

2.8 Metodología de cálculo para las protecciones a ajustar

2.8.1 Criterios para el ajuste de las protecciones de sobrecorriente de Tiempo Constante

La variante más utilizada de esta protección es la que tiene dos o tres escalones con diferentes tiempos de operación, el primero de los cuales es instantáneo.

Primer escalón

El objetivo es brindar protección primaria al mayor por ciento de la línea protegida. El ajuste de tiempo es instantáneo, sin embargo se da un cierto retardo de tiempo con el fin de evitar una operación incorrecta por los cortocircuitos provocados por pararrayos o descargadores en casos de sobretensiones de origen atmosféricas.

$$I^{I}ap_{n} \ge k^{I} \operatorname{Icc}_{ext máx}$$

$$(2.1)$$

Donde $k^{I} = 1.2 \div 1.3$ (para tener en cuenta los posibles errores de los TC y relevadores, así como la operación incorrecta de estos debido a la componente aperiódica de la corriente de cortocircuito).

Icc $_{ext máx}$: se toma el cortocircuito trifásico en la barra adyacente en condiciones de generación máxima y en el estado en que pase la mayor corriente posible por la protección.

Segundo escalón

El objetivo es cubrir el por ciento de línea que se dejó de cubrir en el primer escalón y dar respaldo a la barra adyacente.

$I^{II}ap_n \ge k^{II} I^{I}ap_{n-1}$	(2.2)
---------------------------------------	-------

$$I^{II}ap_{n} \ge k^{II} \operatorname{Icc}_{T \max}$$

$$(2.3)$$

Icc $_{T máx}$: es la corriente que pasa por la protección para una falla trifásica máxima en la barra del lado de baja tensión del trasformador.

Se escoge la mayor de las dos y $k^{II} = 1.1 \div 1.15$ (para tener en cuenta los posibles errores de los TC y relevadores)

Chequeo de sensibilidad

$$k_s^{II} = Icc_{min} / I^{II}ap_n \ge 1.5$$
(2.4)

(para tener en cuenta la posibilidad de falla a través de arco)

Icc mín: se calcula siguiendo los mismos criterios que para el tiempo inverso.

Si es sensible el tiempo se ajusta como:

$$T^{II}_{n} = T^{I}_{n-1} + \Delta t \tag{2.5}$$

Donde Δt toma valores entre 0.3 y 0.4 s, lo que depende de la velocidad del interruptor n-1 y del relevador, además del tipo de relevador. En este caso se tomó 0.2 s.

De no ser sensible se sube el tiempo a:

$$T^{II}_{n} = T^{II}_{n-1} + \Delta t \tag{2.6}$$

Se permite el solapamiento de los segundos escalones y el ajuste es a:

$$\mathbf{I}^{\mathrm{II}}\mathbf{ap}_{\mathrm{n}} \ge \mathbf{k}^{\mathrm{II}} \mathbf{I}^{\mathrm{II}}\mathbf{ap}_{\mathrm{n-1}} \tag{2.7}$$

Tercer escalón

El objetivo es brindar respaldo a la línea adyacente.

Selectividad por tiempo de manera que:

$$T_{n}^{III} = T_{n-1}^{III} + \Delta t \tag{2.8}$$

Para tener en cuenta posibles corrientes de cargas transitorias producto de la limpieza de una falla en la línea adyacente por el relevador primario y que la propia línea tenga reenganche exitoso las expresiones para calcular la corriente son:

$$I^{III}ap_{n} \ge k^{III} k'_{a} / k_{r} Ic_{máx}$$

$$(2.9)$$

$$I^{III}ap_{n} \ge k^{III} k^{\prime\prime}_{a} Ic_{máx}$$

$$(2.10)$$

 $k^{III} = 1,2$ (factor de seguridad).

Ic $_{max}$: se calcula siguiendo los mismos criterios que para el tiempo inverso. El efecto de las posibles corrientes transitorias se tiene en cuenta con los coeficientes k'a y k''a, los cuales oscilan entre 2 y 5, el segundo es mayor.

Chequeo de sensibilidad

$$k_{s}^{III} = Icc_{min} / I^{III}ap_{n} \ge 1.2$$
(2.11)

Icc mín: se calcula siguiendo los mismos criterios que para el tiempo inverso.

Además se debe cumplir siempre que $I^{III}ap_n \ge I^{III}ap_{n-1}$. (2.12)

2.8.2 Criterios para el ajuste de las protecciones de sobrecorriente Tiempo Inverso

En esta protección la selectividad se logra por tiempo de operación.

$$Iap_{n} \ge k Ic_{máx}$$

$$(2.13)$$

Donde k = 1,5, además debe cumplirse que Iap $n \ge Iap n-1$

El valor de Ic $_{máx}$ se determina a partir de la condición de carga máxima y en el estado de la red en que pase la mayor corriente por la protección.

El chequeo de sensibilidad se hará para el cortocircuito bifásico mínimo en el extremo de la más larga de las líneas respaldadas y en condiciones en que pase la menor corriente posible por la protección.

$$k_s = Icc_{min} / Iap_n > 1.5$$
 (2.14)

En la protección de tiempo inverso el tiempo de operación es variable con la corriente de cortocircuito, y por tanto, con la ubicación de la falla. En consecuencia el parámetro de ajuste no es su tiempo de operación, sino la curva de tiempo – corriente de la familia. El proceso de coordinación entre las protecciones n y n-1 consiste en seleccionar la curva de tiempo que debe tener la protección n, de modo que, para el fallo trifásico máximo que ocurre inmediatamente después de la protección n-1, se asegure el intervalo de selectividad ΔT entre ambas protecciones, para ello es necesario conocer la corriente de arranque y la curva de tiempo de la protección n-1, y la corriente de arranque de la protección n. Esto implica que el proceso de cálculo de parámetros de operación de las protecciones de una

red radial debe comenzarse por la protección más alejada de la fuente de generación. El algoritmo del proceso de coordinación es el siguiente:

- a) Para el cortocircuito trifásico máximo ubicado inmediatamente de n-1 se calculan las corrientes por n y n-1. Debe seleccionarse el estado de la red en que por la protección n pase la mayor corriente posible.
- b) Con la curva de n-1 se selecciona el tiempo de operación para esta corriente de cortocircuito.
- c) Se calcula el tiempo de n según la expresión $T_n = T_{n-1} + \Delta T$, donde ΔT incluye el tiempo del interruptor y del relevador más un factor de seguridad.
- d) Con la familia de curvas de n y la corriente de cortocircuito por n y el tiempo calculado en el inciso c, se selecciona la curva que pase por el punto o inmediatamente por encima es éste.[18]

Elemento instantáneo

Se añade al de tiempo inverso con el objetivo de reducir los tiempos de eliminación de los cortocircuitos en la línea. Su selectividad se logra por corriente.

$$I^{i}ap_{n} \ge k^{i} \operatorname{Icc}_{máx ext}$$

$$(2.15)$$

$$k^i = 1.2 \div 1.3.$$

Para la Icc $_{máx ext}$ se toma el cortocircuito trifásico en la barra adyacente en condiciones de generación máxima y en el estado en que pase la mayor corriente posible por la protección.

2.8.3 Metodología de cálculo para las protecciones de sobrecorriente de tierra

Esta protección se caracteriza por responder a la componente de secuencia cero; para el cálculo de sus parámetros de ajuste se siguen los mismos criterios generales de la protección de fase teniendo en cuenta esta particularidad.

Para el elemento instantáneo de la protección de tiempo inverso y para el primer escalón de la de tiempo constante se aplican las expresiones 2.15 y 2.1 respectivamente pero se toma como corriente de cortocircuito externo máximo tres veces la de secuencia cero correspondiente a una falla monofásica o bifásica a tierra (la mayor de las dos). Para el segundo escalón de la protección de tiempo constante se sigue la misma metodología teniendo en cuenta que los cálculos se efectúan con las fallas monofásicas y bifásicas,

siempre tomando la corriente de secuencia cero. Para el tercer escalón de la protección de tiempo constante y para el elemento de tiempo inverso la particularidad fundamental consiste en que no debe haber operación por efecto de la corriente de desbalance para lograr esto el ajuste se hace con la expresión siguiente:

$$Iap_{n} \ge kd * In_{TC}$$

$$(2.16)$$

Donde: kd = 0.1 - 0.2; se asume que la protección de tierra es más rápida que la de fase.

En nuestro caso kd = 0.2

2.9 Ajuste de las restantes funciones de los relevadores

En el epígrafe 2.7 se definieron todas las protecciones que se van a ajustar, a continuación se exponen características de algunas de ellas.

2.9.1 Sobretensión

La primera etapa de disparo por sobretensión debe ajustarse entre 1,15 a 1,20 p.u., la temporización de esta etapa debe estar entre 1 a 30 s. La segunda etapa de disparo por sobretensión debe ajustarse entre 1,20 a 1,30 p.u., la temporización de esta etapa debe estar entre 0,1 a 10 s.

2.9.2 Baja tensión

El ajuste del umbral de tensión, para la protección de mínima tensión, debe ajustarse a un valor por debajo de las variaciones normales de la tensión, que pueden esperarse en la red. Este umbral depende de la red en cuestión, pero las variaciones típicas de tensión de una red en ausencia de fallas se encuentran en el rango del -10% del valor nominal. Estas mismas observaciones se aplican al ajuste de tiempo de este elemento, es decir, la temporización necesaria depende del tiempo durante el cual la red puede soportar la caída de tensión. Un ajuste típico puede ser del orden de 0.5 s si hay cargas motoras conectadas.

2.9.3 Sobre frecuencia y baja frecuencia

El relevador en cuestión incluye 4 umbrales de protección de mínima frecuencia y 2 umbrales de protección de sobrefrecuencia, para facilitar el bote de carga y la restauración posterior. Los umbrales de mínima frecuencia pueden bloquearse, opcionalmente, por una condición de polo muerto (Interruptor abierto).

2.9.4 Ajuste ∂f/∂t

Este relé se caracteriza por la anticipación de conocer la magnitud de una falla, pues cuando la razón de cambio de la frecuencia es grande es porque la falla también lo fue. Ajuste típicos de este relé están entre 0.1-1.0 Hz/s con tiempos de operación de 0.2-0.5 s.

2.9.5 Secuencia negativa

El umbral de arranque debe estar ajustado por encima de la intensidad de secuencia negativa debido al desequilibrio máximo normal de la carga de la red. Este ajuste puede establecerse en la práctica, durante la fase de puesta en servicio, utilizando la función de medición del relé para desplegar el valor de la intensidad de secuencia negativa presente y luego ajustándolo al menos 20% por encima de este valor.

Cuando se requiera el elemento de secuencia negativa, para su operación ante fallas asimétricas específicas no despejadas, debido a su complejidad, el ajuste preciso del umbral deberá basarse en un análisis particular de la falla para dicha red. Sin embargo, para asegurar el funcionamiento de la protección, el ajuste del arranque de la intensidad deberá estar aproximadamente un 20% por debajo de la intensidad de falla mínima de secuencia negativa, calculada para una condición específica de falla remota.

