



**TESIS PRESENTADA EN OPCIÓN AL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

**MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DE LA
SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE LA EMPRESA
COMANDANTE ERNESTO CHE GUEVARA**

**Jeff Murray
Wayne Du-Patrick Barnett**

**Instituto Superior Minero Metalúrgico
Facultad de Metalurgia Electromecánica
Departamento de Ingeniería Eléctrica**

Moa – 2006

Declaración de Autoridad

Los autores de este trabajo de tesis, Jeff Murray y Wayne Du-Patrick Barnett, certifican la propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa a hacer uso del mismo con la finalidad académica que estime conveniente.

.....
Jeff Murray

Autor

.....
Wayne Du-Patrick Barnett

Autor

.....
MSc. Iliana González Palau

Tutor



Agradecimientos

La realización de este Trabajo de Diploma y mi éxito profesional no fuese posible sin la contribución de algunas personas a quienes quisiera agradecer:

Primeramente, a Dios por haberme guiado continuamente en todo el periodo de mi vida.

De manera especial a mis padres los cuales han sido propulsores de mi educación. Muchísimas gracias por apoyarme siempre, tanto en los malos tiempos como en los buenos. Les amo siempre.

A toda mi familia la cual me ha apoyado y ha confiado en mí especialmente a mis hermanos Egbert, Kervin y Jervaughn (mis soldados hasta la muerte) y mis tías Linda y Daphine.

A mi novia Anika por su amor, atención y devoción. Este trabajo no podría haber terminado sin sus ideas ingeniosas. Yo aprecio mucho las noches en que se quedaba despierta solo por hacerme compañía, mientras yo trabajaba. Muchas gracias por ser mi fuerza durante este periodo difícil.

Un agradecimiento especial a Lynch, Burgins, Narrin, Derick, Joseph, Rodriguez, Ali, Euan, Clinton, Squady y Neil.

A todos mis amigos, compañeros del aula y el colectivo de extranjeros especialmente: Dutty Water Crew (Kerwin, Jared, Evert, Rhondell, Alanzo, Odian, Josette), Wayne, Kemp, Otis, Hortnel, Marcus, George, Felix, Delroy, Moses, Ray, Charlie, Gaston, Broderick, Mandela, Oketo, Kenroy, Samson, Tendai, Richard, Mohammed, Harmel, Luis, Fadiga, los equipos ISMM y La Cujae.

A Giovani por su ayuda y dedicación para que este trabajo fuese posible.

A los compañeros de la empresa Ernesto Che Guevara, especialmente Ing. Juana I. Cala Álvarez y Rafael de la Cruz Labori por su desinteresada ayuda al haberme permitido realizar el presente trabajo y el acceso a la información técnica e investigativa.

Al departamento de Ingeniería Eléctrica especialmente todos mis profesores desde el primer año hasta quinto.

Al departamento de Metalurgia especialmente la profesora Beatriz.

Al departamento de Geología especialmente Dr. Roberto Díaz Martínez y MSc. Amparo Velásquez.

A Reynaldo Blanco Comas de la empresa de Aprovechamiento hidráulico de Moa.

Al gobierno de Dominica por haberme dado la oportunidad de realizarme como ingeniero eléctrico.

Va también mi agradecimiento al Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa y a la Revolución cubana por darme la posibilidad de formar parte de este país durante estos años y prepararme como un profesional capaz.

A todos, muchas gracias.

Jeff



La gratitud es uno de los sentimientos más hermosos, por eso quiero con este reconocimiento corresponder:

- ❖ A Dios por haberme guiado durante toda mi vida.
- ❖ De manera especial a los tutores Juana I Cala Álvarez y a Rafael de la Cruz Labori, que con tanto tensión cooperaron con nosotros.
- ❖ A todos las personas que posibilitaron la terminación de este trabajo.
- ❖ A todos los que de una forma u otra han dado su granito de arena en la realización de mi formación y me indicaron el camino para profundizar y seguir su ejemplo.

A todos, gracias.

Wayne

Dedicatoria

A mis padres, Hilward Murray y Merlyn Ino. Baptiste por la confianza que tienen hacia a mí y por los sacrificios interminables que han hecho; por lo que no existirá nada en el mundo que pueda pagar lo que usted han hecho por mí.

Mis hermanos Egbert, Kervin y Jervaughn los cuales están orgullosos de mí.

Mi novia Anika por ser una persona tan extraordinaria.

Jeff



Este trabajo va dedicado a:

*Dios por la posibilidad de formarme y haber hecho
realidad mis aspiraciones.*

*Mis padres, hermanos, amigos y mi novia Iaala por ser fuentes de
inspiración constante y haberme brindado la felicidad
de gran parte de mi vida.*

Wayne

*Up you mighty race;
you shall accomplish what you wish.*

Marcus Garvey

*Learning has no limits
nor boundaries*

Wane D. Barnett

RESUMEN

El trabajo presente titulado “Mejoramiento de la confiabilidad de la subestación principal de la empresa Comandante Ernesto Che Guevara”, tiene como objetivo principal identificar los equipos de mal funcionamiento y proponer soluciones para una operación confiable y óptima de la subestación.

El sitio se visitó para obtener una valoración visual del lugar de estudio, evaluar los equipos en cuestión y obtener información pertinente al trabajo realizado. Teniendo en cuenta los problemas de los equipos defectuosos y sus efectos, se realizó una amplia búsqueda bibliográfica de la temática para ampliarse el conocimiento de dichos componentes y la metodología para resolver estos problemas asociados con estos equipos.

Como resultado, las soluciones propuestas incluyen la sustitución de dichos componentes con equipos no sensibles a las condiciones que causaron su deterioro de operación, y de ahí, desconfianza de la subestación.



SUMMARY

The present work entitled “Improvement of the reliability of the principal substation of the Commandant Ernesto Che Guevara factory” has as its general objective to identify the defective equipments of the substation and to propose solutions in order to improve its reliability, as these equipments contribute to the substation being unreliable.

The site was visited to gain visual assessment of the place of study, to assess the equipments in question and to obtain information pertaining to the work carried out. Taking into consideration the problems of the defective equipments identified, bibliographic references were made to broaden our knowledge of the components and how to go about solving these problems associated with the equipments.

As a result, the proposed solutions include the replacement of the said components with equipments unsusceptible to the conditions that caused deterioration in their operation, and hence, unreliability of the substation.

TABLA DE CONTENIDO

<i>Agradecimientos</i>	<i>i</i>
<i>Dedicatoria</i>	<i>iv</i>
Resumen	vii
Summary	viii
Introducción General	1
<u>CAPÍTULO I: Aspectos generales de de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara</u>	4
I.1 Introducción	4
I.2 Aspectos generales de la empresa	4
I.3 Descripción del sistema de suministro de la empresa	6
I.4 La subestación principal alimentadora de 110 kV	11
I.5 Conclusión	17
<u>CAPÍTULO II: Análisis de la situación problemática de la subestación</u>	18
II.1 Introducción	18
II.2 Afectaciones de los componentes	19
II.3 Efectos de los componentes afectados	21
II.4 Soluciones propuestas	26
II.5 Conclusión	40
<u>CAPÍTULO III: Metodología para la selección de los componentes</u>	41
III.1 Introducción	41
III.2 Cálculo de corriente cortocircuito	41
III.3 Selección de los componentes de la subestación	47
III.4 Conclusión	65
<u>CAPÍTULO IV: Especificaciones de los componentes seleccionados</u>	66
IV.1 Introducción	66
IV.2 Selección de los componentes	66
IV.3 Conclusión	71
<u>CAPÍTULO V: Sistema de aterramiento propuesto de la subestación</u>	72
V.1 Introducción	72
V.2 Generalidades	72
V.3 Sistema de aterramiento actual de la subestación	78
V.4 Diseño propuesto de la expansión del sistema puesta a tierra	79
V.5 Cálculo del sistema de pararrayos	81
V.6 Conclusión	82



CAPÍTULO VI: Valoración técnico-económico del proyecto	83
VI.1 Introducción	83
VI.2 Generalidades	83
VI.3 Valoración económica de la nueva variante	84
VI.4 Conclusiones	90
Conclusiones y recomendaciones	91
Conclusiones generales	91
Recomendaciones	92
Bibliografía	93
Anexos	96
Índice de las figuras	96
Índice de las tablas	97

INTRODUCCIÓN GENERAL

En grandes sistemas modernos de potencia alterna, el sistema de transmisión y distribución tiene como función de entregar la mayoría de la potencia de las fuentes generadoras a los usuarios de los centros de carga.

Los sistemas de transmisión generalmente incluyen estaciones generadoras, transformadores elevadores, líneas de transmisiones interconectadas, estaciones conmutadoras y transformadores reductores.

El sistema de distribución incluye líneas o redes primarias, bancos de transformadores y líneas o redes secundarias que alimentan las cargas locales.

Como una parte integral de los sistemas de transmisión y distribución, la subestación funciona como un punto de conexión y conmutación para las fuentes generadoras, líneas de transmisión o subtransmisión, alimentadores de distribución, transformadores elevadores y reductores.

Una subestación es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos, que tiene la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica, permitiendo el control del flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico, para los equipos y el personal de operación y mantenimiento.

El objetivo principal en el diseño de una subestación es lograr máxima confiabilidad, flexibilidad y continuidad de servicio a menos costos de inversión que satisfacen los requerimientos del sistema [1].

En toda instalación industrial o comercial es indispensable el uso de la energía eléctrica, la continuidad de servicio y calidad de la energía consumida por los diferentes equipos, por esto, las subestaciones eléctricas son necesarias para lograr una mayor productividad.

Teniendo en cuenta la importancia de las subestaciones, se debe asegurar que funcionen a máxima capacidad de operación. Cuando no se alcance la demanda de los consumidores, o sea, la subestación no opera a su máxima capacidad como resultado de problemas causados por equipos obsoletos o inseguros etc.,



se recomienda su modernización, es decir, el reemplazo de los componentes del sistema. En este caso, se debe analizar todo el sistema teniendo en cuenta los requerimientos presentes y futuros. De esta forma es posible obtener una subestación más económica, flexible y confiable. El cambio deseado del sistema se puede hacer fácilmente y menos costoso. [2].

Problema

La desconfianza de la subestación principal de la empresa Comandante Ernesto Che Guevara (ECG) por razones de mal estado y funcionamiento de sus equipos.

Objeto de estudio

La subestación eléctrica principal de 110/10,5kV (Patio) de la empresa Comandante Ernesto Che Guevara.

Objetivo general

Identificar los equipos de mal funcionamiento y proponer soluciones para una operación confiable y óptima de la subestación principal de la ECG.

Objetivo específico

1. Analizar y/o evaluar los factores que provocan el mal funcionamiento de los equipos
2. Evaluar los efectos de los equipos defectuosos sobre la subestación principal de la ECG.
3. Proponer variantes razonables para reemplazar los equipos defectuosos.

Hipótesis

Si se conocen los factores que provocan el mal funcionamiento de los componentes y como se afecta la subestación principal, es posible brindar soluciones razonables para mejorar la confiabilidad de la subestación.

Para alcanzar los objetivos específicos propuestos se divide el trabajo en 6 capítulos.

Capítulo I

Brinda una breve descripción de la empresa con énfasis en la subestación principal (lugar de estudio). Además, describe los componentes principales en estudio, sus características, funcionamiento y aplicaciones.

Capítulo II

Se analizan los equipos principales de la subestación en mal estado y los factores que provocan sus afectaciones, así como los factores que influyen sobre la operación del sistema eléctrico de la empresa y el Sistema Electroenergético Nacional (SEN) en general. Se estudian las posibles variantes para reemplazar o sustituir los componentes defectuosos con el fin de seleccionar la variante más adecuada desde el punto de vista técnico-económico.

Capítulo III

Se describe la metodología para la selección de los diferentes equipos a sustituir en la subestación y los que se van introducir para protecciones y mediciones eléctricas.

Capítulo IV

Se especifican los datos de los equipos seleccionados.

Capítulo V

En este se hace un análisis sobre la necesidad de ampliar el sistema de aterramiento como resultado de la instalación de nuevos equipos, así como la comprobación del sistema de pararrayos.

Capítulo VI

El último capítulo es una evaluación técnico-económico del proyecto.



CAPÍTULO I

Aspectos generales de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara

- **Introducción**
- **Aspectos generales de la empresa**
- **Descripción del sistema de suministro de la empresa**
- **La subestación principal alimentadora de 110kV**
- **Conclusión**

I.1 Introducción

En cualquier país del mundo, el desarrollo económico-energético depende del incremento incesante de la energía eléctrica. Cada empresa industrial se encuentra en un estado de permanente desarrollo que implica, a su vez mayores consumos de energía eléctrica. El sistema de suministro eléctrico de dicha entidad deberá ser lo suficientemente flexible como para permitir el constante desarrollo de la tecnología, el crecimiento de la potencia de la empresa y el cambio de las condiciones de producción de esta.

I.2 Aspectos generales de la empresa

La empresa Comandante Ernesto Che Guevara es una de las entidades que está exigiendo desarrollo tecnológico, económico y electroenergético. La misma tiene como función principal producir níquel y cobalto. El área de construcción de esta fábrica se encuentra al norte del yacimiento mineral de Punta Gorda de la provincia de Holguín, en la costa norte del Océano Atlántico entre los ríos Moa y Yagrumaje a cuatro kilómetros de la ciudad de Moa y dos del pueblo de Punta Gorda. El puerto marítimo esta unos tres kilómetros al noroeste de la fábrica.

La empresa es una de los mayores contributarios a la economía nacional por consiguiente sus recursos indispensables deben priorizarse para garantizar la continuidad de la producción.

Está conformada por 19 departamentos y la estructura mostrada en la Figura I.1 expresa la forma de organización que existe en ella. Cada sección tiene su propia responsabilidad pero todo se trabaja como una sola unidad para elevar la imagen de la empresa.

Este trabajo de diploma se lleva a cabo en la subestación principal de 110kV del U. B planta termoenergética.

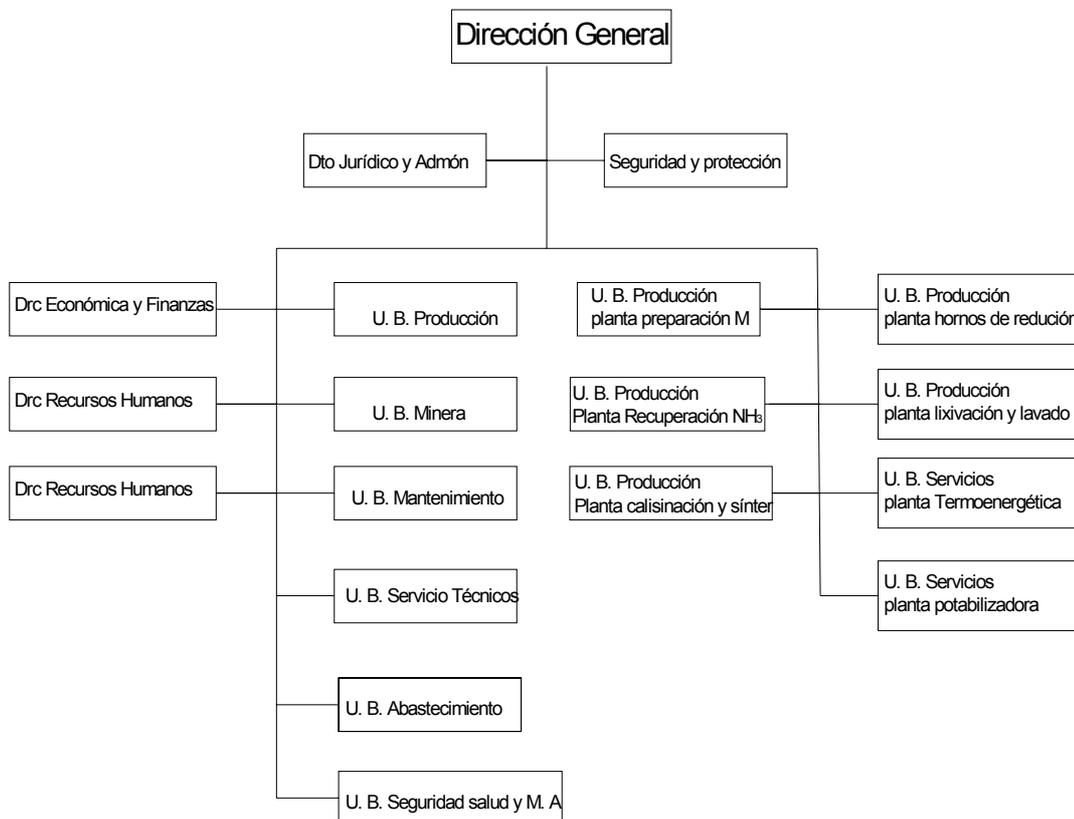


Figura I.1 Ubicación del U. B planta termoenergética dentro de la estructura organizativa de la empresa



I.3 Descripción del sistema de suministro de la empresa

El sistema de suministro eléctrico de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara se encuentra subdividido en cuatro secciones de barra (I-IV), con alimentación propia, mediante dos unidades generadoras de 12 MW cada una, las cuales están conectadas a la sección I y III respectivamente y posee a la vez dos enlaces permanentes con el Sistema Energético Nacional (SEN) a través de dos líneas provenientes de la subestación de Punta Gorda, y dos transformadores de 40 MVA ubicados en la misma, el enlace se realiza a una tensión de 10.5kV, sobre las barras II y IV respectivamente. La subestación de Punta Gorda recibe energía por una línea doble circuito de 220 kV (provenientes de Cueto y Felton) y brinda servicio por dos líneas simple circuito a 110 kV.