De no encontrarse disponible la información necesaria de análisis de la falla, el ajuste debe corresponder al umbral mínimo previamente descrito, utilizando una temporización adecuada para la coordinación con los equipos aguas abajo. Esto es indispensable para evitar una interrupción innecesaria de la alimentación que resulta del funcionamiento accidental de este elemento[20].

2.9.6 Conductor roto

Se deduce que para un circuito abierto en un punto concreto de una red, la relación I2/I1 puede determinarse a partir de la relación de impedancia de secuencia cero sobre la impedancia de secuencia negativa. Conviene advertir que esta relación puede variar en función de la localización de la falla. Por tanto es deseable aplicar un ajuste tan sensible como sea posible. En la práctica este ajuste mínimo está en función del nivel de intensidad de secuencia negativa presente en la red. Esta puede determinarse sobre la base de un estudio de la red o utilizando la medida disponible en la cara frontal del relé de protección

durante la fase de puesta en servicio. Si se adopta este último método, es importante tener en cuenta la medida en las condiciones de carga máxima de la red a fin de asegurar que todas las cargas monofásicas sean tenidas en cuenta.

Conviene advertir que es necesaria una intensidad de secuencia negativa de al menos el 8% para asegurar el buen funcionamiento del relé de protección.

En la medida en que los ajustes sensibles han sido utilizados, puede esperarse que este elemento de protección funcione para cualquier condición de desequilibrio (por ejemplo, durante un ciclo de reenganche monofásico). Por lo tanto se hace necesaria una temporización suficientemente grande para asegurar la coordinación con los otros dispositivos de protección. En general, puede utilizarse una temporización de 60 segundos.

2.9.7 Protección de falla de interruptor

El nivel de corriente de arranque de la protección de falla de interruptor (50BF) debe ajustarse por encima de la corriente máxima de carga y menor que la corriente mínima de falla en el extremo remoto.

$$I_{máx carga} < I_{50BF} < I_{mín falla}$$

$$(2.17)$$

En transformadores o reactores el ajuste del relevador 50BF debe ser el valor más pequeño posible para lo cual se puede utilizar un valor entre el 10% a 20% de la corriente nominal del circuito.

Al producirse una falla de interruptor se debe proceder de la siguiente manera:

- En primera instancia (función 50BF1) se debe efectuar una orden de apertura a ambas bobinas de apertura del interruptor. El tiempo debe ser definido considerando un margen sobre la protección principal y no debe interferir con los reenganches automáticos.
- En segunda instancia (función 50BF2) se debe proceder con la apertura de los interruptores vecinos de manera que se pueda obtener la apertura del circuito deseado, al mismo tiempo que se consigue aislar al interruptor fallado.

La protección de falla de interruptor debe ser coordinada para una actuación con anticipación a las protecciones de respaldo.

Para determinar la coordinación con la protección de falla de interruptor se debe considerar la secuencia de eventos mostrada en el Anexo V.

2.9.8 Reenganche trifásico

La función de reenganche asegura el control de varios ciclos de reenganche trifásico. Ésta puede ajustarse para ejecutar uno, dos, tres o cuatro ciclos.

El número de ciclos está en relación directa con el tipo de fallas que puedan ocurrir sobre la red y con el nivel de tensión de la misma. No existe ninguna regla para establecer el número de ciclos para una aplicación concreta. Generalmente, pueden ser utilizados hasta tres ciclos en las redes de media tensión, en las que el porcentaje de fallas transitorias y semi-permanentes suele ser elevado. No obstante en algunos países no es raro encontrar configuraciones de cuatro ciclos para aplicaciones concretas. Una configuración de cuatro ciclos tiene la ventaja de que el tiempo muerto final se puede ajustar lo suficientemente largo para permitir el paso de la tormenta antes de intentar el último reenganche. Este arreglo evita, generalmente, un bloqueo inútil para las fallas transitorias sucesivas.

Por regla general, el primer y quizás el segundo disparo resultan de una protección instantánea; ya que el 80% de las fallas son transitorias, los disparos siguientes serán temporizados con tiempos muertos más largos, a fin de eliminar las fallas semipermanentes.

2.9.9 Sobrecorriente controlado por tensión

Proporciona una protección de respaldo para fallas de fase - fase remotas aumentando la sensibilidad de los umbrales 1 y 2 de la protección de sobrecorriente.

La función puede activarse, selectivamente, en los dos primeros umbrales del elemento de sobrecorriente y cuando se activa esta función, el ajuste de sobrecorriente se modificada por un multiplicador k cuando la tensión cae por debajo de un umbral. Debe configurarse lo suficientemente bajo como para permitir el funcionamiento en caso de fallas fase-fase remotas de acuerdo a la expresión 2.18:

$$k = \frac{I_F}{I > 1.2}$$
(2.18)

Donde: I_F es la corriente mínima de falla en el caso de falla remota e I>: Ajuste de la corriente de fase para que el elemento tenga control por tensión.

Ej. Si el relé de sobrecorriente tiene un ajuste de 160 % In, pero la corriente mínima de falla, para la condición de falla remota, es de sólo 80 % In, entonces, el factor k requerido está dado por:

$$k = \frac{0.8}{1.6 \times 1.2} = 0.42 \tag{2.19}$$

El umbral de tensión se ajusta por debajo de la tensión la más baja de la red que pueda ocurrir en condiciones normales de funcionamiento, y al mismo tiempo asegurará la detección correcta de la falla remota

2.10 Conclusiones del capítulo

- La red eléctrica del SEACSM presenta grandes problemas de desbalance en sus circuitos de alimentación.
- La batería de generadores MAN es imprescindible para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico del cayo, fundamentalmente porque son los grupos generadores de mayor inercia.
- El estado de circuitos balanceados (Variante 2) es la opción más optimizada posible de operación del sistema.
- El análisis de los posibles estados de operación de la red permitirá disponer de grupos de ajustes predeterminados para las protecciones del sistema.
- Los relés del tipo MiCOM P142 y P143 de Areva T&D son óptimos para hace frente a las diversas circunstancias que se puedan presentan en el SEACSM, pues pertenecen a la nueva generación de relevadores digitales multifuncionales.

CAPÍTULO III

AJUSTE DE LAS PROTECCIONES MICOM P142 Y P143 DE AREVA T&D

3.1 Introducción

En este capítulo se ofrecen los ajustes obtenidos para las protecciones P142 y P143 en las tres variantes de operación descritas en el capítulo anterior:

- 1. No operación de uno de los alimentadores de cada circuito general. Barras balanceadas. (Variante 1)
- 2. Circuitos Balanceados. (Variante 2)
- 3. No operación de la barra 2. (Variante 3)

En cada caso se expondrán las particularidades y dificultades encontradas, así como las decisiones que se tomaron para darles solución.

3.2 Ajustes de las protecciones de sobrecorriente

Los relevadores P142 y P143 proporcionan cuatro umbrales de sobrecorriente para cada fase y se puede seleccionar cada umbral como no direccional, direccional hacia adelante o direccional hacia atrás.

Los dos primeros umbrales se pueden configurar como de tiempo inverso (IDMT) o de tiempo definido (DT); los dos restantes sólo pueden ser configurados en DT.

Para los ajustes y chequeo de sensibilidad se calcularon los niveles de cortocircuitos en cada uno de los nodos de cada circuito (ver Anexo VI), utilizándose los valores de cortocircuitos trifásicos y bifásicos para las protecciones de fase, así como monofásicos y bifásicos a tierra para las protecciones de tierra. Se tuvieron en cuenta además los regímenes de máxima y mínima generación con el objetivo de garantizar las condiciones de cortocircuitos máximos y mínimos respectivamente.

3.2.1 Variante de operación 1

Esta variante es la de no operación de uno de los alimentadores en cada circuito general con las barras balanceadas. Este un caso muy crítico para el ajuste de las protecciones, fundamentalmente por la sobrecarga a la que están sometidos ahora los circuitos que se mantienen energizados.

Esta situación provoca, como es lógico, que el ajuste de las protecciones se dificulte y pierdan sensibilidad, debido a que la intensidad de arranque de los elementos de sobrecorriente de fase debe ser ajustada por encima de la intensidad de carga máxima, lo cual limita la sensibilidad mínima de los elementos. Por lo tanto en más de una ocasión emplearemos relés de sobrecorriente controlados por voltaje (51V) para ganar la sensibilidad en los lugares más críticos, fundamentalmente en las unidades de generación que es donde más suele aparecer esta problemática.

3.2.1.1 Alimentadores

En el caso de los alimentadores se ajustaron los siguientes elementos de sobrecorriente: un tiempo inverso, un tiempo constante y un instantáneo, todos ellos para fallas entre fases y con direccionalidad hacia delante, o sea, hacia la carga. Para brindar protección contra cortocircuitos a tierra se ajustaron un relé de tiempo inverso, un tiempo constante, un instantáneo y un relé de secuencia negativa, también con direccionalidad hacia delante. En el caso de las protecciones de DT solo se utilizó el escalón que se ajusta por corriente de carga máxima.

Siguiendo la metodología explicada en el capítulo anterior, se obtuvieron los resultados que se resumen en la Tabla 3.1. Es válido destacar que en esta tabla solo se incluyeron los ajustes de los alimentadores que presentaban alguna particularidad digna de destacarse. Para ver la tabla completa remítase al Anexo VII, Tabla VII.1.

Para el caso de relé de fase el ángulo característico de la direccionalidad es 45° ya que su polarización es por tensión. La polarización del relé de tierra será con tensión residual lo cual es factible ya que el relé P140 deriva esta tensión internamente a partir de la entrada de tensión trifásica que debe ser proporcionada ya sea a partir de un transformador de potencial de 5 columnas o de tres monofásicos. Estos tipos de diseño de transformadores de potencial permiten el paso de flujo residual y, consecuentemente, permiten al relé derivar la

tensión residual requerida. El ángulo característico se fija en - 45°. Este ajuste es para todas las variantes y todos los relés direccionales de fase y tierra.

				Alimentadores			
		Q	14	Q	20	Q24	
I carga (A	.)	395.57		549.32		545.97	
ТС		600/5		600/5		600/5	
Sec. Negativa	Iap (1rio)(A)	33		87		54	
U	Tiempo	0.5		0.5	0.5		
TIPO		Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra
	Iap (1rio)(A)	593.35	120	823.98	120	818.96	120
IDMT (basis	Iap (2rio)(A)	4.94	1	6.87	1	6.82	1
adelante)	Curva	MI (IEEE)	MI (IEEE)	MI (IEEE)	MI (IEEE)	MI (IEEE)	MI (IEEE)
	TD	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
	Sensibilidad	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Sí
	Iap (1rio)(A)	1186.71	120	1647.96	120	1637.92	120
DT (hacia adelante)	Iap (2rio)(A)	9.89	1	13.73	1	13.65	1
	Tiempo (s)	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
	Sensibilidad	No	Sí	No	Sí	No	Sí
	Iap (1rio)(A)	1141.25	2043.75	1272.5	1755	845	1203.75
Instantáneo	Iap (A)	9.51	17.03	10.6	14.63	7.04	10.03
	Tiempo(s)	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05

Tabla 3.1. Ajuste de las protecciones de algunos alimentadores para la variante de

operación 1.