La subestación principal alimentadora de 110KV de la empresa Comandante Ernesto Che Guevara se encuentra ubicada en la termoeléctrica de la fábrica. Los transformadores que hacen posible la unión de la fábrica con el SEN se conocen en la industria como 1T y 2T, los mismos son de fabricación soviética del tipo TPDH- 40 000/110-76-T1. En régimen normal de operación estos transformadores se encuentran subcargados, ya que la potencia que consume la fábrica del SEN es muy pequeña (15 a 17 MW) en comparación con su potencia nominal (40MVA), esto debiera reflejarse en el SEN con un bajo factor de potencia, lo cual no ocurre debido a que los dispositivos de medir el mismo se encuentran ubicados en la parte de baja tensión, y la empresa utiliza dispositivos compensadores (motores sincrónicos sobreexcitado y generadores sincrónicos), por la parte de baja tensión lo cual provoca que el factor de potencia visto desde el SEN sea elevado (0.94). Sin embargo el de la empresa no es muy alto si es observado desde las plantas.

La empresa cuenta con un Dispositivo de Distribución Principal (DDP), el mismo tiene cuatro secciones de barras (I-IV) y fue detallado anteriormente. Cada sección de barra está enlazada entre sí a través de un reactor, incluyendo la sección I y IV, las cuales tienen un interruptor que brinda la posibilidad de estar enlazada o no, de modo que si está enlazada, se incrementará

considerablemente los niveles de cortocircuitos producto a las grandes corrientes que aportarían los motores sincrónicos y motores asíncrónicos de gran potencia conectados a la sección de barra IV.

El sistema está subdividido en cinco subestaciones distribuidoras (1RP...5RP), transformadores de uso de planta, transformadores de potenciales, etc. De las cinco subestaciones de distribución, la fundamental es la 1RP, la cual tiene instalados los equipos de mayor potencia e importancia del proceso productivo. Las subestaciones de distribución 3RP y 4RP están alimentadas directamente de la 2 RP.

La sección I del DDP se encuentra alimentada con 10.5 kV por el Turbo Generador nº1, a través de un interruptor de aceite ubicado en el armario 19. De dicha barra se alimentan las siguientes cargas:

- Subestación de distribución 1PII -1.
- Subestaciones transformadoras TP-7 y TP-20.
- Transformador 1T de la subestación de distribución 2PII.
- Transformadores de necesidades propias de plantas 21T y 41T.
- Salida de reserva.
- Enlace con la sección de barra dos mediante un reactor.
- Enlace con la sección de barra cuatro mediante otro reactor.

La sección II del DDP está alimentada con 10.5 KV por el 1T de 40 MVA. Se encuentran conectadas las siguientes cargas:

- Subestación de distribución 1RP-2.
- Subestaciones transformadoras TP-6(1T) y TP-8(1T).
- Subestación de distribución 5 RP-1.
- Transformador 2T de la distribución de distribución 2RP.
- Transformadores de uso de plantas 20T, 40Ty 80T.



- Enlace con la sección de barras tres mediante un reactor.

La sección III del DDP está alimentada con 10.5 kV por el Turbo Generador n°2, a través de un interruptor de aceite ubicado en el armario 67. A dicha barra se encuentran conectadas las siguientes cargas:

- La subestación de distribución 1RP-3.
- La subestación de distribución 5RP-2.
- Las subestaciones transformadoras TP-12(2T) y TP-14(2T).
- Transformadores de uso de plantas 81T, 42T y 22T.
- Las subestaciones transformadoras TP-6(2T) y TP-8(2T).
- Enlace con la sección de barra cuatro mediante un reactor.

La sección IV del DDP está alimentada con 10.5 KV por el transformador 2T de 40 MVA. Se encuentran conectadas las siguientes cargas:

- Subestación de distribución 1RP-4.
- Transformador 3T de la subestación de distribución 2RP.
- Subestaciones transformadoras TP-12(1T) y TP-14(1T).
- Transformadores de uso de plantas 23T y 82T.
- Línea que alimenta al CILA.

Las diferentes subestaciones de distribución están divididas en varias secciones de barras, las cuales se encuentran enlazadas mediante un interruptor normalmente abierto, preparado para una Conexión Automática de Reserva (CAR), que funciona para la ausencia de tensión en la alimentación ya sea provocado por una avería o una desconexión premeditada, a su vez permitiendo el paso de toda la carga de la barra desconectada a la barra adyacente.

La subestación de distribución 1RP es la más importante de la empresa, la misma se encuentra dividida en cuatro secciones de barras enlazadas de la manera siguiente: 1-2 y 3-4, mediante un CAR, alimentadas por un reactor limitador de corriente. De esta forma cada sección se encuentra conectada a la

misma sección de barra del DDP (sección 1 de la 1PII conectada a la sección 1 del DDP y así respectivamente).

Dentro de los principales consumidores conectados a la sección 1 de la 1RP encontramos varias subestaciones transformadoras como son: 1TP-15, 1TP-16, 1TP-1, 1TP-2, 1TP-7, 1TP-26 y 1TP-28, pero el mayor peso recae sobre los motores sincrónicos (compresores 25 y 31 de 1600 y 1700 kW respectivamente) ya que estos constituyen fuentes de energía durante un cortocircuito a demás de contribuir al mejoramiento del factor de potencia. En las secciones 2, 3 y 4 encontramos el resto de las subestaciones transformadoras alimentando uno u otro transformador teniendo en cuenta que estas tienen doble circuito con un CAR de enlace. Además del resto de los motores de gran potencia (compresores K500-1, K500-2, con una potencia de 2500kW, K20, 21, 22, 23 de 1600kW etc.).

La subestación 2RP está dividida en cuatro secciones de barras enlazadas mediante un CAR, la sección 1 con la 2 y la sección 2 con la 3. Las secciones de barras 1, 2 y 3 están conectadas al DDP en las secciones 1, 2 y 4 respectivamente, mediante tres transformadores reductores, con una tensión de entrada de 10.5 kV y una de salida de 6.3 kV. En esta subestación se encuentran conectadas las subestaciones de distribución 3RP y 4RP. La sección 1 de la 3RP y 4RP están alimentadas por la sección 1 de la 2RP y la sección 2 de ambas subestaciones se encuentran conectadas a la secciones 2 y 3 de la 2RP respectivamente, además de los principales motores de mediana potencia (6kV) los cuales están distribuidos por toda la fábrica. Dentro de estos se pueden encontrar los motores de la sección de molienda de 600 kW, los exhauster de la misma sección de molienda, dos pequeños compresores de 320 kW cada uno y algunas salidas de reservas.

Por último, la subestación de distribución 5RP, es la más pequeña que se conecta directamente al DDP y alimenta subestaciones transformadoras de 10.5 / 0.48 kV (ver figura 1.1 del anexo).



I.3.1 Cargas instalados en cada subestación

El fundamento de la solución racional del complicado conjunto de problemas técnico-económicos en la proyección del suministro eléctrico de la empresa estriba en la correcta determinación de las cargas eléctricas. La determinación de las cargas eléctricas es la primera etapa de la proyección de cualquier sistema de suministro eléctrico. Las magnitudes de las cargas eléctricas determinan la selección de todos los elementos e índices técnico-económicos del proyectado sistema de suministro.

La carga eléctrica caracteriza el consumo de energía eléctrica de receptores independientes, grupos de receptores en el taller, el taller y la empresa en su conjunto.

Para la proyección y explotación del sistema de suministro eléctrico de la empresa son fundamentales tres tipos de cargas: potencia activa (P), potencia reactiva (Q) y potencia aparente (S). Ya sabemos que la empresa se compone de cinco subestaciones 1RP...5RP. La tabla I.1 muestra las cargas totales instaladas en cada subestación y la tabla 1.1 del anexo muestra las cargas instaladas en las diferentes secciones de las subestaciones de la ECG.

Tabla I.1 La carga instalada en cada subestación

Subestación	Cargas instaladas		
	<i>P(kW)</i>	<i>Q(kVAR)</i>	<i>S(MVA)</i>
1RP	24 441.89	7534.187	20.73
2RP	6472.16	588.31	5.07
3RP	2267.77	2390.05	3.31
4RP	7623.29	- 230.1	5.07
5RP	2144.85	2085.84	2.99
Conjunto	42 949.96	12 368.287	37.17

Fuente {Empresa Cmdte. Ernesto Che Guevara}

I.4 Subestación principal alimentadora de 110kV

La subestación 110/10.5kV de la ECG es el enlace eléctrico entre el sistema electroenergético nacional (SEN) y la empresa ECG. Está situada a la intemperie, en la cual se localizan los transformadores de 40 MVA, que tiene como función transformar la alta tensión a los valores nominales, admisibles para el equipamiento que interviene en el proceso productivo de la empresa Ernesto Che Guevara.

A través de esta subestación la ECG utiliza la energía eléctrica para garantizar la producción de níquel mas cobalto, a pesar de que la ECG tiene generación propia instalada, este no es suficiente por lo que demanda del SEN 17 MW por horas. Esto significa que un fallo del suministro eléctrico de la subestación ocasionaría grandes pérdidas en el proceso productivo.

Por su función debe estar conformado por equipos de alta tensión que permitan transformar, proteger y tener facilidades de manipulación.

I.4.1 Equipos de la subestación principal alimentadora de 110kV

La subestación está conformada por los siguientes elementos:

1. Cuchilla Cortocircuitadora

El sistema consta de dos cuchillas de tierra monopolar *PT-1018-T* y *PT-1028-T* (figura 1.2 del anexo), son del tipo PHD (3)-2-110-630T1 soviéticas, con el objetivo de crear un cortocircuito monofásico en la fase A en caso de falla interna de alguno de los transformadores, proporcionando la operación de la protección en Punta Gorda, con la consiguiente desconexión de sus interruptores, dejando sin tensión al transformador en avería.

La cuchilla a la que se hace referencia consta de los siguientes elementos:

- Base sobre la cual esta instalado el aislador. En el extremo superior del aislador existe un contacto, al que va el borne de conexión de la tierra.



- Contacto móvil. Este gira alrededor de un punto, el extremo inferior del contacto garantizar la conexión a tierra.
- Mecanismo de resorte. Se utilizar para efectuar las operaciones fundamentales de la cuchilla.
- Gabinete de mando. En el cual se encuentran situados los contactos de bloqueo, los terminales, los relevadores, el electroimán y un transformador de corriente.

Las desventajas de la instalación de la cuchilla automática de tierra, pueden resumirse diciendo que introduce un tiempo de retardo en la limpieza total en la falla, lo que trae aparejado que el transformador este sometido un tiempo relativamente alto a los efectos de cortocircuito (el tiempo de cierre de la cuchilla es del orden de los 0,4 segundos).

La ventaja es que la instalación de esta cuchilla resulta una variante económica dado que los fallos en el transformador son poco probables y un interruptor operaría muy poco.

2. Seccionador (cuchilla seccionadora PT-1016-T y PT-1026-T)

(figura 1.2 del anexo)

Se utilizan para aislar o unir de forma visible las partes del circuito, o sea, dan una indicación visual del estado de conexión o desconexión de la línea que viene de Punta Gorda conectado al transformador.

Este elemento es el que brinda facilidades de mantenimiento a la línea y demás elementos componentes del sistema, también se utiliza para casos de emergencia. Asegura en posición abierta una distancia de seccionamiento que satisfaga determinadas condiciones.

El objetivo principal es de brindar la seguridad al personal de mantenimiento cuando se está trabajando en la reparación de la línea.

Los seccionadores poseen las siguientes características:

- Montados en posición horizontal con cuchillas deslizantes.
- De operación conjunta y a la intemperie.

3. Descargadores valvulares

Son los encargados de descargar a tierra las sobre tensiones transitorias que se producen en el sistema primordialmente por descargas atmosféricas. Para que su funcionamiento sea eficaz, los descargadores han de estar permanentemente conectados a las líneas pero solamente han de entrar en funcionamiento cuando la tensión alcance un valor conveniente y superior, naturalmente, a la tensión de servicio. Es decir, que los descargadores actúan a la manera de una válvula de seguridad. Están constituidos por un explosor o espinterómetro y una resistencia en serie. El explosor está ajustado para que salte la descarga entre sus electrodos a cierta tensión denominada tensión de encalamiento del pararrayos, lo que establece la conexión con tierra a través de la resistencia. Después de la disminución del valor de la sobre tensión, el explosor suprime, a su próximo paso por cero, la corriente de la red, que se restablece a la tensión de servicio pero cuya intensidad está limitada por la resistencia; por lo tanto, la línea queda nuevamente separada de tierra. La resistencia está constituida por un material aglomerado (denominaciones comerciales: thyrite, resorbite, etc.) que tiene la propiedad de variar su resistencia con rapidez, disminuyendo cuanto mayor es la tensión aplicada y adquiriendo un valor elevado cuando esta tensión es reducida, o sea que tiene una característica de resistencia eléctrica muy adecuada para el funcionamiento del descargador, ya que a la tensión de servicio opone mucha resistencia al paso de la corriente mientras que, en caso de sobre tensión, su resistencia eléctrica disminuye, permitiendo así la fácil descarga a tierra con la consiguiente eliminación de la sobre tensión.

El sistema consta de ocho (8) descargadores valvulares, seis (6) del tipo PBC-110T (1 y 3) (figura 1.2 del anexo), tres (3) de esto, están conectados a la entrada de la línea y dos (2) de tipo PBC 35T (2 y 4) (figura 1.2 del anexo) conectados en la estrella del cada transformador, todos por el lado de 110 kV.



4. Pararrayos

Son electrodos de acero o material semejante que tienen como función canalizar por la toma de tierra la diferencia de potencial entre la nube y el cabezal del pararrayos. Es el punto más alto de la instalación. El tipo de pararrayos que está instalado es el pararrayo de franklin.

El pararrayo de Franklin: consiste en una punta (actualmente de cobre con el extremo de acero inoxidable) que puede estar rodeada de unas aristas que aumentan la ionización del aire alrededor de la punta central. El radio de protección del pararrayos se calcula aproximadamente multiplicando su altura por 1,7.

Su misión es provocar la excitación atmosférica por encima de cualquier otro punto de la estructura a proteger, para aumentar la probabilidad que la descarga incida en su zona de influencia, y derivar a tierra la corriente del rayo.

Una instalación típica comprende:

- Una varilla captadora, junto con su mástil.
- Uno o dos bajantes.
- Un desconectador por bajante para la comprobación de la resistencia de la estructura.
- Un elemento protector contra golpes en los dos últimos metros del bajante conductor.
- Una toma de tierra por bajante.
- Unión equipotencial de las tomas de tierra y circuito general de tierras

5. Transformadores (1T y 2T) (Ver figura 1.2 del anexo)

Es la parte más importante tanto por su costo como por la función que desarrollan. El sistema consta de dos transformadores soviético de tipo TPBH-40000/110T. Los transformadores con tensiones en los devanados de 110/10.5 KV funciona en el bloque con la línea de 110 kV a la subestación de 220/110 kV

de Punta Gorda. El régimen normal de funcionamiento de los transformadores de bloque se ha adaptado con el neutro puesto a tierra. El neutro se conecta en estrella sólidamente aterrada en el primario a través de una cuchilla por lo que puede quedar desconectado de tierra en determinadas condiciones y en los secundarios la conexión es delta.

El régimen mínimo de operación del transformador coincide con el trabajo en vacío. La empresa posee generación propia a través de 2 generadores que operan por lo general a máxima generación (12 MW) haciendo un total de 24 MW, por lo que los transformadores de potencia, normalmente funcionan transfiriendo una potencia de 16 MW en total (40% S_n) con un factor de potencia casi siempre por encima 0.92. El régimen de trabajo máximo permisible para el transformador de potencia coincide con sus parámetros nominales (40 MVA).

En el transformador están conectados varios transformadores de corrientes. En el devanado primario están instalados 2 con relación de transformación de 600/5 y en el secundario existen 3 de 3000/5. En el neutro del primario existen 2 con relación de transformación de 600/5.

En los archivos de datos del transformador se encontró que la potencia de vacío es igual a 40 kW, con una corriente de vacío de 0.38% con respecto a la nominal. De la misma forma se encontró que la potencia de cortocircuito es igual a 160.02 kW y la reactancia de cortocircuito es igual a 10.5%. El transformador posee un sistema de regulación automática de tensión con variaciones de TAPs en el primario. Este cambia TAPs posee 19 posiciones, para un TAP máximo de tensión de 133.42 kV y uno mínimo de 96.58 kV. El valor máximo permisible de tensión en el devanado primario es de 115 kV.

Como se mencionó, este transformador está protegido por relés digitales multifunción SR-745 y SR-750 que pertenecen a la familia de relés compactos del tipo GE MULTILIN. Se utilizan solo 3 de los 7 transformadores de corrientes que están instalados. Existe un TC de reserva en cada devanado y uno adicional en el neutro. Un transformador de corriente conectado al secundario es utilizado para la protección diferencial de barra.



El transformador está protegido de la siguiente forma:

- Las dos funciones diferenciales (87P y 50/87) se instalaron para desconectar el transformador contra fallos multifásicos internos.
- Una función de sobrecorriente de secuencia cero $50G_1$ conectada al neutro del primario se instaló para proteger contra fallos a tierra en el interior del devanado primario (110 kV) del transformador.
- Las restantes dos funciones de sobrecorriente de secuencia cero ($50G_2$ y 51G) conectadas en el neutro del primario se instalaron para desconectar el transformador contra fallos a tierra en la línea.
- Dos funciones de secuencia cero en conexión residual (50N y 51N) se instalaron para desconectar el transformador contra fallas a tierra en el devanado secundario (10.5 kV) del transformador.
- Las dos funciones direccionales de sobrecorriente (67/50 y 67/51V) se instalaron como respaldo para fallos internos en el transformador y para detectar cortocircuitos externos en la línea.
- Están instaladas otras funciones: direccionales combinadas con baja frecuencia (67/81U) y baja tensión (67/27), así como baja frecuencia independiente (81U), que se emplean para disparar el interruptor en caso de una alimentación hacia el sistema que afecte el funcionamiento de los generadores sincrónicos de la empresa.

Para el disparo, están activadas un total de 12 funciones de protección, pero no todas desconectan completamente el transformador en su acción. Para accionar la cuchilla de tierra se activaron 4 funciones. Para accionar el interruptor del devanado secundario se activaron las 12 funciones. Las funciones diferenciales (87P y 50/87), la función de sobrecorriente de secuencia cero del primario ($50G_1$), y la función direccional de sobrecorriente con restricción por tensión (67/51V) se activaron para ambos propósitos, es decir, éstas son las funciones

principales utilizadas en la protección del transformador. Los ajustes de todas estas funciones se muestran en la tabla 1.2 [3].

Los transformadores tienen las siguientes características:

- Son de tres devanados de estrella/delta-delta. Los dos (2) devanados secundarios de iguales características están conectados en paralelo por lo que se consideran como un solo devanado., con tensión nominal de 10.5kV.
- La corriente nominal en la parte de alta tensión es de 200.8 A
- La corriente nominal en la parte de baja tensión es de 1830 A
- El aislante fundamental es el aceite dieléctrico, que además se usa como refrigerante.
- Ventilación forzada en caso de sobrecargas eléctricas.

6. Líneas de transmisión de energía

La longitud de las líneas entre la subestación de Punta Gorda y la subestación principal es de 4 km aproximadamente, son de simple circuito de 110 kV con estructuras de tipo AC – BENETI con una altura de 18.50 m, con conductores de acero aluminio con recubrimiento anticorrosivo del tipo ACK-185T (185mm²).

I.6 Conclusión

La subestación principal alimentadora de la ECG desempeña un rol directo en la producción de la empresa, y por tanto, tiene una importancia vital a la economía nacional. Sin embargo, se han reportado casos de desconfianza de dicha subestación como resultado de problemas de algunos de sus equipos.



CAPÍTULO II

Análisis de la situación problemática de la subestación principal de la empresa

- **Introducción**
- **Afectaciones de los componentes**
- **Efectos de los componentes afectados**
- **Soluciones propuestas**
- **Conclusión**

II.1 Introducción

Por información del personal de mantenimiento y explotación de la subestación 110/10,5 KV de la ECG, se tiene referencia que se han presentado numerosos resultados indeseables con respecto a la operación de algunos de sus equipos, ocasionados fundamentalmente por el efecto negativo producido por del medio ambiente y los años de uso. Entre los equipos más afectados se ubican las cuchillas cortocircuitadoras, que ha ocasionado con su incorrecta operación perturbaciones al SEN y a la propia empresa.

Aunque todos los equipos de la subestación están expuestos a las mismas condiciones medio ambientales y tienen los mismos años de uso, el estudio para el mejoramiento de la confiabilidad se enfoca hacia algunos de sus componentes, determinado por la razón que sus incorrectas operaciones afectan de manera más adversa a ambos sistemas y a causa de sus funciones primordiales en la operación de dicha subestación.

II.2 Afectaciones de los componentes

Es de gran importancia considerar la influencia del impacto medio ambiental y envejecimiento sobre los componentes de la subestación para la confiabilidad de la misma, así que se instalarán los componentes apropiados en el futuro.

II.2.1 Por el medio ambiente

Por ser ubicada a la intemperie la subestación tiene como ventajas el menor peligro de propagación de averías y una buena visión de todo su equipamiento. Sin embargo, tiene como desventaja la afectación por la atmósfera exterior. A la desventaja mencionada, se puede adicionar que las condiciones ambientales existentes en la región de la empresa, han conllevado al deterioro de los dispositivos y accesorios provocando su incorrecta o nula operación, siendo estos entre otros elementos.

El estado de deterioro de los dispositivos o de sus propiedades como resultado de una reacción con el medio ambiente se denomina corrosión. La expectativa de la vida útil de las componentes metálicas de las instalaciones eléctricas, se ven disminuidas debido al ataque corrosivo que soportan durante su explotación. El tipo de corrosión que afecta dichos componentes en la subestación de estudio es atmosférica y para su ocurrencia es necesaria la formación de una película de humedad sobre la superficie del metal, la cual puede producirse, en el caso de estudio, por la lluvia, por aerosoles marinos y por condensación cuando la temperatura del metal desciende por debajo de la temperatura del punto de rocío [4].

La humedad relativa en la zona es alta debido a la exposición marítima del territorio, incluyendo además de esto, las precipitaciones, que son abundantes todo el año [5]. Este ambiente favorece la corrosión por ser el aire húmedo más corrosivo. La lluvia conduce a la oxidación de los metales, y de ahí el aumento de la corrosión. Además, la mezcla de la lluvia con los contaminantes desprendidos de la empresa, resulta la lluvia ácida [6] favoreciendo el proceso



de corrosión, ya que cuanto mayor sea la acidez mayor será el estado de deterioro por corrosión.

Otro factor que incide en la corrosión atmosférica es el contenido de impurezas en el aire – que se transporta mediante el viento en forma de polvo y gas - y las condiciones superficiales del metal.

La subestación está situada en una zona de alta contaminación industrial y entre las impurezas que se desprenden de la empresa se destacan los contaminantes del tipo de los cloruros y sulfatos, estos últimos altamente agresivos aún en zonas de baja humedad relativa. Por otra parte, las condiciones superficiales del metal, entre ellas el terminado, y la cantidad de contaminantes depositado, tienen una gran incidencia en la corrosión atmosférica, sobre todo en sus inicios, ya que retienen la humedad sobre la superficie metálica. La mayoría de los equipos son de acero oxidable lo cual es de baja resistencia a la corrosión atmosférica.

Entre los equipos de la subestación principal que se afectan por el impacto medio ambiental, se destacan las cuchillas cortocircuitadora y los seccionadores, los cuales han sufrido ataques severos de la corrosión provocando interrupciones en el servicio que se convierte en uno de los factores más influyentes en la confiabilidad del suministro eléctrico a la industria, causando pérdidas a la economía nacional.

II.2.2 Por envejecimiento

Todos los equipos de la subestación principal son de fabricación soviética instalados entre los años 1979 - 1980, lo cual implica que tienen más de 20 años de explotación, máximo periodo de vida útil de los equipos.

Por razón de envejecimiento muchos de los componentes no cumplen sus funciones requeridos. Entre estos, los descargadores necesitan más atención ya que bajo condiciones de prueba actuales no brindan los resultados adecuados o según los datos especificados por el fabricante (tabla II.1), así que no hay garantía en su comportamiento frente a las frecuentes descargas atmosféricas

que sufre la región. Esto significa que no existe fiabilidad en el funcionamiento de los descargadores y por tanto la subestación.

Tabla II.1. Datos de la prueba del descargador PBC-35T en Fase C (12-sept-02).

Fuente {Empresa Cmdte. Ernesto Che Guevara- Dept. de mediciones}

<i>Descargador</i>	<i>V(MΩ)</i>	Corriente directa aplicada						
		10	20	30	35	40	45	50
		I (μA)						
Sección I	1490	8	72	150	180	560	500	600
Sección II	26,4	200	380	520		780		950
Sección III	2160	8	50	142		340		580

Según especificación del fabricante de los descargadores, cada descargador tiene una zona de operación especificada. La zona de operación de los descargadores PBC-35T para una prueba con corriente directa de 32 VCD es entre 400 μA (baja) hasta 620 μA (alta). Como se muestra en la tabla II.1 la *Sección II* del descargador no se cumple con esta especificación del fabricante; esta sección se encuentra fuera de la zona de operación.

II.3 Efectos de los componentes afectados

Entre los casos de mal funcionamiento, se han presentado situaciones en las cuales la protección se dispara por fallos no existentes, lo que ha traído como consecuencia interrupciones en la alimentación eléctrica del sistema eléctrico, lo cual no es deseable, ya que se interrumpe el suministro de energía a una carga que no estaba afectada por ninguno fallo, lo que implica un deterioro en la confiabilidad del servicio eléctrico. Esto a su vez trae como consecuencia que se aumenta la frecuencia de interrupción innecesariamente, motivado por el mal funcionamiento de los sistemas de protección.



II.3.1 Confiabilidad

El incremento de la calidad de la producción de la empresa tiene una enorme importancia para la economía nacional y depende directamente de la eficiencia de la operación de la subestación principal alimentadora.

La confiabilidad garantiza las propiedades de los elementos del sistema de funcionar sin fallos, reparar los fallos y funcionar por largo tiempo. Por confiabilidad se entiende la propiedad del sistema de cumplir la función para la cual se ha diseñado con los parámetros y condiciones de explotación.

Para lograr confiabilidad debe:

1. Llevar al mínimo las interrupciones y la duración de las mismas.
2. Garantizar un régimen estable de trabajo de los equipos de la subestación para obtener la correspondiente calidad de la energía y una correcta operación en caso de avería.

Con el desarrollo de la técnica en los momentos actuales, el estudio de la confiabilidad es importante para evaluar el costo de mantenimiento, establecer los programas de mantenimiento preventivo y, sobre todo, para efectuar un adecuado diseño. Una pequeña modificación en el proceso de fabricación de un componente o una filosofía distinta de operación de un circuito, aunque implique un pequeño incremento de su precio, puede traducirse en una drástica disminución de su número de averías. [7]

II.3.2 Consecuencias de los componentes afectados

Cuchillas cortocircuitadoras

Se instalan por el lado de alto voltaje, destinado en su operación normal para provocar una falla en la fase A en las líneas que unen la subestación de Punta Gorda con la ECG. Si se detecta una avería en el transformador, se envía una señal de desconexión al interruptor ubicado en el lado de baja tensión del transformador, así como otra para accionar la cuchilla a tierra en el lado de alta tensión. La protección instalada en la subestación de Punta Gorda detectará el

cortocircuito monofásico producido por la cuchilla cortocircuitadora y actuará de forma instantánea.

De cualquier manera que opere la cuchilla se provoca un cortocircuito sólido que pudiera introducir perturbaciones en la ECG y al SEN. Al producirse un cortocircuito, la corriente crece considerablemente y aumenta con ella la cantidad de calor generada. Estos calentamientos excesivos son particularmente perjudiciales en cables soterrados, bobinas de generadores y transformadores.

Las elevaciones en las corrientes de la fase A pueden traer consigo graves consecuencias en dependencia de sus magnitudes. Comenzando por el excesivo calentamiento que originan en los conductores, lo cual puede deteriorar el aislamiento protector, como destruir el equipo completamente. Las grandes corrientes producen esfuerzos electrodinámicos considerables en los cables, los aisladores, las barras; hasta llegar a destruirlos en caso de excederse sus límites admisibles.

Estas altas corrientes también provocan caídas de tensión en las barras que afectan el funcionamiento de los consumidores en la ECG y el SEN. Sin embargo, como los fallos internos del transformador son raros, el uso de la cuchilla se limitaría y operaría solamente en caso de fallos internos en el transformador y por lo tanto las perturbaciones causadas por la acción de la cuchilla casi nunca ocurrirían.

Al contrario, la frecuencia de operación de las cuchillas cortocircuitadoras ha aumentado como resultado de problemas mecánicas causadas por el impacto medio ambiental dando lugar al aumento de la ocurrencia de perturbaciones graves a la ECG y al SEN. Por ejemplo, la corrosión en el sistema giratorio de los cojinetes y el mecanismo de muelle de la cuchilla afecta su tiempo de conmutación. Esto significa que cuando haya un cortocircuito o una falla interna en el transformador, la protección del mismo no se logra porque aunque los relés mandan señales para que se cierren los contactos de la cuchilla, esto no se puede hacer. Cuando no se logra el cierre de los contactos de la cuchilla, la falla sigue dañando el aislamiento del transformador; también, la vida útil de los



conductores de la línea se afecta debido a las altas corrientes que tienen que soportar.

Además, hay ocasiones durante las intensas lluvias, los contactos que gobiernan la operación de la cuchilla se cierran debido a que las borneras de control se encuentran a la intemperie, las cuales producto de la humedad alteran su aislamiento eléctrico creando un circuito conductor que activan la incorrecta operación de la cuchilla, aún sin registrarse fallas internas en el transformador, causando esto interrupciones innecesarias. Cuando la cuchilla se cierra, no se puede abrir por sí sola, por lo que es necesario que el personal eléctrico se suba sobre la base o estructura de soporte de la misma con el objetivo de amarrar una soga y poder halar la parte móvil de la misma; de esta forma se retorna esta a la posición normal. Esta operación es muy riesgosa hacerla sobre todo cuando está lloviendo.

La ECG es afectada con la operación de la cuchilla cortocircuitadora ya que al ocurrir el fallo en la fase A provoca una caída de tensión influyendo fundamentalmente en los circuitos de las subestaciones de 480 V. En este caso se desconectan los contactores de algunos equipos auxiliares o interlock provocando serias afectaciones en el proceso productivo.

La frecuencia de malfuncionamiento más elevada se alcanzó en el año 2003 en los meses de mayo y julio, durante este tiempo la cuchilla operó en cuatro ocasiones. Desde entonces, se han tomado medidas para evitar dichas operaciones, ejemplo, se han incrementado la frecuencia de mantenimiento y se mejoró el circuito intermedio que provoca la operación de la cuchilla. Sin embargo, no ha sido posible mejorar el estado técnico y corrosivo de la misma. Además, la cuchilla está en un estado irreparable por pruebas que han hecho y se mantiene aún como un elemento de falla dentro del sistema. Durante los mantenimientos y pruebas de las cuchillas cortocircuitadoras se han detectado incorrectas operaciones de las mismas.

Seccionadores (cuchilla de la línea)

Los seccionadores instalados actualmente en la subestación físicamente están deteriorados, lo que provocan que sus manipulaciones sean difíciles y forzadas mediante medios no adecuados para esto. Las manivelas de operación están destruidas, lo que da lugar a que se alargue el proceso de operación e inseguridad para el personal que lo manipula. Además todo el sistema de contactos NA y NC de las cuchillas están inservibles para el uso, no siendo posible llevar señales del estado del seccionador a la sala de operaciones eléctricas. El sistema de soportes, producto de la acción corrosiva y el tiempo de explotación es totalmente inseguro. La distancia de apertura entre sus partes móviles y fijas en ocasiones no cumple con las normas establecidas.

Descargadores

Los descargadores valvulares instalados actualmente en la subestación de 110/10.5 KV de la ECG son de fabricación soviética del tipo PCB-110T ubicados en las entradas de las líneas y en el centro estrella de los transformadores de 40MVA. Como es conocido todo el sistema de transmisión de la línea de 110 KV hasta Punta Gorda y la ECG está en zonas donde ocurren fuertes tormentas eléctricas, provocando que estas generen sobretensiones a través de todas las líneas en cuestión, de esta forma como los descargadores instalados en la subestación están en mal estado ya que las pruebas de funcionabilidad muestran que las corrientes de fugas de operación en régimen normal están por encima de los límites permisibles, además de estar dañado la porcelana por la inclemencia del medio ambiente. Todo esto trae consigo que los descargadores no protejan la subestación y por ende los equipos instalados contar las sobretensiones atmosféricas. Por otra parte la subestación no cuenta con dispositivos para registrar el número de descargas absorbidas por los descargadores, cuestión esta importante para definir la vida útil de los mismos.