Como se puede apreciar en el ajuste de relé de tiempo constante de fase del Q14 no hay sensibilidad. El valor del coeficiente de sensibilidad (ks) calculado se aproxima bastante a los límites permisibles, por lo que en gran parte del circuito habrá sensibilidad, sobre todo

en los lugares menos alejados. Además se tiene un umbral de tiempo inverso que si es sensible.

En la protección de tiempo constante hacia adelante del Q20 sucede algo similar, puesto que ks para la falla más remota es 0.79. La diferencia radica en que en este caso no hay sensibilidad ni siquiera al inicio del circuito, donde este coeficiente alcanza tan solo 1.03, que sigue siendo menor al permisible (1.2).

En el Q24, el ajuste del relé de tiempo inverso de fase con direccionalidad hacia delante carece de sensibilidad para el punto más remoto (Cámara 5 del Laguna del Este 3), donde la corriente mínima de cortocircuito solo alcanzó los 1158 A y ks=1.41. Sin embargo, para fallas menos alejadas el valor de ks logrado fue hasta 2.08, ganando sensibilidad en esto lugares. En contraste, el tiempo contante de fase de este circuito carece de sensibilidad tanto para el punto más alejado como para el menos distante.

En ningún caso hubo problemas de sensibilidad para las protecciones de tierra.

3.2.1.2 Enlace de barra

La barra que posee la mayor parte de la carga es B2, con 22,6545 MVA. Por lo tanto la condición crítica para el ajuste del enlace de barra está dada cuando se produzca la circulación por el enlace de toda esta corriente desde la barra 2 hasta la barra 1.

En esta protección se ajustaron los siguientes umbrales de sobrecorriente: un tiempo inverso, un tiempo contante y uno de secuencia negativa, todos con direccionalidad hacia delante. La Tabla 3.2 muestra los resultados obtenidos.

I máx carga (A)	947.8				
TC		2000/5	2000/5		
Sec. Negativa	Iap (1rio)(A)	4			
0	Tiempo	0.7			
TIPO		Fase	Tierra		
	Iap (1rio)(A)		400		
IDMT (hacia adelante)	Iap (2rio)(A)		1		
	Curva	No coordina	MI (IEEE)		
	TD		0.0126		
	Sensibilidad		No		
	Iap (1rio)(A)	2961.86	400		
DT (hacia adelante)	Iap (2rio)(A)	7.4	1		
	Tiempo (s)	0,8	0,55		
	Sensibilidad	No	No		

Tabla 3.2. Ajuste de las	protecciones del	enlace de barra	para la variante de o	operación 1.
./				

En este caso se presenta una nueva problemática que es la necesidad de que esta protección coordine con las anteriores. La coordinación se realizará con la protección más lenta de los alimentadores, o sea, con Q20.

En el caso del tiempo inverso de fase, este proceso de coordinación es imposible de lograr puesto que los cálculos dieron valores negativos para el dial de tiempo (TD). Ante esta situación se hizo necesario emplear un relé de tiempo constante con un adecuado retardo de tiempo. Teniendo en cuenta que la protección más lenta responde a un cortocircuito trifásico máximo de 5037 A en 0.566 s, se puede seleccionar un tiempo constante con un tiempo de operación de 0.8 s, ya que el retardo de tiempo introducido es mayor que 0,2 como exige la norma. La corriente de ajuste de este tiempo constante se calcula con la corriente de carga máxima que puede circular por el enlace. Es preciso señalar que los dos ajustes de tiempo constante tienen los mismos valores de corriente de arranque, pero

difieren en el retardo de tiempo que se les asignó, por lo que ambos se muestran en la misma parte de la tabla y sus tiempos de disparo han sido separados con el símbolo /.

Adicionalmente a esto, se presentan problemas de sensibilidad, sobre todo para las fallas más distantes de las fuentes de generación.

3.2.1.3 Grupos generadores

En los grupos generadores se ajustaron los siguientes umbrales de sobrecorriente: un tiempo inverso hacia adelante, dos tiempo constante hacia adelante y un tiempo inverso hacia atrás, o sea, en dirección a la generación. La Tabla 3.3 recoge los resultados obtenidos de forma sintética.

Tabla 3.3. Ajuste de las protecciones de los grupos generadores para la variante de

		I			terías			
		Hyundai		М	MAN		MTU	
I carga	a por 13,8 kV (A)	355.95		405.82		836.74		
	тс	400/5		600/5		800/5		
	TIPO	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	
	Iap (1rio)(A)		80				160	
ID M/T	Iap (2rio)(A)	1				1		
(hacia	Curva	No se ajustó	MI (IEEE) No	No se ajustó	No	No se aiustó	MI (IEEE)	
adelante)	TD	ujusto	0.854		coordina	ujusto	1.1588	
	Sensibilidad		Sí				No conect.	
	Iap (1rio)(A)	1112.34	80	1268.18	120	2614.81	160	
DT	Iap (2rio)(A)	13.9	1	10.57	1	16.34	1	
(hacia adelante)	Tiempo (s)	1	0,75	1	0,75	0,75	0,75	
	Sensibilidad	No	No	No	No	No conect.	No conect.	
	Iap (1rio)(A)	533.42	80	608.73	120	1255.11	160	
IDMT (hacia atrás)	Iap (2rio)(A)	6.67	1	5.07	1	7.84	1	
	Curva	MI (IEEE)	MI (IEEE)	MI (IEEE)	MI (IEEE)	MI (IEEE)	MI (IEEE)	
ati us)	TD	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	
	Sensibilidad	Sí	Sí	Sí	Sí	No conect	Sí	

operación 1.

El tiempo inverso hacia adelante de fase fue excluido de entre los ajustes de todas las máquinas debido a que en el enlace de barra fue eliminado el mismo por su no coordinación con los alimentadores. En su lugar se colocó un elemento de tiempo constante.

Los relés de tiempo constante de fase de las Hyundai no tienen sensibilidad (ks=0.45) para el punto más lejano que es el Hotel Las Brujas Marinas, ni tampoco para el punto más cercano eléctricamente donde ks alcanzó solamente los 0.75. En este caso es conveniente emplear un relé de sobrecorriente controlado por tensión para resolver este problema de sensibilidad, en el capítulo anterior se mencionaron sus características, así como sus criterios de ajuste, basado en ello, el factor k de este relé debe ser 0.78 y debe activarse para una tensión de 30 V para 120V. Para el caso del relé de tierra tampoco hubo sensibilidad, existen dos variantes para resolver la situación, un relé controlado por voltaje cuya k es de 0.8 y la explicada al inicio.

El tiempo constante de fase de la MAN tampoco es sensible (ks=0.43 en el punto más alejado y 0.69 en el punto eléctricamente más cerca). En este caso también se opta por ajustar un 51V similar al anterior, cuya k toma el valor de 0.34.

Como se puede apreciar, la corriente de carga por la línea que alimenta a la batería de MTU supera los 800 A, por lo que se hace necesario realizar un cambio de TC para poder conmutar a esta variante de operación de forma óptima. Es válido destacar además que no se chequea sensibilidad en las protecciones de las MTU porque estas están fuera de servicio en régimen de mínima.

Las curvas de coordinación se encuentran recogidas en los Anexos VIII, IX y X.

3.2.2 Variante de operación 2

Esta variante corresponde al estado de operación con los circuitos balanceados, que es el estado óptimo de la red. Con esta variante se garantizan mejores niveles de estabilidad y mejor respuesta ante fallas.

3.2.2.1 Alimentadores

Los ajustes realizados para las nueve protecciones de los alimentadores se recogen en el Anexo VII, Tablas VII.2 (a y b). De forma general se puede señalar que el tiempo constante de fase del Q20 no es sensible ni para el punto más lejano (Cámara Principal del Hotel Piedra Movida) ni para el más cercano (ETECSA). Lo mismo sucede para el umbral de tiempo constante de fase en el Q24, cuya sensibilidad no se logra en ninguna parte del circuito.

3.2.2.2 Enlace de barra

La barra que posee la mayor parte de la carga es B1, con 27,2925 MVA. Por lo tanto la condición crítica para el ajuste del enlace de barra está dada cuando se produzca la circulación por el enlace de toda esta corriente desde la barra 1 hasta la barra 2.

En este caso se ajustaron los mismos umbrales de sobrecorriente que en la variante anterior.

No hay sensibilidad para el tiempo inverso de fase hacia adelante (ks=0.1) para el punto más alejado (Hotel Las Brujas Marinas), ni para el punto más cercano, por lo que se decidió emplear un relé de sobrecorriente controlado por tensión con k=0.25 de forma similar a los usados con anterioridad.

En el tiempo constante de fase también existen problemas con la sensibilidad, por lo que se aprovecha el mismo relé controlado por tensión que se usó para sensibilizar el tiempo inverso anterior, ya que permite la conexión simultánea a los dos primeros umbrales de sobrecorriente.

En el caso de los umbrales de tiempo constante e inverso de tierra no tienen sensibilidad ni siquiera al inicio del alimentador, por lo que se recomienda que en futuros estudios se ajuste algún tipo de función que pueda ofrecer mayor sensibilidad ante fallas a tierra.

3.2.2.3 Grupos generadores

El tiempo inverso de fase de las Hyundai no es sensible para el punto más lejano (Hotel Las Brujas Marinas), pero sí para el punto más cercano donde ks alcanza el valor de 1.51. El tiempo constante de este grupo tampoco es sensible, por lo que se optó por colocar un 51V similar a los anteriores con un k = 0,3.

Debido a la no sensibilidad del tiempo constante de fase de las MAN se decidió emplear también un 51V con k=0,25 que se pueda emplear también en el tiempo inverso de fase.

El TC de las MTU está por encima de su capacidad nominal, por lo cual debería ser sustituido por otro de mayor capacidad cuanto antes.

3.2.3 Variante de operación 3

Este es el caso de salida de la barra B2 del sistema por alguna causa, en esta condición la barra B1 tendría que asumir toda la generación y la carga. Por lo tanto esta variante carece de enlace de barra.

3.2.3.1 Alimentadores

Se ajustan los mismos umbrales de sobrecorriente que en las variantes anteriores. Los resultados de dichos ajustes se recogen en los Anexo VII, Tabla VII.3.