II.4 Soluciones propuestas

Después de analizar los factores que causan el mal funcionamiento de las cuchillas cortocircuitadoras, los seccionadores y los descargadores y evaluar sus efectos sobre la ECG, se nota la urgencia de resolver los problemas resultantes. Teniendo en cuenta todo eso, se propone el reemplazo rápido de dichos componentes con equipos de tecnología moderna. Para realizar este propósito, es imperioso considerar diferentes variantes que pueden sustituir estos componentes principalmente por razones económicas y por la selección de una sustitución apropiada, los cuales garantizarán el funcionamiento del sistema en óptima condición.

II.4.1 Variantes a tener en cuenta

Sustitución de cuchilla corto circuitadora por otra

Al considerar si la instalación de otra cuchilla cortocircuitadora resolvería el problema analizado, se llega a la decisión que no es apropiada por numerosas razones:

- Como ya mencionado, aún sin deterioro físico, cuando opere se introduce en el sistema efectos indeseables que afecta sustancialmente a la producción de la ECG y la estabilidad del SEN.
- El tiempo de cierre de la cuchilla es del orden de los 0.4s [8]. Este tiempo es grande en la limpieza total de una falla, lo que trae aparejado que el transformador este sometido un tiempo relativamente alto a los efectos de cortocircuito.
- La cuchilla es de fabricación soviética que hoy en día no se puede encontrar en el mercado nacional ni internacional, es decir, este dispositivo es obsoleto.

La cuchilla cortocircuitadora se instaló inicialmente por razones económicas y la expectativa de su rara operación. Sin embargo, para mantener y garantizar los niveles de producción de la empresa acorde a las exigencias competitivas del

mercado mundial no se puede confiar en la misma considerando su acción negativa sobre la producción.

Teleprotecciones

Como se explica anteriormente en el II.3, los cortos circuitos en la línea pueden provocar perturbaciones graves a la ECG, especialmente a su producción. Por eso, es importante a considerar variantes para proteger la línea y también para la eliminación rápida de fallas en la misma. Para lograr este fin, se puede utilizar los teleprotecciones (métodos de disparos transferidos a través de canales de comunicación).

Estos se utilizan cuando se desea proteger la totalidad de la línea con protecciones de alta velocidad y no solamente el tramo de primera zona. Puede resultar intolerable el buen funcionamiento del sistema, que opere el interruptor próximo a la falla y en cambio, el interruptor remoto la siga alimentando durante el tiempo correspondiente de la 2^a zona, con riesgos de perder la estabilidad del sistema.

Las protecciones están constituidas generalmente por equipos diseñados específicamente para los sistemas de teleprotección. Los equipos denominadas teleprotección hacen de interfase y son los que ponen a disposición del equipo de telecomunicación, toda la información que debe de ser intercambiada entre los equipos de cada extremo de línea para la toma de decisiones.

Los sistemas de protección con comunicaciones tienen como misión básica, el que cada extremo de línea envíe a los demás extremos la suficiente información, para que los equipos de protección de cada terminal discriminen si hay una falla y si esta, se halla dentro de la zona encomendada a la protección.

Los distintos esquemas de teleprotecciones son de muy alta velocidad, ya que en la mayoría de los casos, de ella depende la estabilidad del sistema. En estos esquemas se utilizan relés de protección en ambos extremos de la línea a proteger y un canal de telecomunicación entre los terminales de la línea para lograr disparos simultáneos de alta velocidad de todos los interruptores



afectados y, despejar las fallas que se produzcan en cualquier punto de la zona protegida de la línea.

En las teleprotecciones, los relés son los que determinan si una falla es interna o externa a la línea protegida y el canal de telecomunicación sirve para la información entre los extremos de la línea. Si la falla se produce dentro de la línea protegida, todos los interruptores de los extremos deberán abrir a alta velocidad. Si la falla es externa a la zona protegida se dará orden de bloquear el disparo de los interruptores. El lugar donde se produce la falla viene determinada por la presencia o, la ausencia de señal de las telecomunicaciones en los extremos.

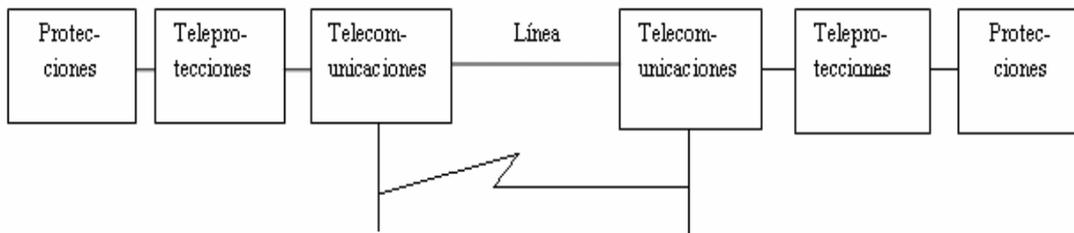


Figura II.1 Sistema de teleprotección

Para transmitir las señales se utilizan canales de enlace tales como:

- Alámbricos o hilos pilotos (Pilot Wire),
- Alta Frecuencia u onda portadora por las mismas fases del circuito de potencia (Carrier Current Pilot)
- Trasmisiones de ondas de radio (Microwave Pilot).
- Fibra Óptica

Los enlaces alámbricos o hilos pilotos: no son más que conductores adicionales que transmiten las señales a frecuencia fundamental (50 Hz o 60 Hz) y puede que se utilice corriente directa (CD). Estos hilos generalmente, son conductores de cobre apantallado con aislamiento hasta de 15kV, y están totalmente aislados de los conductores de energías. Suministran un enlace metálico directo entre los extremos de la línea protegida.

No se suelen utilizar los Shield o los cables protectores porque no son lo suficientemente seguros; es decir, pudieran estar deteriorados por las condiciones climatológicas.

Se suelen utilizar las almas de los cables y por tanto no deben aterrarse. En estas almas aisladas de tierra pueden aparecer sobretensiones que pueden afectar los transmisores o receptores de señal de la protección. Estas sobretensiones pueden aparecer por inductancia mutua con la línea del circuito de potencia durante la ocurrencia de cortocircuitos monofásicos.

Existe también el fenómeno conocido como "Potencial de puesta a tierra" que genera sobretensiones peligrosas para los equipos o elementos de la protección y no se deben utilizar descargadores porque pueden afectar el funcionamiento de la protección en el momento de la aparición de la falla. Estas protecciones se utilizan generalmente, como protección de líneas cortas, líneas comprendidas entre 0.5 y 25 km. Las aplicaciones más usuales de estas protecciones son con los hilos piloto en corriente alterna (C.A) y en esquemas de disparo por bloqueo o por disparo transferido, utilizando equipo de tonos de audio con selección de frecuencia. [9]

La protección de hilos piloto en C.A puede ser una buena protección, de alta velocidad y de bajo coste, aplicado a líneas cortas y cables de potencia. La limitación de estos esquemas es la longitud de la línea que generalmente, no sobrepasa los 25 km. La atenuación de la señal es la que normalmente limita la longitud, atenuaciones debidas a la capacidad distribuida y a la resistencia óhmica de los pares de hilos pilotos.

La mayor preocupación con todos los tipos de protección de hilos pilotos es la fiabilidad de los propios hilos piloto (generalmente de cobre), ya que se hallan expuestos a rayos, a inducciones mutuas con las líneas de transporte, contactos con los conductores de las propias líneas de transporte, diferencia de potencial a tierra, etc. Todos estos factores pueden ser motivo de inutilización de los hilos piloto en un momento que se precise de ellos para la protección. Los hilos piloto



deben ser diseñados tanto para la realización correcta de su tendido, como para su protección contra los fenómenos naturales y eléctricos imprevistos, instalando los equipos adecuados que detecten la pérdida o, inutilización de estos hilos piloto [10].

Los enlaces de alta frecuencia u onda portadora: se realizan por los mismos conductores de la línea protegida, transportando señales de frecuencia de 40 a 500 Hz. Para que éstas señales circulen solamente por la línea protegida, se instalan filtros sintonizados que ofrezcan una alta impedancia a las señales de altas frecuencias y una resistencia despreciable a la frecuencia fundamental.

Estos filtros son un banco formado por una bobina y un condensador, que componen un filtro de banda ancha supresores de dos frecuencias, dado que muchas veces se están utilizando dos tipos de frecuencia, una para el envío y otra para el recibo. Su función es contener la señal entre los extremos de la línea protegida y por lo tanto, sirven para aislar los canales de comunicación de ondas portadoras, de las fallas externas a la línea. El transmisor y el receptor de señales de cada extremo, están acoplados a la línea de energía a través de un equipo de sintonización de línea y el condensador de acoplamiento. La reactancia de radiofrecuencia, presenta una impedancia muy baja a la frecuencia de la red de energía y muy alta a la frecuencia de la portadora. Esto hace que proteja el equipo de las sobretensiones a las frecuencias industriales, al mismo tiempo que limita la atenuación a la frecuencia de carrier. El tiempo de transmisión es de uno cinco milisegundos.

En todos los canales de alta frecuencia existen pérdidas de energía y en este sentido la selección de la frecuencia de la señal es un factor importante. El nivel de las pérdidas se caracteriza por la atenuación y debe ser menor que la atenuación permisible o de cobertura.

$$\alpha_c = 0.5 \ln \left(\frac{P_{cr}}{P_{rec}} \right) \quad (2.1)$$

donde:

Pcr: *Potencia utilizada en la transmisión.*

Prec: *Potencia que se mide en el recibo.*

α_C : *Atenuación del canal de alta frecuencia*

La unidad de medida de la atenuación es el néper (Np) y su valor no debe superar los 2 o 2.5 Np. De hecho los canales deben asegurar un nivel de potencia adecuado en la transmisión con una atenuación de 1 a 1.5 Np para evitar funcionamiento erróneos.

Los equipos de onda portadora pueden verse afectados por interferencias que contengan ondas de impulso de frente escarpado producidos por los rayos y sobretensiones por apertura de circuitos con formación de arco eléctrico [10]. Hay varias perturbaciones que pueden aumentar la atenuación de los canales.

Las heladas en los países fríos, las producidas por otros canales de alta frecuencia, por radio estaciones, las descargas atmosféricas, etc. El nivel de tensión que llega al receptor permite detectar algunos tipos de atenuaciones.

Los cortocircuitos trifásicos y fundamentalmente los monofásicos, pueden atenuar en sobre medidas las señales de alta frecuencia, constituyendo la causa técnica fundamental por lo que en la actualidad estos canales se construyen escasamente [9].

Los canales de radio o microondas: esta vía, hasta estos días no ha encontrado mayor aplicación, por su costo, pero que técnicamente muestran mayor velocidad, menores atenuaciones, mayor ancho de banda, etc.

Se fabrican con ondas ultracortas, fundamentalmente disimétricas, con frecuencias de 300÷3000 MHz, que se transmiten en las proximidades de la tierra, lo que provoca que los transmisores y receptores deben verse, sin obstáculos en el medio o en algunos casos utilizar repetidores y amplificadores de señales para evadirlos.



En la actualidad con el desarrollo de la electrónica digital y las comunicaciones estos canales se fabrican mucho más baratos y han encontrado mayor aceptación entre los especialistas y técnicos de protecciones.

Los canales de enlace alámbricos se utilizan para los equipamientos que se encuentran en los límites de las instalaciones (subestaciones, plantas) donde se puedan verificar continuamente. En algunas ocasiones se utilizan en protecciones longitudinales de líneas de hasta 10 km, pero ofrecen muchas desventajas como el costo que se incrementa con la distancia, así como la posibilidad de defectos en los tendidos.

Para distancias mayores se utilizan los canales de alta frecuencia y de radio; siendo estos últimos los de mayor aceptación en la práctica internacional, aunque en Cuba están muy difundidos los canales de AF [9].

El sistema de micro-ondas no se ve afectado por las perturbaciones del sistema eléctrico como en el caso de onda portadora, pero si le afectan las perturbaciones atmosféricas causando sensibles atenuaciones de señal. El alcance de la transmisión esta limitada por el propio equipo y por la orografía del terreno entre las antenas situadas en los extremos de transmisión. Para aumentar la distancia es preciso instalar antenas repetidoras intermedias, con el consiguiente incremento del coste.

Se puede afirmar de forma general, que las comunicaciones por microondas no se justifican económicamente para funciones exclusivamente de protección. Las instalaciones de microondas son caras y por lo tanto son rentables solamente, cuando además de las funciones de protección se utilicen para otros servicios como la telefonía, telemedida, control y supervisión de carga-frecuencia, etc.

En una utilización masiva de este tipo de comunicación de las protecciones de extremos de líneas, si se produjera una avería en el sistema de microondas, podría afectar a las protecciones de una gran del sistema de potencia [10].

Fibra óptica: el soporte por fibra óptica se está utilizando cada día más y va introduciéndose en el campo de las teleprotecciones con bastante celeridad. Desde hace unos años, la mayoría de las empresas eléctricas han decidido instalar enlaces por fibra óptica en todas las líneas de alta tensión de nueva construcción, debido a la gran fiabilidad, enorme capacidad y alta velocidad de transmisión de información que tienen, siendo el único inconveniente el elevado coste de su implementación.

Las fibras ópticas son inmunes a las interferencias eléctricas y magnéticas ofreciendo una excelente calidad de transmisión. La atenuación de la señal es muy baja pudiendo utilizarse para comunicaciones a varios cientos de kilómetros e incluso, puede incrementarse la distancia con la instalación de repetidores intermedios. La velocidad de transmisión es muy alta.

Al analizar los sistemas de teleprotecciones se notan las desventajas enumeradas:

1. La teleprotección por fibra óptica a pesar de ser ventajosa, es costosa. La instalación de este tipo de protección al igual que la pilot wire será muy difícil por las características geológicas del terreno, además de no poder definirse en condiciones actuales el presupuesto necesario para realizar este tipo de instalación por las perspectivas actuales de desplazamiento de la subestación de Punta Gorda.
2. La teleprotección por radio es muy difícil por el contenido de polvo y gases del medio ambiente de Moa, que provocarán la corrosión de las antenas e interferencia de la señal de este tipo de protección.
3. El sistema de micro-ondas no es factible su aplicación por ser esta una zona de mucha actividad de tormentas eléctricas que pueden provocar atenuaciones de señal portadora de la información. Al igual que en el punto 1 se desconocen la futura ubicación de la subestación de Punta Gorda, dato necesario para conocer el alcance de la transmisión y por consiguiente la ubicación entre las antenas situadas en ambos extremos.



Como es solo objetivo de la empresa efectuar la función de protección, no es justificable económicamente solo para dicha función.

Sustitución de la cuchilla cortocircuitadora por interruptor

Interruptores de alta tensión:

Los interruptores de alta tensión se utilizan en las redes de suministro de energía eléctrica para unir o separar partes de dichas redes, bien sea en condiciones normales de servicio o en caso de averías. En el caso de producirse avería, el interruptor ha de separar las partes defectuosas de las redes, de ser posible, en el mismo instante de producirse. Las redes están vigiladas por relés de protección, que en caso de detectar un cortocircuito, envían un impulso de desconexión a los interruptores correspondientes. Es interesante que los relés realicen una protección selectiva, es decir, que eliminen de ser posible, solamente la parte de línea comprendida entre dos interruptores. En las maniobras de servicio, las intensidades que han de cortar los interruptores pueden llegar hasta algunos miles de amperios; sin embargo en las desconexiones por cortocircuito, las intensidades alcanzan valores muy elevados (150 000 A para media tensión). La elección del interruptor para un caso determinado depende principalmente de su potencia de ruptura, que es la mayor potencia de cortocircuito que puede desconectar dicho interruptor y suele expresarse en MVA [11].

Con el desarrollo de las potencias de los sistemas electroenergéticos, se fueron incrementando las magnitudes de las corrientes de cortocircuito; de ahí el hecho de que los interruptores modernos estén sometidos a exigencias rigurosas, con el fin de satisfacer todos los requerimientos a ellos impuestos [8].

Contra las fallas multifásicas se suelen utilizar Interruptores, en dependencia del nivel de tensión a que se esté trabajando muchas veces estos mismos interruptores ofrecen una adecuada protección contra las fallas monofásicas, fundamentalmente en sistemas con neutro aterrado y redes con conductores de pequeña longitud.

El interruptor es el dispositivo eficaz para la industria por su rápida recuperación en caso de apertura y más aún por la facilidad en sus ajustes, en caso de que posean [12].

Atendiendo al medio en que se extingue el arco, los interruptores de alta tensión pueden clasificarse en:

1. Interruptores en baño de aceite

En este tipo de interruptores, los contactos se encuentran sumergidos en aceite, por tanto, es en este medio donde se origina la extinción del arco.