Hay problemas de sensibilidad en el tiempo constante de fase del Q14 para el punto más lejano (Pueblo Dunas), sin embargo es sensible para el punto más cercano (ks=1.38). El TC colocado en Q20 es de 600/5 A y debe soportar una corriente de carga máxima de 880,88 A en esta variante, por lo que debe ser sustituido por otro de mayor capacidad. En el tiempo inverso de fase del Q20 tampoco se alcanza la sensibilidad, ni siquiera para el punto más cercano. Lo mismo sucede para el tiempo constante en esta protección.

3.2.3.2 Grupos generadores

Los ajustes realizados a las protecciones de las máquinas en este estado de operación son similares a las anteriores y sus resultados se recogen en el Anexo VII, Tabla VII.6.

No existe sensibilidad en el relé de tiempo inverso de fase de las Hyundai por lo que se optó colocar un relé controlado por tensión similar a los anteriores con k=0.66. El tiempo constante de fase de la Hyundai tampoco es sensible, por lo que se utilizará el relé de sobrecorriente controlado por tensión ajustado para el tiempo inverso anterior con un valor de k = 0.31. No hay sensibilidad tampoco en los tiempo inverso y tiempo constante de fase de las MAN por lo que se decide colocar un 51V con k = 0.64, el valor de k para el tiempo constante es de 0.31.

Para el proceso de coordinación con los alimentadores se coordina con Q20 que es el más lento de todos. Algunas de las curvas de coordinación de las máquinas con los alimentadores están disponibles en los Anexos VIII, IX y X. El tiempo inverso de tierra de la batería MAN no coordina con Q20, por lo que se elimina.

3.3 Ajuste de las restantes funciones de las protecciones

3.3.1 Sobretensión

La tensión se ajusta en dos etapas, una de alarma que tiene una característica IMDT y la de disparo que es instantánea. Se tomó 13,8 kV de $V_{op.}$

Tabla 3.4 Parámetros de ajuste de la función de protección contra sobretensión.

Estado de la tensión	Señal de operación	Tiempo de ejecución
+5% V _{op} =14,49kV	Alarma	5 s
$+10\% V_{op} = 15,18kV$	Disparo	2 s

3.3.2 Baja tensión

El ajuste del elemento de baja tensión tiene las mismas características que el de sobre tensión.

Tabla 3.5 Parámetros de ajuste de la función de protección contra baja tensión.

Estado de la tensión	Señal de operación	Tiempo de ejecución		
-5% V _{op} =13,11kV	Alarma	5 s		
-10% V _{op} =12,42kV	Disparo	2 s		

3.3.3 Sobre frecuencia y baja frecuencia

El relevador en cuestión incluye 4 umbrales de protección de mínima frecuencia y 2 umbrales de protección de sobrefrecuencia, para facilitar el bote de carga y la restauración posterior. Los umbrales de mínima frecuencia pueden bloquearse, opcionalmente, por una condición de polo muerto (Interruptor abierto). Sobre frecuencia se propone una etapa de alarma cuando la frecuencia alcanza los 61 Hz en 5 s.

Tabla 3.6 Parámetros de ajuste de la función de protección contra baja frecuencia.

Estado de la frecuencia	Señal de operación	Tiempo de ejecución		
58.8 Hz	Disparo	20 s		
58.2 Hz	Disparo	500 ms		

3.3.4 Ajuste ∂f/∂t

Disparo a los 500 ms cuando las variaciones de la frecuencia en el tiempo es de 2.2 Hz/s.

3.3.5 Conductor roto

Disparo a los 2.5 s para dejar tiempo suficiente para despejar la falla por los elementos de protección temporizados y la relación $I_2/I_1=0,2$ que es lo recomendado por el fabricante del relé.

3.3.6 Protección de fallo de interruptor

La tabla 3,7 muestra los resultados de la temporización de esta función de protección y su valor de ajuste en corriente para cada una de las variantes aparece en la tabla 3.8.

Mecanismo de reinicialización fallo interruptor	Temporización tBF	Temporización típica para un interruptor de 2 ciclos		
Inicializando elemento de reinicio	Tiempo de interrupción INT+ tiempo reinicio elemento (máx.) +error en tBF tempo + margen seguridad	50+50+10+50= 160 ms		
INT. abierto	Tiempo de apertura/cierre contactos auxiliares Interruptor (máx.) + error en el temporizador tBF + margen de seguridad	50+10+50 = 110 ms		
Elemento de mínima corriente	Tiempo interrupción INT+ elemento mín. corriente (máx.) + tiempo funcionamiento + margen seguridad	50+25+50= 125 ms		

Varian tes	Interru ptor	Corrie nte (A)	Varian tes	Interru ptor	Corrie nte (A)	Varian tes	Interru ptor	Corrie nte (A)
Variante 1	Q14	79.11	Variante 2	Q14	39.58	Variante 3	Q14	79.11
	Q17	47.48		Q15	39.53		Q16	47.48
	Q19	32.88		Q16	41.84		Q18	32.88
	Q20	109.86		Q17	2.09		Q20	176.18
	Q24	109.19		Q18	16.42		Q23	42.88
	Enlace	189.56		Q19	16.46		Hyundai	17.8
	Hyundai	17.8		Q20	87.65		MAN	20.29
	MAN	20.29		Q23	42.88		MTU	41.84
	MTU	41.84		Q24	88.53			
				Enlace	228.2			
				Hyundai	17.8			
				MAN	20.29			
				MTU	41.84			

Tabla 3.8 Parámetros de ajuste de la función de protección contra fallo del interruptor.
3.3.7 Recierre trifásico

Tabla 3.9 Parámetros de ajuste de la función recierre trifásico.

Número de disparos: 1
TIEMPO MUERTO 1 : 1s
TIEMPO MUERTO 2 : 60s
TIEMPO MUERTO 3 : 180s
TIEMPO MUERTO 4 : 180s
Tiempo interruptor sano: 5s
Con tiempo muerto activado: reinicializar las protecciones
Tiempo de recuperación ampliado: inicio de la protección
Tiempo de recuperación 1:10s (también se le llama conteo de secuencia)
Tiempo de recuperación 2: 180 s
Tiempo de recuperación 3: 180 s
Tiempo de recuperación 4: 180 s
Tiempo de inhibición del Reenganche: 500ms
Tiempo de chequeo sincronismo. 5s
Cierra manual: bloqueado
Reponer el bloqueo por: interfaz de usuario

3.4 Conclusiones del capítulo

- Algunos de los circuitos del SEACSM presentan grandes problemas de sensibilidad debido a la larga extensión de algunos circuitos radiales.
- 2. El uso de relés de sobrecorriente controlados por tensión permite aumentar la sensibilidad en este tipo de protecciones.
- 3. En algunas de las variantes no resulta posible utilizar los relés de sobrecorriente tiempo inverso debido a su falta de coordinación.

CONCLUSIONES

- Los niveles de cortocircuitos tanto de fase como de tierra son elevados en el caso de régimen de máxima, suponiendo que todas las máquinas que se encuentran instaladas estén operando.
- 2. Los relés del tipo MiCOM P142 y P143 de Areva T&D resultan óptimos para hacerle frente a las diversas formas en que se pueda operar la red eléctrica del SEACSM, pues pertenecen a la nueva generación de relevadores digitales multifuncionales con una variedad de funciones de protección.
- Al realizar los ajustes de las protecciones de sobrecorriente de fase y tierra se pudo detectar que:
 - Para todas las variantes el TC de las MTU está ligeramente por debajo de la corriente máxima de carga instalada.
 - En el circuito Q20 de la variante 3 el TC y el interruptor tienen una corriente nominal menor que la corriente máxima de carga instalada.
 - Existen problemas de coordinación con los relés de sobrecorriente tiempo inverso entre el enlace y alimentadores en las variantes 1 y 2 producto de los valores de las corrientes de cortocircuito por lo que fue aconsejable no poner este umbral y coordinar con tiempos constante.
 - Existieron problemas de falta de sensibilidad en los relés de fase lo que hizo necesario utilizar la función de sobrecorriente controlada por tensión que está disponible en los relés instalados.
 - La falta de sensibilidad en tierra que existe en algunos casos en las diferentes variantes pudiera resolverse con la función que dispone el relé de falta a tierra sensible pero que normalmente se alimenta de un transformador de intensidad tipo núcleo (toroide) montado alrededor de las tres fases del cable alimentador.

- 4. Se obtuvo que la mejor variante para el ajuste de las protecciones fue tener los circuitos balanceados.
- 5. Al tener alimentadas las MTU solo a la barra 1 limita mucho las posibilidades de ajustes de los relés del enlace.
- 6. La condición de tener los circuitos balanceados y las barras balanceadas posibilita una mejor operación del sistema y un mejor ajuste de todas protecciones.

RECOMENDACIONES

- 1. Balancear los circuitos para lograr la operación óptima del sistema y una mejor respuesta de las protecciones.
- Analizar bien como trabajar los regímenes de operación con el objetivo de acercarse a la demanda máxima y mínima.
- 3. Tener mucho cuidado cuando se utilice la variante de que una barra esté fuera de servicio que para esas condiciones hay TC e interruptores sobrecargados.
- 4. Posibilidad de conectar las MTU a las dos barras para una mejor operación y dar la posibilidad de que falle la barra 1 y se encuentre solo en servicio la barra 2.
- 5. Analizar la variante de ajuste de las protecciones suponiendo que los circuitos se encuentran balanceados, las MTU conectadas a las dos barras y probar que los ajustes que se dieran suponiendo que un circuito falle es completamente factible.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. von Meier, *Electric Power Systems: A conceptual introduction*. Hoboken: John Wiley & Sons, 2006.
- [2] Á. F. Pérez, "Eléctricos garantizan desarrollo del turismo en la Cayería Norte de Villa Clara," in *Granma Internacional*, ed. La Habana, 2014.
- [3] Y. Marín, "Estudio de Flujo de Carga en Sistema Aislado Cayo Santa María,"
 Departamento de Electroenergética, UCLV, Santa Clara, 2013.
- [4] A. Martínez, "Recomendaciones para mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico a instalaciones turísticas de Cayo Santa María relacionadas con el modo de explotación de las unidades generadoras," ed, 2013.
- [5] P. Centeno, F. Fernández, L. Rouco, M. González, J. M. Rojo, and J. R. Diago, "Estabilidad de los sistemas eléctricos insulares," in *Anales de mecánica y electricidad*, ed, 2004, pp. 33-40.
- [6] D. Rodríguez, R. Ramírez, and J. C. Pinos. (2007). Esquemas Especiales de Protección del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN): Esquemas de Rechazo Automático de Carga y Desconexión Automática de Generación.
- [7] V. N. Chuvychin, N. S. Gurov, S. S. Venkata, and R. E. Brown. (November 1996)
 An Adaptive Approach to Load Shedding and Spinning Reserve Control During
 Underfrecuency Conditions. *IEEE Transactions on Power Systems*.
- [8] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [9] C. W. Taylor, *Power System Voltage Stability*: McGraw-Hill, 1994.
- [10] T. van Cutsem. (February 2000) Voltage Instability: Phenomena, Countermeasures, and Analysis Methods. *Proc. IEEE*.
- [11] V. Ajjarapu and B. Lee. (February 1998) Bibliography on Voltage Stability. *IEEE Transactions on Power Systems*. 115-125.

- [12] A. Elices and L. Rouco, "Análisis Fundamental del Impacto de la Reserva Primaria en Sistemas Eléctricos Aislados," in *Actas de las Séptimas Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica* vol. 2, ed. Leganés, 2001, pp. 335-340.
- [13] C. Concordia, L. H. Fink, and G. Poullikas. (August 1995) Load Shedding on an isolated System. *IEEE Transactions on Power Systems*.
- [14] P. M. Anderson and B. K. LeReverend. (August 1996) Industry Experience with Special Protection Schemes. *IEEE Transactions on Power Systems*.
- [15] P. M. Anderson and M. Mirheydar. (May 1992) An Adaptive method for Setting underfrequency Load Shedding Relays. *IEEE Transactions on Power Systems*.
- [16] ANSI/IEE, "IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms," in Standard 100, ed.
- [17] C. R. Mason, *The Art and Science of Protective Relaying*. New York: John Wiley & Sons, 1956.
- [18] H. Altuve, Protección de Redes Eléctricas. Santa Clara: Sección de Publicaciones de la Universidad Central de Las Villas, 1990.
- [19] A. Margil. (2005). Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia.
- [20] "Relés de Protección de Circuito MiCOM P141, P142, P143," Areva T&D, Ed., ed. París.
- [21] H.You and V.Vittal. (February 2003) Self Healing in Power Systems: An approach using islanding and rate of frequency decline-based load shedding. *IEEE Transactions on Power Systems*.
- [22] S. Ruiz, "Interconexión del Sistema Eléctrico Aislado Cayo Santa María con el Sistema Eectroenergético Nacional," Trabajo de Diploma, Departamento de Electroenergética, UCLV, Santa Clara.
- [23] "XLPE Underground Cable System. User's Guide," ABB, Ed., ed.
- [24] "XLPE Underground Cable Systems. High Voltage Cable Unit in Sweder," ABB, Ed., ed.

- [25] "Cables tipo Eprotenax Compact, aislamiento de HEPR y XLPE," Prysmian, Ed., ed.
- [26] G. Quintana, "Ajuste y coordinación de las protecciones SI 101 y SI 102 en Santa Clara Industrial 110 kV," Departamento de Electroenergética, UCLV, Santa Clara, 2013.

ANEXOS







ANEXO II. MONOLINEAL DEL SEACSM





Figura III.1 Monolineal General del Circuito Dunas Punta Madruguilla.



Figura III.2 Monolineal General del Circuito Sur-Oeste.



Figura III.3 Monolineal General del Circuito Base de Apoyo.



Figura III.4 Monolineal General del Circuito Este.

ANEXO IV. DISTRIBUCIÓN DE LA CARGA POR CIRCUITO PARA LA VARIANTE DE OPERACIÓN 1

Tabla IV.1 Distribución de la carga en Q14.

Transformadores	Total Carga (MVA)		
3 x 0,05 MVA	0.15		
1 MVA	1		
2 X 1 MVA	2		
1 MVA y 0,8 MVA	1.8		
0,63 MVA	0.63		
0,2 MVA	0.2		
0,1 MVA	0.1		
0,5 MVA	0.5		
3 x 0,025 MVA	0.075		
2 x 1 MVA	2		
1 MVA	1		
	Transformadores 3 x 0,05 MVA 1 MVA 2 X 1 MVA 1 MVA y 0,8 MVA 0,63 MVA 0,2 MVA 0,1 MVA 0,5 MVA 3 x 0,025 MVA 2 x 1 MVA 1 MVA		

Tabla IV.2 Distribución de la carga en Q17.

CARGA INSTALADA		
Nodo	Transformadores	Total Carga (MVA)
HOTEL ENSENACHOS	1 y 8 x 0,5 MVA	5
AEROPUERTO	3 x 0,0375 MVA	0.1125
SERVICENTRO	3 x 0,0375 MVA	0.1125
HOTEL VILLA LAS BRUJAS LA MARINA	0,2 MVA	0.2
DELFINARIO	0,25 MVA	0.25

CARGA INSTALADA		
Nodo	Transformadores	Total Carga (MVA)
ALMACENES	3 x 0,05 MVA	0.15
REBOMBEO 2 Y CASA DE VISITA	3 x 0,025 MVA	0.075
GEISEL	3 x 0,0375 MVA	0.1125
BASE DE APOYO 4	0,25 MVA	0.25
MOTELERA Y SEDE UNIVERSITARIA	0,1 MVA	0.1
BASE DE APOYO 5 y 6	2x0,25 MVA	0.5
COPEXTEL	0,25 MVA	0.25
BASE TRASNGAVIOTA	0,1 MVA	0.1
POLICÍA Y BOMBEROS	0,2 MVA	0.2
CLÍNICA INTERNACIONAL	0,3 MVA	0.3
PREFABRICADO	0,4 MVA	0.4
COMEDOR Y ALBERGUES	5 x 0,1 y 0,167 MVA	0.667
BACHIPLAN	3 x 0,075 MVA	0.225
CARPINTERÍA Y TRANSCENTRO	2 x 0,3 MVA	0.6

Tabla IV.3 Distribución de la carga en Q19.

Tabla IV.4 Distribución de la carga en Q20.

CARGA INSTALADA		
Nodo	Transformadores	Total Carga (MVA)
HOTEL ESTRELLA 1	8 x 0,5 y 2 MVA	6
HOTEL ESTRELLA 2	8 x 0,5 y 2 MVA	6
PTR ESTRELLA	0,63 MVA	0.63
HOTEL LAGUNA DEL ESTE I	0,5 MVA	0.5

CARGA INSTALADA		
Nodo	Transformadores	Total Carga (MVA)
TGF	0,05 MVA	0.05
HOTEL LAGUNA DEL ESTE II	2 x 0,5 MVA	1
HOTEL LAGUNA DEL ESTE III	4 x 0,4, 1,25 y 0,5 MVA	3.35
DUNAS V	3x0,4+0,5+1,25 MVA	2.95
ETECSA	3 x 0,075 MVA	0.225
HOTEL PIEDRA MOVIDA	4 x 0,5 y 1,25 MVA	3.25
PUEBLO ESTRELLA 1	0,5 MVA	0.5
PUEBLO ESTRELLA 2	0,5 MVA	0.5
HOTEL PLANTA REAL	2 x 0,5 MVA	1
Casa de Negocio	3x0.075 MVA	0.225

Tabla IV.5 Distribución de la carga en Q24.

ANEXO V. SECUENCIA DE EVENTOS PARA LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE FALLA DE INTERRUPTOR.



Figura V.1: Coordinación protección principal y protección falla de interruptor.

Para determinar la coordinación con la protección de falla de interruptor se debe considerar la secuencia de eventos que se muestra a continuación:

- 1. Al producirse una falla se inicia la actuación de la protección principal que tiene un tiempo de actuación mínimo (tR), sin ningún retraso adicional, que termina dando una orden de apertura al interruptor
- 2. La falla se extingue después de la operación de apertura de la corriente de falla por parte del interruptor que tiene un tiempo de operación (t52).
- 3. Si la falla no se extingue, la protección de falla de interruptor debe actuar en su primera etapa para efectuar una reiteración del disparo a ambas bobinas del interruptor, para lo cual se debe considerar un margen previo. En este margen se debe incluir el tiempo de reposición del relevador (tr) más un adicional (tM) y el tiempo del relevador auxiliar (tX) que envía la reiteración de apertura al interruptor.
- 4. Si la falla no es extinguida en esta primera etapa de la protección de falla de interruptor, se inicia la segunda etapa para efectuar la apertura de todos los interruptores vecinos que deben despejar la falla. Nuevamente es necesario considerar un margen que incluya la reposición de la protección (tr), un tiempo adicional (tM) y el tiempo de los relevadores auxiliares de disparo (tX).
- 5. La falla será extinguida por la protección de falla de interruptor después del tiempo de la apertura de los interruptores no fallados (t52).[26]

ANEXO VI. NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN LAS BARRAS PARA LA VARIANTE DE OPERACIÓN 1

Tabla VI.1 Circuito Q14 Dunas Punta Madruguilla 1 (Máxima Generación).

Nombre	MVA 3f	MVA 2f-T	MVA 2f	MVA 1f
HPta-Madrug	88.70	103.80	83.95	92.18
Tr-HPta-Mad	19.26	20.39	16.98	21.01
Casa_Criolla	105.91	135.65	103.22	124.56
Tr-Casa_Crio	2.40	2.41	2.08	2.42
Spa_Chten	106.49	137.62	104.01	126.49
Tr-Spa_Chter	4.69	4.74	4.08	4.78
CamPrinc-HD	99.59	122.74	95,95	108.20
T1-CamPrinc	17.41	18.18	15.33	18.69
T2-CamPrinc	17.71	18.50	15.60	19.03
Peblo_Duna:	66.44	69.56	60.15	52.43
Tr-Pueb_Dur	11.97	12.69	10.48	12.78
Hsol	99.81	121.75	95.84	107.99
Tr-HSOI	16.86	17.63	14.83	18.05
HMelia	103.23	129.11	99.93	116.69
T1-HMelia	16.95	17.65	14.91	18.12
T2-HMelia	16.95	17.65	14.91	18.12
Ptr	106.11	134.96	103.21	124.78
Tr-PTR	6.04	6.11	5.26	6.17
Blogem3	107.51	139.70	105.16	129.67
Tr-BLogem3	14.85	15.30	13.05	15.71
blogem4	107.51	139.69	105.16	129.67
Tr-Blogem42	17.65	18.29	15.55	18.87
Rebomb1	108.00	140.61	105.71	130.95
T-Rebmb1	21.87	22.99	19.32	23.74
Ranch-Playa	105.67	135.56	103.01	124.29
Tr-Ranch	17.90	18.59	15.77	19.18

Nombre	MVA 3f	MVA 2f-T	MVA 2f	MVA 1f
Cam1-HEnse	83.25	92.46	77.74	73.79
Tr-Cam1-Ens	7.59	7.79	6.62	7.85
Cam2-HEnse	82.72	91.69	77.17	73.02
Tr-Cam2-Ens	7.58	7.79	6.61	7.85
Cam-Princ-Er	81.25	89.56	75.61	70.85
Cam3-Ens	82.24	91.00	76.66	72.29
Cam4-Ens	81.72	90.26	76.12	71.56
Cam5-Ens	80.72	88.82	75.06	70.12
Cam6-Ens	68.48	72.30	62.46	54.56
Cam7-Ens	82.43	91.34	76.89	72.57
Cam8-Ens	81.70	90.24	76.10	71.54
T-CamPric-Er	16.29	17.31	14.33	17.62
T-Cam3-Ens	7.58	7.79	6.61	7.85
T-Cam4-Ens	10.70	11.10	9.36	11.25
T-Cam5-Ens	10.68	11.09	9.34	11.24
T-Cam6-Ens	10.48	10.98	9.16	11.09
T-Cam7-Ens	7.58	7.78	6.61	7.85
T-Cam8-Ens	7.58	7.78	6.61	7.85
Delfinario	75.14	80.63	69.21	61.22
Tr-Delfin	6.45	6.61	5.62	6.66
Servicentro	50.88	50.74	45.42	34.35
Tr-Servicent	2.58	2.62	2.24	2.63
Aerop	52.02	51.85	46.44	35.60
Tr-Aerop	2.72	2.76	2.36	2.77
H-LBruj-Marir	39.83	38.60	35.10	27.18
Tr-LBruj-Marii	4.27	4.43	3.71	4.42

Tabla VI.2 Circuito Q17 Sur-Oeste 2 (Máxima Generación).