Dentro estos interruptores se encuentran los interruptores de gran volumen de aceite y los de reducido volumen de aceite.

Interruptores de gran volumen de aceite

Los aceites electroaislantes empleados en interruptores son aceite minerales que se obtiene de la destilación del petróleo; la composición química de estos depende de los hidrocarburos que los conforman, siendo los fundamentales: hidrocarburos parafínicos, alifáticos e hidrocarburos aromáticos.

En un interruptor de gran volumen de aceite, el aceite tiene dos funciones fundamentales:

- Como dieléctrico líquido que aísla las partes del interruptor que están bajo voltaje;
- Como medio de extinción del arco eléctrico al ser interrumpida la circulación de corriente.

Los interruptores de este tipo tienen las siguientes desventajas:

- Los gases producidos durante el proceso de interrupción son inflamables.
- Las propiedades de aislamiento del aceite disminuyen con el transcurso del tiempo (envejecimiento del aislante).
- Los contactos del interruptor se desgastan considerablemente debido a las partículas de carbono que se depositan sobre los contactos.
- El mantenimiento del interruptor es frecuente debido a las pérdidas de aceite y al deterioro de los contactos.



Por su forma de accionamiento existen varios tipos de interruptores de gran volumen de aceite, por ejemplo los interruptores de contactos libres, interruptores de chorro de aceite (soplado de aceite) etc.

Los interruptores de reducido volumen de aceite

En estos interruptores el aceite solo tiene influencia como medio de extinción del arco, ya que el aislamiento con respecto a tierra de las partes del interruptor de bajo voltaje se consigue por otros medios, tales como, el aire, la porcelana y otros tipos de aislantes.

Debido a las limitantes que presenta el interruptor de gran volumen de aceite en lo que respecta a la gran cantidad de aceite que se necesita para voltajes altos, el interruptor de reducido volumen ha desplazado a su antecesor al utilizarse en circuitos de altos voltajes y de grandes capacidades de ruptura.

Es necesario aclarar que el uso de estos para voltajes altos se hace imprescindible emplear varias cámaras de extinción en serie para una misma fase del interruptor, o sea, disponer varios puntos de ruptura en serie. Tal disposición esta justificada por el hecho de que si se dispone de un solo punto de ruptura, el contacto móvil tiene que ser de una longitud muy grande, lo que trae consigo un aumento de la masa a desplazar y por ende se traduce en menor velocidad de desplazamiento del contacto móvil. El resultado final de este brinda la conclusión de que la velocidad de interrupción podría ser menor.

Además, igual a los interruptores de gran volumen de aceite, los gases producidos durante el proceso de interrupción son inflamables.

2. Interruptores neumáticos (interruptores de aire)

En este tipo de interruptor el arco eléctrico es interrumpido en una cámara, la cual se encuentra a una presión, en general, superior a la atmosférica.

El principio general de extinción del arco en estos interruptores, consiste en enviar una fuerte corriente de aire comprimido hacia el centro del arco, y se logra con esto una rápida desionización del espacio entre los contactos, con lo cual dicho arco se extingue al pasar la corriente por cero.

Entre estos se puede mencionar los interruptores de soplado axial, los interruptores de soplado transversal y los interruptores de chorro libre.

Estos interruptores tienen como desventajas fundamentales:

- La necesidad de disponer de una instalación de aire comprimido que garantice el caudal de aire necesario para la operación.
- La gran cantidad de válvulas que deben operar, esto aumenta la probabilidad de operación deficiente del interruptor.
- Exige de un mantenimiento a los compresores, tuberías, válvulas, etc.

3. Interruptores de gases inertes

El gas más comúnmente es el hexafluoruro de azufre (SF_6). En estos interruptores el arco eléctrico se interrumpe en una atmósfera de dicho gas, el que posee excelentes propiedades como medio de extinción.

Se contiene una masa de gas SF_6 contenido en un recinto cerrado estanco y sellado al vacío, la que participa en la ruptura y el aislamiento.

Durante el periodo de arco, éste es enfriado por la convección del SF_6 , al intercambio térmico entre el gas calentado por el arco y el gas frío. Más exactamente, el gas frío es impulsado perpendicularmente a la columna del arco para reforzar la mezcla de gas caliente y gas frío así que para lograr la extinción del arco.

Tienen como ventajas:

- Una duración de vida mucho mayor que los interruptores de aceite y aire.
- Un reducido volumen, en relación a los interruptores de ruptura en aire y en aceite [8].

Un interruptor de alta tensión no solo puede sustituir la cuchilla cortocircuitadora para proteger el transformador, sino que también, puede proteger la línea de fallas. El interruptor se utiliza con relé de distancia para lograr mayor protección de la línea ya que es una línea de subtransmisión.



Su gran versatilidad ha hecho que hayan sustituido con gran ventaja a los relés de sobreintensidad sobre todo, en las líneas de transporte de alta tensión debido principalmente a que:

- La coordinación es mas simple
- A sus ajustes les afectan poco los cambios en la generación y, en la configuración del sistema.
- Se logra una protección mas rápida que con los de sobreintensidad
- Permiten mayores cargas en las líneas
- Les afectan menos los péndulos de potencia

La aplicación de los relés de distancia es muy simple. Generalmente se aplican como protección primaria de una sección de la línea y como protección de apoyo remoto del tramo de la línea adyacente. Se utilizan tres conjuntos de relés separados y organizados para proteger tres zonas. Normalmente la primera y segunda zona se utiliza como protección primaria o principal de la línea, mientras que la tercera zona se utiliza exclusivamente como protección de apoyo para la línea adyacente.

Las unidades de primera zona se ajusten para que den una protección de alta velocidad a una longitud del orden del 90% de la línea. Estas unidades actúan prácticamente sin demora y, deben ser previstos para que no operen en faltas que se produzcan fuera del extremo de la línea. Las unidades de la segunda zona deberán proteger el 10% restante de la línea y se ajusten para una alcance que sobrepase el extremo de la línea y asegurar de esta forma, la protección de las faltas entre fases dentro de este último tramo del 90 al 100% de la línea [10].

Selección de la variante más adecuada

De las variantes analizadas anteriormente, la protección más adecuada es la del interruptor de alta tensión de gases inertes de hexafluoruro de azufre (SF_6), lo cual se incorpora en cada línea entre el transformador y la cuchilla seccionadora.

Esta variante brinda las siguientes ventajas:

1. Se elimina la cuchilla cortocircuitadora y por ende todos sus inconvenientes.
2. Se logra una gran flexibilidad de operación y manipulación del sistema. Desde la sala de mando eléctrica de la ECG ubicada en la Termoeléctrica se puede abrir y cerrar el interruptor bajo carga sin necesidad de ir al área, y hacer manipulaciones directas en la línea y el Punta Gorda.
3. Elevada velocidad de respuesta con respecto a los actuales interruptores de Punta Gorda y a la cuchilla cortocircuitadora.
4. Se elimina el efecto contaminador del medio ambiente sobre el dispositivo que protegerá a los transformadores de potencia en caso de fallas internas.
5. Disminución de los costos por concepto de mantenimiento y elevar la fiabilidad del sistema eléctrico.
6. Se evita el disparo transferido con Punta Gorda disminuyendo los costos de inversión por concepto de fibra óptica u otra tecnología que se utilizara.

Como se demuestra, se pueden considerar numerosas variantes para la sustitución de las cuchillas cortocircuitadoras; sin embargo, para el reemplazo de los seccionadores y los descargadores, existe solamente una variante en cada caso, eso es, su sustitución por equipos de tecnología modernas ya que hoy en día los tipos actuales instalados no existen en ningún mercado.



II.5 Conclusión

Se puede decir que son inevitables las condiciones que causan la corrosión de equipos de la subestación principal de ECG. Por tanto, para el mejoramiento de la confiabilidad de la subestación, es necesario que los componentes seleccionados para sustituir los afectados sean de mayor resistencia a la corrosión a manera de garantizar una vida útil óptima.

CAPÍTULO III

Metodología de la selección de los componentes propuestos

- **Introducción**
- **Cálculo de la corriente de corto circuito**
- **Selección de los componentes de la subestación**
- **Conclusión**

III.1 Introducción

La confiabilidad de la subestación se define por la calidad de operación de sus componentes; por tanto, es importante que estos posean las características apropiadas según su rol en el funcionamiento de la subestación. La realización de una metodología de selección de los equipos, asegura que estén apropiados para realizar la óptima operación.

Este capítulo expone los pasos a seguir con el fin de seleccionar los componentes con las características específicas apto a las condiciones de la subestación en estudio.

III.2 Cálculo de la corriente de cortocircuito

Por la severidad de las corrientes de cortocircuito y sus influencias negativas en el sistema es importante saber los valores de cortocircuito en los puntos de interés. A partir de los cálculos de corriente de cortocircuito se pueden seleccionar las características de los componentes para soportar esas corrientes con el fin de eliminarlas y proteger eficazmente el sistema.



III.2.1 Corriente de cortocircuito

Un cortocircuito es la desaparición del aislamiento relativo de dos conductores de tensiones diferentes, alimentados de la misma fuente, sin la presencia de una impedancia conveniente. El cortocircuito puede aparecer por contacto directo, llamado también cortocircuito metálico, como es el caso de dos conductores que se tocan o el toque de un conductor lanzado a una línea aérea. También puede ser causado por el deterioro o ruptura del aislante, como es el caso de arcos o fugas que se transforman en cortocircuitos.

La magnitud de la corriente que fluirá a través de un cortocircuito depende principalmente de dos factores:

- Las características y el número de fuentes que alimentan al cortocircuito.
- La oposición o resistencia que presente el propio circuito de distribución.

Las fuentes principales de corrientes de cortocircuito son los generadores existentes en el sistema de potencia local y la generación remota desde la red a la que se le suministra energía eléctrica (red pública), sin embargo, los motores sincrónicos y de inducción que antes de la falla representaban una carga para el sistema, en condiciones de cortocircuito, se comportan como generadores durante un tiempo relativamente corto. La contribución de estas fuentes se observa en la figura 3.1 del anexo [13].

La oposición que presenta el propio circuito de distribución al flujo de la corriente de cortocircuito se denomina “impedancia” en términos eléctricos y depende de la configuración del sistema eléctrico, y se calcula a partir de la impedancia de cada uno de los componentes del sistema.

Otro de los factores que influyen sobre la magnitud de la corriente de cortocircuito son el momento, tipo y ubicación de la falla.

La forma de los cortocircuitos determina sus efectos y se pueden distinguir varios tipos (trifásico franco y con arco, bifásico, monofásico, etc.). En cuanto a

su duración, se pueden distinguir cortocircuitos permanentes y transitorios. A estos últimos, cuando se repiten en cortos intervalos, se les llama intermitentes; es el caso, por ejemplo, de los originados por el balanceo de los conductores. En este aspecto, el tipo de cortocircuito más severo es el trifásico, el que además de dar valores elevados de corriente, reduce a cero la capacidad de transmisión de una línea, le siguen los cortocircuitos, bifásico y finalmente el monofásico. En cambio, el tipo más frecuente es el monofásico (aproximadamente el 75% de los casos) y el menos frecuente es el trifásico (aproximadamente el 5% de los casos) [14].

El cortocircuito trifásico es simétrico siempre que durante su ocurrencia las tres fases resulten en condiciones iguales. Las restantes formas de cortocircuito son no simétricas, debido a que en tales casos las fases no resultan en iguales condiciones. Por ello, las corrientes y voltajes se obtienen desiguales en magnitud y relación de fase [15]. Las corrientes de cortocircuito simétricas y asimétricas se muestran en figuras 3.2 (a) y 3.2 (b).

III.2.2 Pasos preliminares para el cálculo de corriente de cortocircuito

Existen varios métodos para calcular corrientes de cortocircuito los cuales se describirán más adelante, pero todos necesitan de una elaboración previa de un diagrama unifilar con su correspondiente diagrama de impedancias, explicados a continuación.

1. Diagrama Unifilar

El diagrama unifilar es la representación del sistema a ser estudiado, indicando sus partes componentes por medio de símbolos normalizados en vez de sus circuitos equivalentes.

2. Diagrama de impedancias

El diagrama unifilar debe transformarse en un diagrama de impedancias que muestre el circuito equivalente de cada componente del sistema referido al



mismo lado de uno de los transformadores para estudiar el comportamiento en condiciones de carga o al presentarse un cortocircuito.

Un circuito equivalente para el estudio de cortocircuito estará conformado por:

- Generadores y Motores
- Transformadores
- Líneas de transmisión y Cables
- Cargas

3. Sistema Por Unidad

Para simplificar la elaboración del diagrama de impedancias y los cálculos de corrientes de cortocircuito, frecuentemente se transforman los valores reales de las variables e impedancias (Voltios, Amperios, Ohmios) a una nueva magnitud llamada “por unidad” (p.u.). Esta magnitud resulta de dividir el valor real de la variable entre un valor base o de referencia de la misma (un valor razonable), el cual tiene una unidad igual a la del valor real resultando un número adimensional.

$$\text{Variable en p.u.} = \frac{\text{Valor real de la variable}}{\text{Valor base de la variable}} \quad (3.1)$$

Otro sistema usado es el valor “por ciento” (%) que es igual a 100 veces el valor por unidad.

Para la realización de los cálculos, se fijan al mismo tiempo los valores base necesarios (corriente, impedancia) para elaborar el diagrama a partir de las relaciones entre ellas como por ejemplo la ley de Ohm. Las ecuaciones para la impedancia base y corriente base son las siguientes:

$$Z_{base} = \left(\frac{V_{base}^2}{S_{base}} \right) \quad (3.2)$$

$$I_{base} = \left(\frac{S_{base}}{\sqrt{3} \cdot V_{base}} \right) \quad (3.3)$$

Respetando ciertas condiciones al seleccionar los valores base (tensión base igual a la tensión de línea del sistema), las leyes y relaciones eléctricas más utilizadas tales como la ley de Ohm, leyes de Kirchhoff, ley de la potencias, etc, se cumplen igualmente para cortocircuito monofásico de corriente alterna.

En muchos casos la impedancia en por unidad de una componente del sistema está expresado en una base distinta que la seleccionada como base en el estudio (como en el caso de transformadores, generadores y motores), siendo necesario cambiarla a la nueva base usando la ecuación.

$$Z_{p.u. \text{ nueva}} = Z_{p.u. \text{ vieja}} \cdot (V_{base \text{ viejo}} / V_{base \text{ nuevo}})^2 \cdot (S_{base \text{ nueva}} / S_{base \text{ vieja}}) \quad (3.4)$$

donde:

- $Z_{p.u. \text{ vieja}}$ Impedancia de placa del equipo.
- $V_{base \text{ viejo}}$ Tensión nominal del equipo.
- $V_{base \text{ nuevo}}$ Tensión base del sistema.
- $S_{base \text{ viejo}}$ Potencia nominal del equipo.
- $S_{base \text{ nuevo}}$ Potencia base del sistema [16].

III.2.3 Métodos de calcular la corriente de cortocircuito

Algunos de los métodos utilizados para calcular la corriente de corto circuito son la reducción de mallas, el método de contribución y el método de las componentes simétricas.

El método de reducción de mallas se basa en el teorema de Thévenin, modelando el sistema en el punto de falla como una fuente de tensión (voltaje Thévenin) con magnitud igual al voltaje previo a la falla en serie con una impedancia equivalente (impedancia de Thévenin vista desde el punto de falla) la cual se halla por reducción de mallas del diagrama de impedancias correspondiente. Este método no considera las corrientes que circulan previas a la falla, pero en la mayoría de los sistemas de potencia la aproximación es razonable.



El método de contribución es una aplicación del teorema de superposición, partiendo del cálculo de la corriente de cortocircuito que produce cada fuente individualmente sobre el punto de falla. Luego, la corriente de cortocircuito total será la suma de las distintas contribuciones individuales de cada fuente. Presenta la desventaja de ser poco práctico en el caso de existir muchas fuentes de corrientes de cortocircuito.

El método de componentes simétricas está basado en la descomposición de vectores que representan corrientes desequilibradas (fallas asimétricas) en sistemas de vectores equilibrados denominados componentes simétricos. Con esta herramienta, las fallas asimétricas se pueden estudiar de manera similar a como se estudian las fallas simétricas (trifásicas) [16].

Actualmente para agilizar los cálculos de las corrientes de cortocircuito se utilizan programas que se basan en los métodos convencionales ya mencionados, entre estos podemos citar el IPA, pegasus, Easy Power etc.

En este trabajo se realizaron los cálculos de cortocircuito mediante el empleo del software Easy Power. Los resultados obtenidos son utilizados en el capítulo IV. El Easy Power es una herramienta de computación diseñada para el análisis de sistemas eléctricos industriales y comerciales de potencia, así como los sistemas de generación. Este programa utiliza las últimas técnicas de análisis de red y técnicas innovadoras de la computación.