Nombre	MVA 3f	MVA 2f-T	MVA 2f	MVA 1f
Almacenes	117.71	158.29	117.03	167.69
Tr-Cam3	5.91	5.15	5.15	0.00
Rebombeo2	115.90	156.78	114.89	161.80
Tr-Rebomb2	3.31	3.33	2.87	3.34
Geisel	115.36	156.21	114.25	160.09
Tr-Geisel	2.58	2.24	2.24	0.00
Base-Apoyo-	115.36	156.21	114.25	160.09
Tr-BA-4	6.63	6.72	5.78	6.79
Tr-Motelera	2.40	2.41	2.09	2.42
Motelera-Gav	114.70	155.26	113.46	157.91
BA-5y6	116.61	157.56	115.77	164.32
Tr-BA-5y6	10.67	10.90	9.34	11.07
B-Transg	112.05	150.32	110.26	149.03
Tr-BTrnsg	2.40	2.41	2.08	2.42
Copextel	112.85	151.96	111.23	151.69
Tr-Copextel	6.92	7.01	6.03	7.09
Polocia	115.34	156.19	114.24	160.07
Tr-Policia	4.32	4.35	3.76	4.38
Clin-Internc-C	116.60	157.54	115.75	164.30
Clin-Internac	115.58	156.50	114.53	160.91
Tr-Clin-Intern	6.50	6.58	5.66	6.64
Tr-Plta-Prefb	9.07	9.24	7.92	9.36
Cm1-Albergu	116.27	157.01	115.25	162.55
Tr1-ALbergue	12.24	10.71	10.71	0.00
Tr5-Albergue	10.19	8.90	8.91	0.00
Cm5-Carp,As	118.25	158.35	117.70	169.59
Tr-Carpinteria	8.44	8.59	7.36	8.67
Tr-Asoc-Tran	8.44	8.59	7.36	8.67
Cm4-Bachipla	116.20	156.90	115.17	162.43
Tr-Cam4	8.13	7.09	7.09	0.00

Nombre	MVA 3f	MVA 2f-T	MVA 2f	MVA 1f
CamP-HEstre	88.77	104.13	84.03	85.33
T-CamP-Estre	24.61	26.67	21.82	27.54
Cam8-Est1-Z	92.73	111.43	88.49	93.47
Cam5-Est1-Z	89.88	106.13	85.28	87.51
Cam6-Est1-Z	93.27	112.48	89.12	94.61
Cam7-Est1-Z	93.27	112.48	89.12	94.61
Tr-Cam8-Est1	10.42	10.70	9.11	10.89
Tr-Cam5-Est1	10.38	10.68	9.08	10.86
Tr-Cam6-Est1	10.42	10.70	9.11	10.89
Tr-Cam7-Est1	10.42	10.70	9.11	10.89
Cam1-Est1-Z	87.07	101.18	82.14	82.20
Cam2-Est1-Z	92.13	110.30	87.82	92.14
Cam3-Est1-Z	93.25	112.46	89.09	94.59
Cam4-Est1-Z	93.25	112.46	89.09	94.59
Tr-Cam1-Est1	10.35	10.67	9.05	10.84
Tr-Cam2-Est1	10.41	10.69	9.10	10.88
Tr-Cam3-Est1	10.42	10.70	9.11	10.89
Tr-Cam4-Est1	10.42	10.70	9.11	10.89
Edif-Princ-Esl	85.45	98.70	80.52	78.66
Tr-EdfPrc-Es	24.64	26.82	21.85	27.70
Cam1-Est2-Z	85.44	98.69	80.51	78.65
Tr-Cam1-Est2	10.32	10.64	9.02	10.82
Cam2-Est2-Z	88.22	103.51	83.60	83.73
Tr-Cam2-Est2	10.36	10.66	9.06	10.85
Cam3-Est2-Z	87.68	102.56	83.00	82.71
Tr-Cam3-Est2	10.35	10.66	9.05	10.84
Cam4-Est2-Z	87.68	102.56	83.00	82.71
Tr-Cam4-Est2	10.35	10.66	9.05	10.84
Cam5-Est2-Z	78.35	87.38	72.82	67.39
Tr-Cam5-Est2	10.22	10.60	8.94	10.75
Cam6-Est2-Z	81.66	92.51	76.37	72.42
Tr-Cam6-Est2	10.27	10.62	8.98	10.78
Cam7-Est2-Z	80.63	90.89	75.26	70.83
Tr-Cam7-Est2	10.26	10.62	8.97	10.77
Cam8-Est2-Z	79.62	89.32	74.17	69.31
Tr-Cam8-Est2	10.24	10.61	8.95	10.76
PTR-Estrella	84.17	96.72	79.20	76.07
Tr-PTR-Estre	6.36	6.48	5.54	6.55
Cm2-LE1	65.34	69.78	59.82	48.56
Tr-Cm2-LE1	7.11	7.35	6.20	7.40

Tabla VI.4 Circuito Q20 Este 1 (Máxima Generación).

Nombre	MVA 3f	MVA 2f-T	MVA 2f	MVA 1f					
asa-Negoci	69.25	74.64	63.53	54.41					
Fr-Casa-Neg	2.55	2.21	2.21	0.00					
Guardafronte	64.58	68.58	58.92	48.49					
Tr-Guardafroi	2.54	2.57	2.21	2.58					
Cm2-LE2	60.55	63.69	55.09	43.16					
Fr-Cm2-LE2	7.07	7.32	6.16	7.37					
Cm1-LE1	65.34	69.78	59.82	48.56					
Fr-Cm1-LE1	0.00	0.00	0.00	0.00					
CP-LE3	52.66	54.16	47.47	35.27					
Tr-CP-LE3	15.78	17.44	13.87	17.64					
Cm2-LE3	51.65	52.95	46.48	34.46					
Tr-Cm2-LE3	8.00	8.39	6.98	8.46					
Cm1-LE3	52.66	54.16	47.46	35.27					
Tr-Cm1-LE3	6.97	7.26	6.07	7.30					
Cm3-LE3	52.66	54.16	47.46	35.27					
Tr-Cm3-LE3	8.02	8.40	7.00	8.47					
Cm4-LE3	51.65	52.94	46.48	34.46					
Fr-Cm4-LE3	8.00	8.39	6.98	8.46					
Cm5-LE3	50.66	51.77	45.52	33.69					
Fr-Cm5-LE3	7.99	8.38	6.97	8.45					
Etecsa	97.94	121.59	94.35	105.89					
Tr-Etecsa	5.01	4.36	4.36	0.00					
CmPrinc-HPN	80.10	90.17	74.77	69.59					
Tr-CmPrinc-P	16.50	17.53	14.51	17.88					
Cam3-HPMo [,]	80.10	90.17	74.77	69.59					
Tr-Cam3-PM(7.24	7.42	6.31	7.49					
Cam4-HPMo [,]	80.10	90.17	74.77	69.59					
Tr-Cam4-PMo	7.24	7.42	6.31	7.49					
Cam1-HPMo [.]	80.10	90.17	74.77	69.59					
Tr-Cam1-PM(7.24	7.42	6.31	7.49					
Cam2-HPMo [,]	80.10	90.17	74.77	69.59					
Tr-Cam2-PM	7.24	7.42	6.31	7.49					
CmPueb2-Es	84.08	96.40	79.01	76.30					
Tr-Pueb2-Est	7.26	7.44	6.34	7.51					
CmPueb1-Es	84.08	96.40	79.01	76.30					
Tr-Pueb1-Est	7.26	7.44	6.34	7.51					
Cm1-HPltRea	85.02	97.97	80.04	77.91	Cam2-D5	103.09	131.66	99.98	120.36
Tr-Cam1-PltR	7.27	7.44	6.34	7.51	Cam3-D5	103.08	131.64	99.97	120.3
Cm2-HPltRea	85.02	97.97	80.04	77.91	T-CamPrinc-E	18.08	18.94	15.94	19.4
Tr-Cm2-PltRe	7.27	7.44	6.34	7.51	T-Cam1-D5	8.60	8.76	7.51	8.8
Cam4-D5	103.11	131.68	100.01	120.38	T-Cam2-D5	8.60	8.76	7.51	8.89
Cam5-D5	103.10	131.67	99.99	120.37	T-Cam3-D5	10.54	10.77	9.21	10.97
Cam-Princ-D [§]	100.57	126.05	97.02	113.41	T-Cam4-D5	8 43	8.58	7.36	8.70

Tabla VI.5 Circuito Q24 Este 3 (Máxima Generación).

8.70

Nombre	MVA 3f	MVA 2f-T	MVA 2f	MVA 1f
Ptr	42.56	64.77	38.87	59.52
Tr-PTR	5.69	5.87	4.95	5.96
Hsol	41.73	61.85	38.05	56.57
Tr-HSOI	13.89	15.05	12.18	15.73
HMelia	42.15	63.41	38.47	58.08
T1-HMelia	13.95	15.14	12.22	15.77
T2-HMelia	13.95	15.14	12.22	15.77
Rebomb1	42.73	65.48	39.06	60.24
T-Rebmb1	17.10	19.30	15.03	19.85
CamPrinc-HD	41.56	61.57	37.89	56.25
Ranch-Playa	42.41	64.46	38.73	59.15
T1-CamPrinc	14.26	15.54	12.50	16.20
T2-CamPrinc	14.45	15.79	12.67	16.45
Tr-Ranch	14.57	15.94	12.78	16.56
Blogem3	42.66	65.26	38.98	60.01
Tr-BLogem3	12.53	13.49	10.96	13.95
Spa_Chten	42.51	64.81	38.83	59.46
Tr-Spa_Chter	4.49	4.60	3.90	4.66
Peblo_Duna:	36.10	45.23	32.51	39.49
Tr-Pueb_Dur	10.48	11.28	9.15	11.65
Casa_Criolla	42.46	64.57	38.78	59.26
Tr-Casa_Crio	2.37	2.39	2.05	2.41
HPta-Madrug	39.80	56.01	36.17	51.98
Tr-HPta-Mad	15.47	17.11	13.58	17.90
blogem4	42.66	65.26	38.98	60.01
Tr-Blogem42	14.41	15.74	12.63	16.33

Tabla VI.6 Circuito Q14 Dunas Punta Madruguilla 1 (Mínima Generación).

Nombre	MVA 3f	MVA 2f-T	MVA 2f	MVA 1f
H-LBruj-Marir	28.01	30.58	24.84	24.15
Tr-LBruj-Marii	4.11	4.29	3.57	4.32
Aerop	32.07	36.72	28.67	29.81
Tr-Aerop	2.67	2.72	2.32	2.75
Servicentro	31.62	36.05	28.26	28.99
Tr-Servicent	2.54	2.59	2.21	2.61
Cam-Princ-Er	38.72	51.41	35.09	46.33
T-CamPric-Er	13.53	14.73	11.85	15.41
Cam3-Ens	38.89	51.87	35.26	46.81
Cam4-Ens	38.80	51.63	35.17	46.57
Cam5-Ens	38.62	51.17	35.00	46.08
Cam6-Ens	36.23	45.47	32.66	39.93
Cam7-Ens	38.91	51.94	35.28	46.89
Cam8-Ens	38.79	51.63	35.17	46.56
T-Cam3-Ens	6.99	7.26	6.08	7.44
T-Cam4-Ens	9.50	10.00	8.29	10.38
T-Cam5-Ens	9.49	9.99	8.28	10.37
T-Cam6-Ens	9.34	9.92	8.14	10.25
T-Cam7-Ens	6.99	7.26	6.08	7.45
T-Cam8-Ens	6.98	7.26	6.08	7.44
Cam1-HEnse	39.06	52.33	35.43	47.31
Tr-Cam1-Ens	6.99	7.27	6.08	7.45
Cam2-HEnse	38.97	52.09	35.34	47.06
Tr-Cam2-Ens	6.99	7.26	6.08	7.45
Delfinario	37.61	48.27	34.01	42.80
Tr-Delfin	6.04	6.24	5.25	6.39

Tabla VI.7 Circuito Q17 Sur-Oeste 2(Mínima Generación).

Nombre	MVA 3f	MVA 2f-T	MVA 2f	MVA 1f
Cm1-Albergu	43.89	68.17	40.19	64.85
Tr1-ALbergue	10.70	9.34	9.34	0.00
Almacenes	44.06	67.98	40.37	65.44
Tr-Cam3	5.58	4.85	4.85	0.00
Cm4-Bachipla	43.88	68.15	40.18	64.83
Tr-Cam4	7.49	6.52	6.52	0.00
Cm5-Carp,As	44.13	67.84	40.43	65.66
Tr-Carpinteria	7.71	8.06	6.71	8.18
Tr-Asoc-Tran	7.71	8.06	6.71	8.18
Rebombeo2	43.82	67.94	40.13	64.68
Tr-Rebomb2	3.23	3.29	2.80	3.31
Geisel	43.75	67.92	40.06	64.46
Tr-Geisel	2.54	2.20	2.20	0.00
Base-Apoyo-	43.75	67.92	40.06	64.46
Tr-BA-4	6.19	6.40	5.39	6.50
Tr-Motelera	2.37	2.40	2.06	2.41
Motelera-Gav	43.67	67.90	39.98	64.19
BA-5y6	43.91	67.87	40.22	64.97
Tr-BA-5y6	9.47	10.00	8.26	10.22
B-Transg	43.33	67.54	39.64	63.08
Tr-BTrnsg	2.37	2.40	2.05	2.41
Copextel	43.43	67.68	39.74	63.41
Tr-Copextel	6.43	6.66	5.60	6.77
Polocia	43.75	67.92	40.06	64.45
Tr-Policia	4.15	4.24	3.61	4.29
Clin-Interno-C	43.91	67.87	40.22	64.97
Clin-Internac	43.78	67.91	40.09	64.55
Tr-Clin-Intern	6.07	6.27	5.28	6.37
Tr-Plta-Prefb	8.21	8.60	7.16	8.77
Tr5-Albergue	9.13	7.96	7.96	0.00

Tabla VI.8 Circuito Q19 Base de Apoyo 2 (Mínima Generación).

Nombre	MVA 3f	MVA 2f-T	MVA 2f	MVA 1f
CamP-HEstre	39.80	56.23	36.17	50.83
T-CamP-Estre	18.60	21.03	16.39	22.27
Cam8-Est1-Z	40.39	58.29	36.75	52.83
Cam5-Est1-Z	39.97	56.80	36.33	51.39
Cam6-Est1-Z	40.47	58.57	36.83	53.09
Cam7-Est1-Z	40.47	58.57	36.83	53.09
Tr-Cam8-Est1	9.27	9.78	8.09	10.07
Tr-Cam5-Est1	9.25	9.74	8.06	10.05
Tr-Cam6-Est1	9.28	9.78	8.09	10.07
Tr-Cam7-Est1	9.28	9.78	8.09	10.07
Cam1-Est1-Z	39.53	55.37	35.91	49.99
Cam2-Est1-Z	40.30	57.97	36.66	52.52
Cam3-Est1-Z	40.47	58.56	36.83	53.08
Cam4-Est1-Z	40.47	58.56	36.83	53.08
Tr-Cam1-Est1	9.22	9.71	8.04	10.03
Tr-Cam2-Est1	9.27	9.77	8.08	10.07
Tr-Cam3-Est1	9.28	9.78	8.09	10.07
Tr-Cam4-Est1	9.28	9.78	8.09	10.07
Edif-Princ-Esl	39.19	54.26	35.57	48.82
Tr-EdfPrc-Esl	18.62	21.15	16.41	22.38
Cam1-Est2-Z	39.19	54.26	35.57	48.82
Tr-Cam1-Est2	9.20	9.69	8.02	10.01
Cam2-Est2-Z	39.62	55.69	36.00	50.23
Tr-Cam2-Est2	9.23	9.73	8.05	10.03
Cam3-Est2-Z	39.54	55.41	35.92	49.96
Tr-Cam3-Est2	9.22	9.72	8.04	10.03
Cam4-Est2-Z	39.54	55.41	35.92	49.96
Tr-Cam4-Est2	9.22	9.72	8.04	10.03
Cam5-Est2-Z	38.00	50.72	34.40	45.21
Tr-Cam5-Est2	9.13	9.60	7.96	9.96
Cam6-Est2-Z	38.57	52.37	34.96	46.91
Tr-Cam6-Est2	9.16	9.64	7.99	9.98
Cam7-Est2-Z	38.39	51.86	34.79	46.39
Tr-Cam7-Est2	9.15	9.63	7.98	9.97
Cam8-Est2-Z	38.22	51.37	34.62	45.88
Tr-Cam8-Est2	9.14	9.61	7.97	9.97
PTR-Estrella	38.92	53.45	35.32	47.95
Tr-PTR-Estre	5.96	6.15	5.18	6.29
Cm2-LE1	34.97	43.31	31.49	36.86
Tr-Cm2-LE1	6.59	6.89	5.74	7.05

Tabla VI.9 Circuito Q20 Este 1(Mínima Generación).

Nombre	MVA 3f	MVA 2f-T	MVA 2f	MVA 1f					
am4-D5	42.05	64.06	38.38	58.58					
am5-D5	42.05	64.06	38.38	58.58					
Cam-Princ-DS	41.71	62.86	38.04	57.39					
Cam2-D5	42.05	64.05	38.38	58.57					
Cam3-D5	42.05	64.05	38.38	58.57					
[-CamPrinc-[14.68	15.99	12.87	16.74					
F-Cam1-D5	7.83	8.17	6.82	8.36					
T-Cam2-D5	7.83	8.17	6.82	8.36					
T-Cam3-D5	9.36	9.87	8.17	10.14					
T-Cam4-D5	7.69	8.02	6.70	8.20					
Etecsa	41.20	61.16	37.55	55.60					
Tr-Etecsa	4.78	4.15	4.15	0.00					
CmPrinc-HPN	38.25	51.42	34.65	45.89					
Tr-CmPrinc-P	13.65	14.91	11.96	15.59					
Cam3-HPMo	38.25	51.42	34.65	45.89					
Tr-Cam3-PMo	6.70	6.95	5.83	7.13	1				
Cam4-HPMo [.]	38.25	51.42	34.65	45.89					
Tr-Cam4-PMo	6.70	6.95	5.83	7.13					
Cam1-HPMo [.]	38.25	51.42	34.65	45.89					
Tr-Cam1-PMo	6.70	6.95	5.83	7.13					
Cam2-HPMo [.]	38.25	51.42	34.65	45.89					
Tr-Cam2-PM	6.70	6.95	5.83	7.13					
CmPueb2-Es	38.97	53.57	35.36	48.12					
Tr-Pueb2-Est	6.72	6.96	5.85	7.14					
CmPueb1-Es	38.97	53.57	35.36	48.12					
Tr-Pueb1-Est	6.72	6.96	5.85	7.14					
Cm1-HPltRea	39.12	54.04	35.50	48.60					
Tr-Cam1-PltR	6.72	6.96	5.85	7.15					
Cm2-HPltRea	39.12	54.04	35.50	48.60					
Tr-Cm2-PltRe	6.72	6.97	5.85	7.15					
Casa-Negoci	36.07	45.82	32.54	39.85					
Tr-Casa-Neg	2.51	2.18	2.18	0.00					
Guardafronte	34.94	43.26	31.45	36.95					
Tr-Guardafroi	2.50	2.54	2.17	2.56					
Cm1-LE1	34.97	43.31	31.49	36.86					
Tr-Cm1-LE1	0.00	0.00	0.00	0.00					
Cm2-LE2	33.75	40.80	30.32	34.01	Tr-Cm2-LE3	7.35	7.78	6.40	7.9
Tr-Cm2-LE2	6.55	6.87	5.70	7.02	Cm3-LE3	31.49	36.62	28.18	29.3
CP-LE3	31.49	36.63	28.19	29.33	Tr-Cm3-LE3	7.36	7.79	6.41	8.0
Tr-CP-LE3	13.20	14.93	11.56	15.43	Cm4-LE3	31.21	36.13	27.91	28.8
Cm1-LE3	31.49	36.62	28.18	29.33	Tr-Cm4-LE3	7.35	7.78	6.40	7.9
Tr-Cm1-LE3	6.47	6.82	5.63	6.96	Cm5-LE3	30.93	35.66	27.64	28.3
Cm2-LE3	31.21	36.14	27.92	28.84	Tr-Cm5-LE3	7.34	7.78	6.39	7.98
		1			-				

Tabla VI.10 Circuito Q24 Este 3 (Mínima Generación).

ANEXO VII. AJUSTE DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE

Tabla VII.1 Ajuste de las protecciones de los alimentadores para la variante 1 (completa).