III.2.4 Finalidad del cálculo de las corrientes de cortocircuito

El cálculo de las corrientes de cortocircuito se ejecuta para:

- La comparación y selección de la variante más racional de construcción del esquema de suministro.
- Determinación de las condiciones de trabajo de los consumidores bajo regímenes de falla.
- Selección de aparatos eléctricos, barras, aisladores cables de fuerza etc.
- Selección de los medios de limitación de las corrientes de cortocircuito.

- Determinación de la influencia de las líneas de transmisión sobre las líneas de comunicación.
- Proyección y construcción de los equipos de protección a rele y automático.
- Proyección de las protecciones de tierra.
- Selección de las características de los descargadores para la protección de sobre voltajes
- Evaluación y determinación de los parámetros de los sistemas de anulación del campo magnético de las maquinas sincrónicas.
- Evaluación de los sistemas de excitación de las maquinas sincrónicas.
- Realización de diferentes experiencias.
- Análisis de fallas u ocurridas [15].

III.3 Selección de los componentes de la subestación

Aparte de sustituir los componentes defectuosos para mejorar la confiabilidad de la subestación, es necesario introducir otros equipos. Desde el punto de vista eléctrico además del deterioro de los elementos, existe la necesidad de instalar transformadores de tensión (TP) por el lado de 110 kV con el objetivo de mejorar el sistema de protecciones eléctricas, y obtener la medición de diferentes parámetros eléctricos. Será necesario también, instalar transformadores de corriente (TC) por el lado de 110 kV con una relación de transformación menor de 600/5, esto se hace para mejorar en el futuro los ajustes de la protección diferencial y obtener mejores valores de la lectura de la corriente en vacío del transformador;

III.3.1 Componentes a introducir

■ Los interruptores de alta tensión

El interruptor es un aparato de maniobra que sirve para interrumpir circuitos con corrientes nominales de carga. Esta diseñado para la protección de conductores y aparatos que deban ser preservados contra sobrecargas eléctricas y corto



circuitos. Existen muchas variedades de estos desconectivos, en dependencia de los niveles de tensión, de la automatización, el sistema de apagado del arco, etc. En ocasiones vienen creados para el trabajo monopolar, aunque se pueden operar las tres fases con la ocurrencia de fallos en una de ellas. Esta operación puede ser realizada eléctricamente desde un dispositivo exterior, por tanto se pueden realizar operaciones repetidas para eliminar las desconexiones permanentes con fallos transitorios. Su operación casi no se afecta con la temperatura, la capacidad para su operación frente a fallos depende en mayor medida de la tensión residual que aparece en el momento del cortocircuito.

Características a tener en cuenta para la selección de los interruptores de alta tensión:

- *La tensión de servicio (U_n):* Tensión eficaz de línea para la que se debe utilizar el interruptor.
- *Capacidad momentánea (S_{mom}):* Es la capacidad que tiene el interruptor de mantenerse cerrado sin dañarse durante los primeros instantes ($1/2c$) cuando aparece la mayor corriente de cortocircuito.

$$S_{mom} = \sqrt{3}U_n \times I_{mom} \quad (3.5)$$

donde:

Corriente momentánea (I_{mom}) es la corriente asimétrica calculada con la X''d de todas las máquinas rotatorias a máxima generación (corriente de corto circuito asimetría inicial transitoria).

$$I_{mom} = K_1 \times I_{cc \frac{1}{2}c} \quad (3.6)$$

$I_{cc \frac{1}{2}c}$ = Corriente simétrica calculada con la X''d de todas las máquinas rotatorias a máxima generación (corriente de corto circuito simetría inicial transitoria).

K_1 = Coeficiente que toma en cuenta la componente de corriente directa que acompaña la $I_{cc \frac{1}{2}c}$. Este valor se estima alrededor de 1.6, aunque para valores de tensión menores de 5KV se puede tomar 1.5.

- *Capacidad interruptiva (S_{int}):* Es la capacidad que tiene el interruptor para soportar la corriente de cortocircuito en los 5 ciclos cuando se abren sus contactos.

$$S_{int} = \sqrt{3U_n} \times I_{INT} \quad (3.7)$$

donde:

Corriente interruptiva (I_{INT}) es la corriente asimétrica que debe interrumpir el interruptor (corriente de corto circuito asimetría durante el régimen transiente) sin que produzca daños permanentes.

$$I_{INT} = K_2 \times I_{cc \text{ 5 ciclo}} \quad (3.8)$$

I_{cc5c} = Corriente simétrica estimada a los 5 ciclos después de ocurrido el cortocircuito.

K_2 = Coeficiente que toma en cuenta la componente de directa y que depende de la velocidad en ciclo del interruptor.

8 ciclos-----	1.0
5 ciclos-----	1.1
3 ciclos-----	1.2
2 ciclos-----	1.4 [17].

- *Clase de aislamiento:* Se requiere el mismo aislamiento de los otros elementos del circuito.
- *Frecuencia nominal:* 50 / 60 HZ
- *La corriente nominal (I_n):* Es la corriente que maneja permanentemente sin provocar alteraciones, ni elevación de la temperatura normal del interruptor.
- Corriente de servicio I_s = corriente nominal del interruptor
- Corriente de estabilidad térmica (I_{th}) es la corriente que puede soportar un interruptor durante un tiempo definido sin calentarse excesivamente, pues $I_{th} > I_{cc}^2 \times t_{5ciclo} \times t_{5ciclo}$.

Corriente de estabilidad dinámica (I_{din}) es el valor cresta máximo que puede soportar el interruptor sin que se produzca deterioros por efectos electrodinámicos. Por lo tanto I_{din} del interruptor $> I_{ef \text{ máx.}}$



Donde ($I_{ef\ máx.}$): es el valor efectivo de la corriente de cortocircuito máximo en $\frac{1}{2}$ ciclo (valor cresta máximo).

- $I_{ef\ máx.} = 2.55 \times I_{cc\ máx.}$ en $\frac{1}{2}$ ciclo.

- *Duración del arco:* Especificado en segundos
- *Tiempo de apertura (Tapert)*
- *Tiempo de corte (Tcorte)*
- *Corriente de corto nominal (Ic.n)*
- *Distancia de fuga a tierra (Dft)*
- *Distancia de fuga a tierra (Df)*
- *El tipo de montaje:*
 - Fijo
 - Extraíble
- *Lugar de instalación:*
 - Interior
 - Intemperie
- *Tipo de comando:* Manual, eléctrico, aire comprimido o hidroneumático
- *Tensión auxiliar (Ualim):* Especificar el nivel de tensión auxiliar de motor y bobinas de aperturas, bobinas de cierre y contactos auxiliares.

- *Contactos auxiliares:* En los contactos auxiliares se debe especificar:
 - La cantidad y tipo de contactos,(normalmente cerrado y normalmente abierto),
 - la tensión de los contactos (Corriente continua o Corriente alterna).
 - la corriente nominal (In) del contacto.

- *Tipo de protección del interruptor:* curvas representativas de la protección del interruptor [18].

Selección de los transformadores de corriente y de potencial

Para controlar la energía eléctrica es necesario instalar unidades de tratamiento de la información capaces de vigilar las redes o las instalaciones y, según las necesidades, poner en marcha actuaciones adecuadas.

Las unidades de protección y de control y mando tratan los datos que obtienen de los captadores, envían las órdenes oportunas de maniobra al aparato y las informaciones convenientes al supervisor (que puede ser, por ejemplo, un centro de control).

■ Los transformadores de corriente

Los transformadores de corriente (TC) se utilizan para suministrar información a los relés de protección y/o medida de la corriente, de la potencia, de la energía. Por eso han de entregar una intensidad secundaria proporcional a la primaria que pasa por ellos. Por tanto, se han de adaptar a las características de la red: tensión, frecuencia y corriente. Se definen por su relación de transformación, potencia y clase de precisión. Su clase de precisión (precisión en función de la carga del TC y de la sobreintensidad) se escoge en función del uso.

Un TC de protección ha de tener su punto de saturación alto, de tal manera que permita medir, con suficiente precisión, una corriente de defecto para una protección cuyo umbral de disparo sea muy elevado. Generalmente, el Factor Límite de Precisión (*FLP*) de estos captadores de corriente tiene gran importancia. Hay que advertir que el relé asociado a ellos debe de ser capaz de soportar sobre intensidades importantes.

Un TC de medida necesita una precisión muy buena en el margen próximo a la corriente nominal; en cambio, no es necesario que los aparatos de medida soporten corrientes tan importantes como los relés de protección. Es por eso que los TC de medida tienen, al contrario que los TC de protección, un Factor de



Seguridad (FS) máximo para evitar sobrecargar fácilmente los aparatos de medida.

Existen TCs que tienen arrollamientos secundarios encargados de la protección y la medida.

Datos característicos de los TC son:

- Corriente primaria asignada (nominal) I_I : Es un valor normalizado; se escoge entre los valores discretos: 10 - 12,5 - 15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 A y sus múltiplos decimales hasta valores más alto que 1000 A.
- Corriente primaria máxima ($I_{Imáx}$): corriente máxima que puede soportar el TC en el devanado primario.
- Corriente secundaria asignada (nominal) I_{II} : Es igual a 1 ó 5 A, por supuesto existe valores mayores.
- Relación de transformación (I_I / I_{II}) K_i : Si las corrientes primarias y secundarias están normalizadas, estos valores son discretos.
- Carga de precisión: Valor de la carga sobre el que se basan las condiciones de precisión.
- Potencia de precisión asignada (nominal) P_n : Expresada en VA, corresponde a la potencia aparente que la corriente secundaria nominal (asignada) suministra al circuito secundario y a la carga de precisión. Los valores nominales son: 1 - 2,5 - 5 - 10 - 15 - 30 VA.
- Potencia real P_r : Es la potencia que corresponde al consumo de la carga real del TC en In.
- Clase de precisión (C_p): Define los límites de errores garantizados sobre la relación de transformación y sobre el desfase en las condiciones definidas de potencia y de corriente.
- Factores de precisión real (F_p o K_r): Es la relación entre la sobreintensidad que corresponde al error nominal y la intensidad asignada del TC cuando soporta una carga real diferente de la carga nominal.

- Factor límite de precisión (*FLP* o *Kn*): Es la relación entre la sobreintensidad nominal (por ejemplo $10 I_n$) y la corriente asignada (I_n).
- Corriente de corta duración admisible: Expresada en kA, es la corriente I_{th} (corriente de thevinin) máxima admisible durante un segundo (con el secundario en cortocircuito).
- Tensión asignada del TC: Es la tensión asignada que se aplica al primario del TC. Recordemos que el primario está conectado a AT y que el secundario (que no ha de ser abierto jamás) tiene generalmente uno de sus bornes conectado a tierra. Como para el resto de los componentes, se define también una tensión máxima de resistencia durante un minuto a frecuencia industrial y una tensión máxima de resistencia a la onda de choque; las normas definen sus valores.

Algunos TC pueden tener varios secundarios dedicados a protección o a medida. Los casos más típicos son los TC con 2 secundarios y, más raramente, con 3. Físicamente, estos TC reúnen en un mismo aparato el equivalente de 2 ó 3 TC independientes que pueden ser de clases y de razones de transformación diferentes.

Selección de los TC según las protecciones y las aplicaciones

Tener un perfecto conocimiento de los TC, de sus posibilidades y de sus límites, sólo es útil si, además, se sabe con qué relé va asociado, sus características y el margen de intensidades de corriente a controlar.

Las protecciones que se instalan en una red eléctrica se definen en el plan de protección. Esto requiere conocer, para las protecciones escogidas, su posición y sus datos de ajuste. Determina también la posición de los TC, su razón de transformación y, más raramente, la potencia, precisión y FLP.

En efecto, para determinar completamente un TC se necesita saber también:

- La impedancia de entrada de las protecciones,
- Adopción del factor de seguridad en los transformadores para, medida respectivamente el factor límite de precisión en los de protección.



- Estabilidad térmica ante los efectos de la corriente de cortocircuito
Debe cumplirse que la corriente estabilidad térmica $(I_{\text{est térmica}}) > I_{\text{cc}}^2 \times t_{5\text{ciclo}} \times t_{5\text{ciclo}}$
donde: $(I_{\text{cc}}^2 \times t_{5\text{ciclo}})$ es el valor máximo de la corriente de cortocircuito a los 5 ciclos y el tiempo en que transcurrir hasta su extinción.
 - Estabilidad ante los esfuerzos electrodinámicos internos:
Debe cumplirse que la corriente de estabilidad dinámica o de daño $(I_{\text{est dinámica}}) \geq I_{\text{ef máx.}}$
donde: $I_{\text{ef máx.}} = 2.55 \times I_{\text{cc máx. } \frac{1}{2} \text{ ciclo}}$ [18].
 - La impedancia del cableado,
 - Los márgenes de funcionamiento de las protecciones (normalmente integrados en el estudio de coordinación de las protecciones). Hoy en día, la mayor parte de las protecciones son de tecnología digital, muy precisas y fieles: la precisión de los TC es un factor determinante. El tipo de protección influye también en la precisión requerida a los captadores:
 - una protección contra sobreintensidad tiene simplemente en cuenta el valor de la corriente.
 - una protección diferencial compara dos intensidades,
 - una protección de tierra mide la suma de tres corrientes de fase [19].
- Los transformadores de potencial

El transformador de potencial es un transformador devanado especialmente, con un primario de alto voltaje y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados. Además, puesto que el objetivo principal es el muestreo de voltaje deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de que tan precisas deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial [20].

Características de los transformadores de potenciales

- Los transformadores de potenciales se conectan en derivación, entre fases (en tensiones bajas y medias) o entre fase y tierra cualquiera sea la tensión.
- La conexión fase tierra es muy útil, ya que entrega tensiones que permiten reconstruir tanto las tensiones simples como las compuestas, mientras que las tensiones obtenidas de las conexiones fase a fase no permiten reconstruir las tensiones fase a tierra, y bajo circunstancias especiales (por ejemplo cuando se desea conocer el contenido armónico) es importante poder conocer las tensiones simples
- Los transformadores de tensión funcionan prácticamente a tensión constante, a inducción constante, y no presentan efectos de saturación tan notables como los transformadores de corriente.

La tensión nominal primaria coincide con la tensión nominal del sistema, o si conectados fase tierra será la tensión nominal del sistema sobre raíz de 3. La prestación del transformador no esta condicionada a la carga que efectivamente se alimentara.

Debe observarse que en cambio la precisión de la medida puede ser afectada por los cables de conexión (sección y longitud), la corriente que por ellos circula y la cantidad de aparatos que alimentan.

Es entonces conveniente separar los circuitos por sus funciones en un lugar próximo al núcleo.

Como en la red se pueden presentar condiciones de sobretensión en relación al estado del neutro de la red, y la presencia de fallas, el transformador debe soportar estas situaciones.

Factor de tensión es la relación respecto de la tensión nominal primaria, del valor mas elevado de tensión con el cual se pretende que el transformador satisfaga



prescripciones de calentamiento, y otras eventuales prescripciones. Esta característica esta asociada al tiempo de funcionamiento (limitado o no) y se selecciona teniendo en cuenta la forma de conexión del arrollamiento primario y la condición del neutro de la red.

Para transformadores conectados fase a fase este factor es 1.2, para transformadores que se conectan fase tierra en redes con neutro aislada se requiere 1.9 por 8 horas, si la falla se elimina en tiempo breve en cambio 30 segundos [21].

Los transformadores de potenciales pueden funcionar para medida, protección o de doble función.

Transformador de tensión para medida: Transformador de tensión cuya función es transmitir una señal de información a los instrumentos de medición y medidores.

Transformador de tensión para protección: Transformador de tensión cuya función es transmitir una señal de información a los dispositivos de protección y control. La clase de precisión de un transformador de protección de tensión se designa mediante su índice de clase seguido por la letra P (por "Protección"). El índice de clase da el límite del valor absoluto de error compuesto de 5% de la tensión asignada y una tensión correspondiente al factor de tensión asignado.

Transformador de tensión de doble función: Transformador de tensión con un núcleo magnético encargado de cumplir la doble función de medición y protección. Podría tener uno o más arrollamientos secundarios.

Los transformadores potenciales pueden ser de tipo inductivo o capacitivo.

Transformador de tensión (inductivo) en cascada: Transformador de tensión en el que el arrollamiento (devanado) primario se encuentra distribuido equitativamente en dos o más núcleos magnéticos aislados, acoplados

electromagnéticamente de manera apropiada. La potencia, por lo tanto, se transmite al arrollamiento secundario ubicado en el núcleo en el que están dispuestos los arrollamientos al potencial más cercano a tierra.

Transformador de tensión capacitivo: Transformador de tensión formado por un divisor de tensión capacitivo y una unidad electromagnética diseñada y conectada de manera tal que la tensión secundaria de la unidad electromagnética sea prácticamente proporcional a la tensión primaria, y difiere en fase de ésta en un ángulo que es aproximadamente igual a cero para un sentido apropiado de las conexiones.