						Alime	entadores				
		Q	14	Q	17	Q	19	Q	20		Q24
I carga (A	.)	395.57		237.42		164.4		549.32		545.97	
тс		600/5		300/5		300/5		600/5		600/5	
Coo Nogotivo	lap (1rio)(A)	33		36		54		87		54	
Sec. Negativa	Tiempo	0.5		0.5	0.5			0.5		0.5	
TIPO		Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra
	lap (1rio)(A)	593.35	120	356.14	60	246.6	60	823.98	120	818.96	120
	lap (2rio)(A)	4.94	1	5.94	1	4.11	1	6.87	1	6.82	1
IDMT (hacia adelante)	Curva	MI (IEEE)	MI (IEEE)								
	TD	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
	Sensibilidad	Sí	No	Sí							
	lap (1rio)(A)	1186.71	120	712.27	60	493.2	60	1647.96	120	1637.92	120
DT (basia adalanta)	lap (2rio)(A)	9.89	1	11.87	1	8.22	1	13.73	1	13.65	1
Di (nacia adelante)	Tiempo (s)	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
	Sensibilidad	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Sí	No	Sí
	lap (1rio)(A)	1141.25	2043.75	847.5	1038.75	638.75	7867.5	1272.5	1755	845	1203.75
Instantáneo	lap (A)	9.51	17.03	14.13	17.31	10.65	131.13	10.6	14.63	7.04	10.03
	Tiempo(s)	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05

					Alimen	tadores			
		Q	14	Q	15	Q	16	Q17	
I carga (A))	197.89		197.68		209.18		10.46	
тс		300/5		300/5		300/5		300/5	
See Negativa	lap (1rio)(A)	50		83		103		36	
Sec. Negativa	Tiempo	0.5		0.5	0.5			0.5	
TIPO		Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra
	lap (1rio)(A)	296.83	60	296.52	60	313.78	60	15.69	60
	lap (2rio)(A)	4.95	1	4.94	1	5.23	1	0.26	1
IDMT (hacia adelante)	Curva	MI (IEEE)							
,	TD	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500
	Sensibilidad	Sí							
	lap (1rio)(A)	593.67	60	593.04	60	627.55	60	31.38	60
DT (basia adalanta)	lap (2rio)(A)	9.89	1	9.88	1	10.46	1	0.52	1
	Tiempo (s)	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
	Sensibilidad	Sí							
	lap (1rio)(A)	925	1916.25	1141.25	3243.75	847.5	2107.5	332.5	1038.75
Instantáneo	lap (A)	15.42	31.94	19.02	54.06	14.13	35.13	5.54	17.31
	Tiempo(s)	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05

Tabla VII.2(a) Ajuste de las protecciones de los alimentadores para la variante 2.

						Alimer	ntadores				
		C	218	Q	19	Q	20	Q	23	Q	24
I carga (A	I carga (A) 82.11			82.29		438.24		214.41		442.64	
тс		300/5		300/5		600/5		300/5		600/5	
Sec. Negativa	lap (1rio)(A)	54		46		106		54		92	
	Tiempo	0.5		0.5		0.5		0.5		0.5	
ΤΙΡΟ		Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra
	lap (1rio)(A)	123.16	60	123.44	60	657.36	120	321.62	60	663.95	120
IDMT (hacia	lap (2rio)(A)	1.37	1	2.06	1	5.48	1	5.36	1	5.53	1
adelante)	Curva	MI (IEEE)	MI (IEEE)								
	TD	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500	0.5500
	Sensibilidad	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
	lap (1rio)(A)	246.32	60	246.88	60	1314.73	120	643.24	60	1327.91	120
DT (hacia adelante)	lap (2rio)(A)	4.11	1	4.11	1	10.96	1	10.72	1	11.07	1
	Tiempo (s)	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
	Sensibilidad	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Sí	Sí	Sí	No	Sí
	lap (1rio)(A)	555	7867.5	640	8463.75	1271.25	2647.5	828.75	1335	1275	2793.75
Instantáneo	lap (A)	9.25	131.13	10.67	141.06	10.59	22.06	13.81	22.25	10.63	23.28
	Tiempo(s)	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05

Tabla VII.2 (b) Ajuste de las protecciones de los alimentadores para la variante 2.

						Alimen	tadores				
		Q	14	Q	16	Q	18	Q	20	Q	23
I carga (A))	395.57		237.42		164.4	880.88			214.41	
тс		600/5		300/5		300/5		600/5		300/5	
Cae Nagativa	lap (1rio)(A)	33	33			54		106		54	
Sec. Negativa	Tiempo	0.5		0.5	0.5			0.5		0.5	
TIPO		Fase	Tierra								
	lap (1rio)(A)	593.35	120	356.14	60	246.6	60	1321.32	120	321.62	60
	lap (2rio)(A)	4.94	1	5.94	1	2.74	1	11.01	1	5.36	1
IDMT (hacia adelante)	Curva	MI (IEEE)									
	TD	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
	Sensibilidad	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Sí	Sí	Sí
	lap (1rio)(A)	1186.71	120	712.27	60	493.2	60	2642.63	120	643.24	60
DT (basis adalanta)	lap (2rio)(A)	9.89	1	11.87	1	8.22	1	22.02	1	10.72	1
DT (nacia adelante)	Tiempo (s)	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
	Sensibilidad	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Sí	Sí	Sí
	lap (1rio)(A)	1141.25	2043.75	845	712.5	638.75	7867.5	1272.5	2583.75	828.75	1335
Instantáneo	lap (A)	9.51	17.03	14.08	11.88	10.65	131.13	10.6	21.53	13.81	22.25
	Tiempo(s)	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05

Tabla VII.3 Ajuste de las protecciones de los alimentadores para la variante 3

l máx carga (A)		1141.84			
тс		2000/5			
Sec. Negativa	lap (1rio)(A)	14			
	Tiempo (s)	0.65			
ΤΙΡΟ		Fase	Tierra		
	lap (1rio)(A)	1712.75	400		
IDMT (bacia adelante)	lap (2rio)(A)	4.28	1		
	Curva	MI (IEEE)	MI (IEEE)		
	TD	0.0041	0.1875		
	Sensibilidad	No	No		
	lap (1rio)(A)	3568.24	400		
DT (hacia adelante)	lap (2rio)(A)	8.92	1		
	Tiempo (s)	0,55	0,55		
	Sensibilidad	No	No		

Tabla VII.4 Ajuste del enlace para la variante 2.

				В	aterías		
		Ну	vundai	I	MAN	N	ITU
l carga por 13,8 kV (A)	355.95		405.82	405.82		
TC		400/5		600/5	600/5		
TIPO		Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra
	lap (1rio)(A)	533.42	80	608.73		1255.11	160
	lap (2rio)(A)	6.67	1	5.07		7.84	1
IDMT (hacia adelante)	Curva	MI (IEEE)	MI (IEEE)	MI (IEEE)	No coordina	MI (IEEE)	MI (IEEE)
	TD	0.0772	0.8840	0.3200		0.0883	1.1558
	Sensibilidad	No	Sí	No		No conect.	No conect.
	lap (1rio)(A)	1112.34	80	1268.18	120	2614.81	160
DT (basia adalanta) (Das aiustas)	lap (2rio)(A)	13.9	1	10.57	1	16.34	1
DT (nacia adelante) (Dos ajustes)	Tiempo (s)	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
	Sensibilidad	No	Sí	No	Sí	No conect.	No conect.
	lap (1rio)(A)	533.42	80	608.73	120	1255.11	160
	lap (2rio)(A)	6.67	1	5.07	1	7.84	1
IDMT (hacia atrás)	Curva	MI (IEEE)	MI (IEEE)	MI (IEEE)	MI (IEEE)	MI (IEEE)	MI (IEEE)
	TD	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
	Sensibilidad	Sí	Sí	No	Sí	No	Sí

Tabla VII.5 Ajuste de los generadores para variante 2.

				В	aterías		
		Hy	vundai	I	MAN	N	ITU
l carga por 13,8 kV (A)	355.95		405.82	405.82		
TC		400/5		600/5		800/5	
TIPO		Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra
	lap (1rio)(A)	533.42	80	608.73		1255.11	160
	lap (2rio)(A)	6.67	1	5.07		7.84	1
IDMT (hacia adelante)	Curva	MI (IEEE)	MI (IEEE)	MI (IEEE)	No coordina	MI (IEEE)	MI (IEEE)
	TD	0.114	0.6206	0.4684		0.1309	0.8057
	Sensibilidad	No	Sí	No		No conect.	No conect.
	lap (1rio)(A)	1112.34	80	1268.18	120	2614.81	160
DT (basia adalanta) (Das aiustas)	lap (2rio)(A)	13.9	1	10.57	1	16.34	1
DT (nacia adelante) (Dos ajustes)	Tiempo (s)	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
	Sensibilidad	No	Sí	No	Sí	No conect.	No conect.
	lap (1rio)(A)	533.42	80	608.73	120	1255.11	160
	lap (2rio)(A)	6.67	1	5.07	1	7.84	1
IDMT (hacia atrás)	Curva	MI (IEEE)	MI (IEEE)	MI (IEEE)	MI (IEEE)	MI (IEEE)	MI (IEEE)
	TD	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
	Sensibilidad	Sí	Sí	Sí	Sí	No conect.	Sí

Tabla VII.6 Ajuste de los generadores para variante 3.



ANEXO VIII. CURVAS DE COORDINACIÓN (VARIANTE 1)

Figura VIII.1 Coordinación TI de tierra del Enlace con TI de tierra del Q20.



Figura VIII.2 Coordinación TI de tierra de batería Hyundai con TI de tierra del Enlace.



Figura VIII.2 Coordinación TI de tierra de batería MTU con TI de tierra del Enlace.

ANEXO IX. CURVAS DE COORDINACIÓN (VARIANTE 2)



Figura IX. 1 Coordinación TI de fase del Enlace con TI de fase de Q24.



Figura IX. 2 Coordinación TI de tierra del Enlace con TI de tierra de Q24.



Figura IX. 3 Coordinación TI de fase de batería Hyundai con TI de fase de Enlace.


Figura IX. 4 Coordinación TI de tierra de batería Hyundai con TI de tierra de Enlace.



Figura IX. 5 Coordinación TI de fase de batería MAN con TI de fase de Enlace.



Figura IX. 6 Coordinación TI de fase de batería MTU con TI de fase de Enlace.



Figura IX. 7 Coordinación TI de tierra de batería MTU con TI de tierra de Enlace.



ANEXO X. CURVAS DE COORDINACIÓN (VARIANTE 3)

Figura X. 1 Coordinación TI de fase de batería Hyundai con TI de fase de Q20.



Figura X. 2 Coordinación TI de tierra de batería Hyundai con TI de tierra de Q20.



Figura X. 3 Coordinación TI de fase de batería MAN con TI de fase de Q20.



Figura X. 4 Coordinación TI de fase de batería MAN con TI de fase de Q20.



Figura X. 5 Coordinación TI de tierra de batería MTU con TI de tierra de Q20.