Para la selección de transformadores de potenciales hay que saber los siguientes:

- Factor de tensión asignado: Factor por el cual se multiplica la tensión primaria asignada, para determinar la tensión máxima ($U_{m\acute{a}x.adm}$) en la que un transformador debe cumplir con los requerimientos térmicos relevantes, para un tiempo específico y con los requerimientos de precisión relevantes.
- Límite térmico de la intensidad secundaria de carga: Corriente secundaria máxima que puede suministrar permanentemente un transformador, a la tensión más elevada para el material, sin que la temperatura de cualquier parte exceda los límites de temperatura especificados.
- Tipo de aislamiento.
- Tipo de instalación: Intemperie o Interior.
- Características constructivas: inductivo o Capacitivo
- Carga en el secundario
- Clase de precisión (Cp).
- Tipo de aislador
- Relación de transformación (Ku): tensión primaria entre tensión secundaria.
- Tensión de ensayo a la onda de choque de descarga atmosférica ($Unes$)



- Tensión rigidez eléctrica (*Urd*) [18].

III.3.2 Componentes en mal estado técnico a sustituir.

- Descargadores de las líneas y de los transformadores

Para la selección adecuada de los descargadores hay algunos factores o características que se toman en consideración, tales como:

Tensión de operación continua a la frecuencia de servicio (MCOV o *Uc*): Es el valor de tensión que puede ser aplicada en bornes del descargador en forma indefinida y sin que aparezcan problemas térmicos. En operación normal no es deseable que el descargador entre en funcionamiento con sobretensiones de origen interno o del sistema, y que pueden soportar perfectamente los aparatos conectados al mismo. Por lo tanto, está previsto que un descargador pueda recibir sin operar estos impactos de tensión para valores de ésta que sean 1,5 veces superiores a la tensión MCOV del descargador.

Las sobretensiones que superan el MCOV del descargador producen un incremento en corriente que da lugar al aumento de las pérdidas y la temperatura del aparato, afectando por lo tanto su estabilidad. Para la determinación del MCOV más adecuado para una aplicación específica, se procede del siguiente modo:

- Definir la tensión eficaz máxima de línea de la red: $U_L \text{ max}$
- Determinar el tiempo máximo de limpieza de la falla: $t \text{ max}$
- Haciendo uso de gráficos ofrecidos por los fabricantes para determinar el TOV (Sobretensión transitoria de frecuencia industrial).

Tensión nominal (*Ur*): Es el valor eficaz más elevado de la tensión admitida entre los bornes del descargador, a la frecuencia nominal. Por lo tanto, la tensión nominal de un descargador coincide con el valor de la tensión máxima de servicio del sistema.

Tensión residual (Ures): Es el valor de cresta de la tensión que aparece en los bornes del descargador cuando la corriente de descarga alcanza el valor de la corriente nominal. Para medirla se hace circular un impulso de corriente normalizado por el descargador y se verifica cual es el valor de cresta que aparece en bornes del mismo. Por ejemplo las normas ANSI establecen que se ejecuten 20 descargas con una forma de onda tipo 8/20 microsegundos, a distintos niveles de corriente de descarga; para obtener la curva de protección del descargador (Tensión residual Vs. Corriente de descarga). Para coordinar las aislaciones, la tensión residual debe ser menor que el nivel básico de aislamiento de la instalación (BIL).

Corriente de descarga nominal: Es la amplitud de la corriente de choque para la cual se dimensiona el descargador. El mismo debe poder descargar esta corriente un número ilimitado de veces, sin sufrir deterioros. La variación temporal difiere, según las prescripciones en distintos países, entre 8... 20 y 12... 45 microsegundos.

El criterio de elección en este caso es una combinación de factores técnicos y económicos:

- Nivel cerámico de la región, identificado por el número histórico anual de tormentas eléctricas. (Nivel I- III)
 - *Nivel I:* Nivel de máxima seguridad. Recomendado en edificios y lugares de pública concurrencia, alto número de impactos de rayos/año, zonas aisladas, etc.
 - *Nivel II:* Nivel de Alta seguridad: Recomendado para la protección de personas y estructuras con un índice de impactos de rayos/año medio-bajo, zonas en núcleos urbanos, etc.
 - *Nivel III:* Nivel de seguridad estándar. Se recomienda este nivel para la protección de estructuras en zonas de bajo nivel de impactos/año, estructuras poco elevadas, etc.
- Importancia del equipo a proteger.
- Tipo de líneas entrantes al equipo.



- Nivel de aislamiento de las líneas.
- Impedancia de la toma de tierra.

Corriente de descarga máxima: Es la corriente máxima de choque que el descargador puede descargar con seguridad. En la mayor parte de los casos, el valor exigido es de 100 kA para una forma de onda de 4/10 microsegundos. Desde hace algún tiempo, se exige también una corriente de descarga máxima para choques rectangulares de larga duración, por ejemplo, 2.000 microsegundos.

Corriente de fuga o residual (I_f): Es la corriente que circula por el descargador a la MCOV o a la tensión nominal, siendo la misma un valor reducido.

Un aspecto importante a considerar es que el descargador debe recuperar perfectamente su estado de aislamiento inicial luego de haber limitado una sobretensión, debiendo conservar este comportamiento luego de repetidas operaciones a lo largo de su vida útil.

Los ensayos de resistencia a la corriente de descarga comprenden el ensayo de alta corriente y corta duración (HDSD), y el ensayo de baja corriente y larga duración (LCLD).

El ensayo de alta corriente y corta duración tiene por objeto la verificación de la respuesta ante las peores condiciones de descargas impulsivas. Las normas ANSI establecen que el mismo se ejecuta mediante dos descargas con una forma de onda tipo 4/10 microsegundos.

El ensayo de baja corriente y larga duración tiene por objeto la verificación de la estabilidad térmica ante varios ciclos de operación. Hay dos métodos de ejecución: uno de descarga de línea de transmisión para descargadores intermedios y para estaciones; y otro de onda rectangular para descargadores de distribución que puede durar unos 2000 microsegundos.

Las normas también prescriben ensayos dieléctricos, similares a los que se efectúan sobre los aisladores.

Los descargadores se pueden clasificar en cuatro tipos básicos de descargadores: secundarios, de distribución, intermedios y para estaciones. Las diferencias entre estas categorías se encuentran fundamentalmente en la tensión nominal y las características de protección (relación entre la tensión de descarga y la tensión nominal).

Así la norma ANSI define que los del tipo secundario operan a menos de 1 kV, los de distribución entre 1 y 30 kV con una característica de protección de 3,5 p.u. (son los de uso mas difundido), los intermedios entre 3 y 120 kV con una característica de protección de 3,0 p.u. y los de estaciones entre 3 y 684 kV con una característica de protección de 2,7 p.u. (ofrecen el grado más alto de protección y son los de mayor costo).

Por su parte, los descargadores de distribución se clasifican según la clase de servicio: pesado, normal y liviano.

La norma ANSI/IEEE C62.11 define a los descargadores de distribución para servicio pesado a los que cumplen:

- Ciclo de servicio normal a 10 kA de pico
- Pico de 100 kA de alta corriente y corta duración
- Pico de 250 A de baja corriente y larga duración

La norma ANSI/IEEE C62.11 define a los descargadores de distribución para servicio normal a los que cumplen:

- Ciclo de servicio normal a 5 kA de pico
- Pico de 65 kA de alta corriente y corta duración
- Pico de 75 A de baja corriente y larga duración



La norma ANSI/IEEE C62.11 define a los descargadores de distribución para servicio liviano a los que cumplen:

- Ciclo de servicio normal a 5 kA de pico
- Pico de 40 kA de alta corriente y corta duración
- Pico de 75 A de baja corriente y larga duración [22].

■ Las cuchillas seccionadoras

Actualmente en las subestaciones se emplean seccionadores trifásicos con accionamiento eléctrico. El empleo del accionamiento aumenta la seguridad en las operaciones debido que el mando del accionamiento siempre se ubica a una distancia del seccionador asegurando de esta manera la vida del personal durante cualquier evento indeseado. El accionamiento acorta y acelera las operaciones. La existencia del accionamiento en los seccionadores permite realizar bloques de operación tanto del propio seccionador como de los interruptores.

Los tipos de seccionadores mas utilizados son:

Seccionadores (sin carga)

Es un aparato de maniobra que sirve para interrumpir un circuito sin carga y en forma visible. El seccionador no ha sido diseñado para interrumpir corrientes de carga. Si se opera el aparato con carga se produce un arco por las características inductivas y capacitivas de la carga.

Seccionador bajo carga

El seccionador bajo carga es un elemento de maniobra que permite interrumpir circuitos con carga nominal. Se posee elementos constructivos en sus polos que permiten manejar la interrupción del circuito con carga nominal y el arco eléctrico, como cámara apaga chispa o dispositivos que enfrían el arco eléctrico por camino del arco (una de las forma de enfriar el arco eléctrico es desviándolo).

Seccionador fusible

El seccionador fusible es un aparato de maniobra y de protección que como seccionador no opera con corriente de carga o corriente de falla. El que actúa ante una falla es el fusible que está puesto como elemento de unión entre los dos polos, interrumpiendo el circuito.

Es un elemento de maniobra porque permite abrir un circuito en forma visible, sin carga y es un elemento de protección porque tiene un fusible.

Seccionador fusible bajo carga

Algunos aparatos están preparados para interrumpir circuitos con corrientes nominales de carga, recibiendo el nombre de Seccionadores fusibles bajo carga, Tiene elementos en su construcción que permite manejar el arco eléctrico cuando se interrumpe la corriente.

El seccionador fusible bajo carga es una mezcla de interruptor y seccionador, con un elemento de protección fusible, actúa con corriente de carga nominal, la diferencia está en la forma constructiva de sus contactos. El fusible está como elemento de unión entre los contactos del seccionador.

Se construyen seccionadores unipolares, tripolares y tatrapolares, este último caso el cuarto polo produce la apertura del neutro [23].

Consideraciones que hay que tener en cuenta para seleccionar un seccionador:

Disposición de montaje:

- Horizontal
- Vertical
- Horizontal invertido

Lugar de instalación

- A la intemperie. Los seccionadores para subestaciones a la intemperie deben poseer (a) elevado nivel de aislamiento con respecto a un medio contaminado por humedad, polvo, etc. (b) elevada estabilidad mecánica.



- En el interior

Tensión nominal (U_n): Es el valor de la tensión con la cual el sistema es denominado, y al cual se refieren sus características, de acuerdo con lo que indican las normas sobre tensiones nominales, por lo tanto $U_{\text{seccionador}} \geq U_{\text{nominal}}$ del sistema (instalación)

Corriente nominal (I_n): Todos los seccionadores deben soportar la corriente nominal (I_{nom}) en forma permanente sin que se produzca un calentamiento de 3°C en sus contactos, así que I_n del seccionador $> I_{\text{nom}}$ máxima del sistema (instalación)

Intensidad de límite térmica o corriente de estabilidad térmica ($I_{\text{est térmica}}$): Es la corriente que puede soportar un seccionador durante un segundo sin calentarse excesivamente, pues $I_{\text{est térmica}}$ del seccionador $> I_{\text{cc}}^2 \times t_{5\text{ciclo}}$.
donde: $(I_{\text{cc}}^2 \times t_{5\text{ciclo}})$ es el valor máximo de la corriente de cortocircuito a los 5 ciclos y el tiempo en que transcurrir hasta su extinción.

La intensidad de límite dinámica o corriente de estabilidad dinámica (I_{din}): Es el valor cresta máximo que puede soportar el seccionador sin que se produzca deterioros por efectos electrodinámicos. Por lo tanto I_{din} del seccionador $> I_{\text{ef máx.}}$

donde ($I_{\text{ef máx.}}$): es el valor efectivo de la corriente de cortocircuito máximo en $\frac{1}{2}$ ciclo (valor cresta máximo).

$$I_{\text{ef máx.}} = 2.55 \times I_{\text{cc máx. en } \frac{1}{2} \text{ ciclo.}}$$

El valor de la corriente de cortocircuito dependerá de la parte donde se conectará el seccionador en el circuito; próximo a la carga, línea de transmisión transformador elevador etc [18].

III.4 Conclusión

La metodología seguida en este capítulo permite conocer los elementos a considerar para la selección del equipamiento eléctrico de la subestación teniendo en cuenta sus características fundamentales para su confiable operación en el sistema.



CAPÍTULO IV

Especificaciones de los componentes seleccionados

- Introducción
- Selección de los componentes
- Conclusión

IV.1 Introducción

En este capítulo se exponen las especificaciones de los componentes seleccionados basados en la metodología explicada en el capítulo anterior.

Estos componentes se seleccionaron cuidadosamente teniendo en cuenta las condiciones ambientales existentes en la región, y las características eléctricas e importancia de dicha subestación.

IV.2 Selección de los componentes

IV.2.1 Interruptores de alta tensión

Cálculo de la capacidad momentánea del interruptor

$$S_{nom} = \sqrt{3}U_n \times I_{mom} \quad (4.1)$$

$$I_{nom} = K_1 \times I_{cc1/2c} \quad (4.2)$$

donde:

$$K_1 = 1.6$$

$I_{cc} 1 \phi$ en 1/2 ciclo = 6.98 kA (según el programa Easy Power)

$$I_{mom} = 1.6 \times 6.98 \text{ KA} = 11.168 \text{ kA}$$

$$S_{nom} = \sqrt{3} \times 110 \times 10^3 \times 11.168 \times 10^3 = 2127.789 \text{ MVA}$$

Cálculo de la capacidad interruptiva del interruptor

$$S_{INT} = \sqrt{3}U_n * I_{INT} \quad (4.3)$$

$$I_{INT} = K_2 * I_{cc5c} \quad (4.4)$$

$K_2 = 1.2$ (Velocidad del interruptor: 3 ciclos)

$I_{cc} 1\phi$ en 5 ciclos = 6.881 kA (según el programa Easy Power)

$$I_{int} = 1.2 \times 6.881 \times 10^3 = 8.257 \text{ kA}$$

$$S_{int} = \sqrt{3} \times 110 \times 10^3 \times 8.257 \times 10^3 = 1573.169 \text{ MVA}$$

A partir de los resultados obtenidos se propone los interruptores tripolar de corte en SF6, de acuerdo a la norma IEC, para instalación a intemperie, con accionamiento por resorte, por un motor universal, con mando local y a distancia. Los interruptores tienen las siguientes características:

Tipo: GL312F1-Tripolar (figura 4.1a y b del anexo)

$Un = 145 \text{ kV}$

$Fn = 60 \text{ Hz}$

$In = 3150 \text{ A}$

$I_{int} = 50 \text{ kA}$

$I_{din} = 100 \text{ kA}$

$I_{th} = 40 \text{ kA}, 3s$



$$I_{c.n} = 10 \text{ kA}$$

$$T_{apert} = 31 \text{ mS}$$

$$T_{corte} = 50 \text{ mS}$$

$$T_{cierre} = 85 \text{ mS}$$

Otras características técnicas:

$$D_f = 3625 \text{ mm}$$

$$D_{ft} = 3625 \text{ mm}$$

$$U_{alim} = 220 \text{ VCD} \text{ (tensión del motor universal o de los circuitos auxiliares)}$$

IV.2.2 Transformadores de corriente

Se seleccionan los transformadores de corriente a partir de los siguientes datos:

$$I_{\text{est dinámica}} \geq I_{cc} \cdot 1\phi \cdot \frac{1}{2} \text{ ciclo} \quad (4.5)$$

$$\text{donde: } I_{\text{est dinámica}} = 2.55 \times I_{cc \text{ max}} = 2.55 \times 6.98 = 17.799 \text{ kA}$$

Comprobación de la estabilidad térmica:

$$I_{\text{est térmica}} > I_{cc} \cdot 5 \text{ ciclos}^2 \times t_{5 \text{ ciclo}} = 6.881^2 \times 0.08 = 4 \text{ kAs} \quad (4.6)$$

Se selecciona el transformador de corriente **CTH-123** (figura 4.2 y tabla 4.1 del anexo) con aislamiento de papel aceite y aislador de porcelana, con las siguientes características técnicas:

$$U_n = 123 \text{ KV}$$

$$I_f = 400 \text{ A}$$

$$I_{II} = 5 \text{ A}$$

$$CP = 0.5$$

$$K_f = 400/5$$

$$(I_{\text{est térmica}}) I_{th} = 63 \text{ KA rms } 1 \text{ s}$$

$$(I_{\text{est dinámica}}) I_{din} = 160 \text{ KA Cresta.}$$

$$I_{I_{max}} = 480 \text{ A}$$

IV.2.3 Transformadores potenciales (TP)

Se seleccionan los transformadores de potencial tipo **UXT-123 inductivo** (figura 4.3 y tabla 4.2) con aislador de porcelana y aislamiento interno de aceite dieléctrico para intemperie de acuerdo a las normas IEC.

$$U_n = 123 \text{ kV}$$

$$U_{ens} = 550 \text{ kV } 1.2/50 \mu\text{s}$$

$$U_{rd} = 230 \text{ kV por } 1 \text{ min}$$

$$K_u = 110000: \sqrt{3} / 100: \sqrt{3} \text{ V}$$

$$C_p = 0.5$$

$$U_{m\acute{a}x.adm} = 1.2 U_n$$

IV.2.4 Descargadores

En la selección de los descargadores se siguen los pasos indicados en la guía ABB SESWG/A 2300E Technical Information Selection Guide for ABB HV surge arresters [24].

Paso 1 – obtención de los parámetros del sistema

- Obtención de la mayor tensión estimada del sistema U_m

(Definición; Tensión máxima del sistema U_m es la mayor tensión eficaz fase a fase que se presenta bajo condiciones normales de operación en cualquier tiempo y punto del sistema)

Se puede estimar en

$$1.05 \times 110 \text{ kV} = 115.5 \text{ kV} \quad (4.7)$$

- Condiciones de falla a tierra:

En el cálculo de cortocircuito realizado, se ha obtenidos cortocircuitos monofasicos en distintas condiciones de la red. Estos valores determinan la tensión TOV Sobretension temporaria, que ocurre en las fases cuando hay fallas a tierra. En el caso examinado es:

Tensión máxima 75 kV (según el programa Easy Power).



También puede presentarse durante fenómenos de ferresonancia, o en rechazos de carga, que son situaciones no previsible en el sistema en estudio.

El factor de puesta a tierra se determina a partir del siguiente valor:

$$K_e = 75 \text{ kV} * 1,73/110 \text{ KV} = 1.17 \quad (4.8)$$

Paso 2 – seleccionar la tensión de operación continua

La tensión de operación continua U_c (M_{cov}) es la designada como permisible en valor eficaz a frecuencia industrial que puede ser aplicada continuamente (permanentemente) en bornes del descargador.

$$U_{ca} = U_m / 1,73 = 115.5 \text{ kV} / 1,73 = 66.68 \text{ kV} \quad (4.9)$$

Paso 3 – seleccionar la capacidad conveniente TOV

La duración de la sobretensión depende del tiempo de eliminación de la falla que se considera en sistemas puestos a tierra directamente menor de 10 segundos

Según tabla la capacidad TOV para 10 segundos es 1.1 [1].

Luego se inicia la selección del descargador:

- Selección en base a la tensión preliminar

$$U_{ro} = U_c / 0,8 = 66.68 \text{ kV} / 0,8 = 83.35 \text{ kV} \quad (4.10)$$

- Determinación de TOV en base a amplitud y duración de la falla

$$TOVe = k_e \times U_m / 1,73 = 1,17 \times 115.5 / 1,73 = 79 \text{ kV} \quad (4.11)$$

- Consideración de energía absorbida previa

$$U_{re} = TOVe / Tr = 79 \text{ kV} / 1,1 = 72 \text{ kV para 10 segundos} \quad (4.12)$$

Paso 4 - selección del valor final

Se selecciona el mayor valor entre U_{ro} y U_{re}

$$U_r = 83.35 \text{ kV}$$

A partir de los datos obtenidos se seleccionan los descargadores de tipo **HI- 96** (tabla 4.3 del anexo), de óxido metálico con envolvente polimérica con grado 4,

contra contaminación ambiental acorde a la norma IEC 60815 con las siguientes características técnicas:

$$U_r=96 \text{ kV rms}$$

$$U_c=77 \text{ kV rms}$$

I_{desc.asig} (Corriente de descarga nominal)= 10 kA para un impulso tipo rayo 8/20 μ s

I_{amp.y c.dur}- Corriente de descarga máxima=100 kA cresta (4/10 μ s)

$$I_f \text{ máx.}=0.5 \text{ mA}$$

$$U_{res}=261.1 \text{ KV}$$

Incluyen en su sistema un contador de descarga del tipo SDN4 con transformador incluido.

IV.2.5 Seccionadores

Para la selección de los seccionadores se siguen los mismos procedimientos del punto IV.2.2.

Se seleccionan con apertura central y cuchilla de puesta a tierra adosada, para uso en intemperie de 3 columnas del tipo **SR- 16 200** (figura 4. 4 del anexo).

Incluye accionamiento por motor eléctrico y manual por palanca con las siguientes características técnicas:

$$U_n=123 \text{ kV}$$

$$I_n= 1250 \text{ A}$$

$$I_{din}=63 \text{ KA}$$

$$I_{th}= 40 \text{ KA}$$

$$U_d=550 \text{ KV Bil}$$

$$U_{alim}=220 \text{ VCD}$$

Nota: La monolineal propuesta de la subestación se muestra en la figura 4.5 del anexo.



IV.3 Conclusión

Los componentes seleccionados están apropiados para las funciones requeridas. Entre sus características, son muy resistentes a los efectos de la corrosión y siendo equipos modernos, se asegura alta calidad tecnológica. Entonces, se resultan efectos positivos sobre el mejoramiento de la confiabilidad de la subestación y la estabilidad del suministro eléctrico a la misma.

CAPÍTULO V

Sistema de aterramiento propuesto de la subestación

- **Introducción**
- **Generalidades**
- **Sistema de aterramiento actual de la subestación**
- **Diseño propuesto de la expansión del sistema puesta a tierra**
- **Cálculo del sistema de pararrayos**
- **Conclusión**

V.1 Introducción

En las instalaciones eléctricas de cualquier tipo, por razones de seguridad para el personal que las opera, es necesario que todas las estructuras metálicas se mantengan al menor potencial posible respecto a tierra, tanto bajo condiciones de operación normales como bajo condiciones de falla.

El objetivo primordial de los sistemas de puesta a tierra es asegurar que las personas, dentro o fuera de una subestación, no estén expuestas a choques eléctricos dañinos, en caso de fallas a tierra (cortocircuitos) o descargas atmosféricas en el sistema eléctrico asociado a la subestación. Durante fallas de este tipo, el flujo de corriente a tierra genera gradientes de potencial dentro y fuera de la subestación que tienen un gran impacto en la seguridad de la instalación.

V.2 Generalidades

Una instalación de puesta a tierra se compone esencialmente de electrodos, que son los elementos que están en íntimo contacto con el suelo (enterrados) y de conductores, utilizados para enlazar a los electrodos entre sí y a éstos, con los gabinetes de los equipos y demás instalaciones expuestas a corrientes nocivas, manteniendo al mismo tiempo, una superficie equipotencial a su alrededor.



La denominación "puesta a tierra" comprende toda la ligazón metálica directa sin fusible ni protección alguna, de sección suficiente, entre determinados elementos o partes de una instalación y un electrodo, o grupo de electrodos, enterrados en el suelo, con objeto de conseguir que el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no existan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de falta o la descarga de origen atmosférico [25].

Las descargas eléctricas atmosféricas se conducen a tierra mediante el uso de pararrayos que son sistemas o dispositivos destinados a proteger los objetivos del impacto directo de las mismas. El sistema o dispositivo está formado por los siguientes elementos principales:

- Terminal aéreo o malla terminal aérea
- Conductores de bajada o bajante
- Puente
- Junta
- Terminal de tierra
- Toma a tierra
- Soporte.

Terminal aéreo: Elemento metálico del sistema de protección destinado a interceptar las descargas eléctricas atmosféricas. Pueden ser:

- de punta
- cable horizontal entre dos mástiles
- mallas aéreas sobre la cubierta del objetivo.

Conductor de bajada: Conductor eléctrico que establece la conexión entre un terminal aéreo con un terminal de tierra.

Término permisible: Bajante.

Puente: Conductor eléctrico destinado a proporcionar la conexión eléctrica entre dos o más partes del sistema de protección.

Junta: Unión que permite la continuidad eléctrica entre dos o más partes competentes del sistema de protección.

- Junta de pruebas: Junta diseñada y situada de forma tal que permita realizar mediciones de referencia a tierra o de continuidad.

Terminal a tierra: Elemento metálico del sistema de protección destinado a descargar las corrientes producidas por descargas eléctricas atmosféricas en la masa general de la tierra [26].

Básicamente los pararrayos se dividen en dos tipos: los activos y los pasivos.

Los **pararrayos activos** son los que tratan de facilitar el camino del terminal positivo que sale de la tierra, dirigiéndolo o provocando un camino de baja impedancia. Actúan con el gradiente electrostático de la atmósfera, descargando el lugar donde se encuentran instalados y evitando que el rayo incida en ese punto, y se convierte en un elemento preventivo. Además, el encuentro entre el terminal positivo y negativo se realiza a mayor altura, alejando con ello el punto de mayor temperatura durante la descarga del rayo.

Los **pararrayos pasivos** descargan el terreno donde están instalados únicamente por el efecto punta, por lo que materialmente esperan el rayo para disiparlo a tierra, teniendo por tanto una mayor probabilidad de impacto.

Entre los pararrayos pasivos los más significativos son:

- Los pararrayos Juala de Faraday.
- El pararrayo de Melsens
- Los hilos de guarda.
- El pararrayo de Franklin [4] (lo que está utilizado en la subestación de estudio)

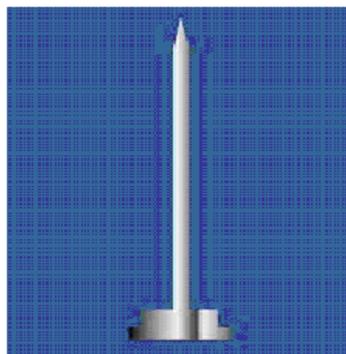


Figura V.1 Pararrayo de Franklin



Todo sistema de puesta a tierra constará de las siguientes partes:

1. Tomas de tierra.
2. Líneas principales de tierra.
3. Derivaciones de las líneas principales de tierra.
4. Conductores de protección.

Las tomas de tierra estarán constituidas por los elementos siguientes:

- *Electrodo*: Es una masa metálica, permanentemente en buen contacto con el terreno para facilitar el paso a éste de las corrientes de defecto que puedan presentarse o la carga eléctrica que tenga o pueda tener.
- *Línea de enlace con tierra*: Está formada por los conductores que unen el electrodo o conjunto de electrodos con el punto de puesta a tierra.
- *Punto de puesta a tierra*: Un punto situado fuera del suelo que sirve de unión entre la línea de enlace con tierra y la línea principal de tierra.

Las instalaciones que lo precisen, dispondrán de un número suficiente de puntos de puesta a tierra, convenientemente distribuidos, que estarán conectados al mismo electrodo o conjunto de electrodos. El punto de puesta a tierra estará constituido por un dispositivo de conexión (regleta, placa, borne, etc.) que permita la unión entre los conductores de las líneas de enlace y principal de tierra de forma que pueda, mediante útiles apropiados, separarse éstas, con el fin de poder realizar la medida de la resistencia de tierra.

Las líneas principales de tierra estarán formadas por conductores que partirán del punto de puesta a tierra y a las cuales estarán conectadas las derivaciones necesarias para la puesta a tierra de las masas generalmente a través de los conductores de protección.

Derivaciones de las líneas principales de tierra: Las derivaciones de las líneas de tierra estarán constituidas por conductores que unirán la línea principal de tierra con los conductores de protección o directamente con las masas.

Conductores de protección: Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra los contactos indirectos. En el circuito de puesta a tierra, los conductores de protección unirán las masas a la línea principal de tierra. En otros casos reciben igualmente el nombre de conductores de protección, aquellos conductores que unen las masas:

- al neutro de la red.
- a otras masas.
- a elementos metálicos distintos de las masas.
- a un relé de protección [27].

V.2.1 Clasificación de la puesta a tierra

Cada puesta a tierra cumple un objetivo bien definido, por lo que los mismos se pueden clasificar como:

Puesta a tierra de protección: Se pondrán a tierra las partes metálicas de una instalación que no estén en tensión normalmente pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobre tensiones.

Salvo las excepciones señaladas en los apartados que se citan, se pondrán a tierra los siguientes elementos:

- Los chasis y bastidores de aparatos de maniobra.
- Los envolventes de los conjuntos de armarios metálicos.
- Las puertas metálicas de los locales.
- Las vallas y cercas metálicas.
- Las columnas, soportes, pórticos, etc.
- Las estructuras y armaduras metálicas de los edificios que contengan instalaciones de alta tensión.
- Los blindajes metálicos de los cables.
- Las tuberías y conductos metálicos.



- Las carcasas de transformadores, generadores, motores y otras máquinas.
- Hilos de guarda o cables de tierra de las líneas aéreas.

Puestas a tierra de servicio: Se conectarán a tierra los elementos de la instalación necesarios y entre ellos:

- Los neutros de los transformadores, que lo precisan en instalaciones o redes con neutro a tierra de forma directa o a través de resistencias o bobinas.
- El neutro de los alternadores y otros aparatos o equipos que lo precisen.
- Los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida.
- Los limitadores, descargadores, auto válvulas, pararrayos, para eliminación de sobre tensiones o descargas atmosféricas.
- Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra.

Puesta a tierra para trabajo: En los trabajos de reparación y mantenimiento de muchas instalaciones es necesario conectar a tierra, temporalmente, las partes normalmente energizadas a fin de evitar accidentes debido a la reconexión indebida de la misma o a las tensiones inducidas por sistemas energizados cercanos [28].

El sistema más usado de puesta a tierra en la subestación es el malla a tierra, y consiste de conductores y barras enterradas a una profundidad adecuada de bajo de la superficie del terreno y cuya configuración es la de una malla. Los principales parámetros de una malla son:

- Longitud y calibre de los conductores.
- Longitud, diámetro y cantidad de los electrodos verticales.
- Profundidad de enterramiento de los electrodos verticales y horizontales.
- Espaciamiento entre las filas de los conductores de tierra.
- Área de la malla de tierra.
- Gradiente de potencial máximo permisible.

Resumiendo, las funciones de un sistema de aterramiento son:

- Permite la conexión a tierra para el neutro aterrado de transformadores, reactores, y capacitares.
- Permite el camino de descarga para pararrayos y dispositivos similares.
- Asegura la seguridad de personal por limitando la diferencia de potencial que puede existir en una subestación.
- Permite un medio para descargar y desenergizar los equipos para preceder con el mantenimiento de ellos.
- Permite un camino a tierra de baja resistencia suficiente para minimizar el aumento de potencial con respecto a tierra [4].

V.3 Sistema de aterramiento actual de la subestación

La subestación principal de la Empresa Ernesto Che Guevara consta de un sistema a puesta a tierra de protección.

La puesta a tierra se aplica a las cubiertas de los aparatos y de los equipos eléctricos, los gabinetes de los bornes, las estructuras metálicas de los pórticos, y los depósitos de los transformadores de fuerza.

La red de la puesta a la tierra exterior se ejecuta con una cinta de cobre de 40x4 tendida en la tierra a una profundidad de un metro con la fijación a las tomas de tierra tubulares de hierro fundido de diámetro 100mm largo 3m. La magnitud máxima de la resistencia del circuito de puesta a tierra teniendo en cuenta las tomas de tierra naturales no deberá superar los $0,5\Omega$ (según normas soviéticas). En caso de necesidad se ha previsto la salinación de los surcos alrededor de las tomas de tierra con la ayuda de sal añadida en el interior de la toma de tierra (la resistencia específica del suelo es $f = 17,7 \Omega$).

A la salida (entrada) a la subestación es necesario nivelar los potenciales de paso mediante el tendido entre la cerca y la toma de tierra de dos conductores a la distancia de 1 y 2m de la toma de tierra a los profundos lugares. Los conductores indicados deberán tener una longitud que supere el ancho de la salida o de la entrada en 1 metro por ambos lados.



V.4 Diseño propuesto de la expansión del sistema puesta a tierra

Por razones de la instalación de nuevos equipos tales como transformadores de corriente y transformadores de potencial etc. de lo cual tienen que estar aterrado se realizará una expansión de tres (3) metros en el sistema de puesta a tierra actual (figura 5.1 del anexo).

Para razones técnico-económicas se recomienda la utilización de los mismos electrodos y conductores que esta disponible en el sistema de aterramiento actual para la expansión.

El sistema actual consta de 40 electrodos con diámetro 100mm, largo 3m y 600m de conductores de cinta de cobre (40×4)

Con la expansión se adiciona 8 electrodos y 57 m de cinta de cobre. En total, con la expansión, el sistema consta de 48 electrodos y 657m de cinta de cobre.

Teniendo en cuenta las nuevas especificaciones se realizo cálculos para verificar si con la expansión del sistema de aterramiento se cumple las normas cubanas para sistema de aterramiento de subestaciones. De acuerdo con la norma cubana, NRIB 019 de 1979 (explotación), la resistencia de la malla a tierra no debe superar 1Ω.

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

La resistencia de una toma de tierra tubular

$$R_{TP} = \frac{\rho}{2\pi l} \times \ln \frac{4l}{d} = \frac{177}{2 \times 3,14 \times 3} \times \ln \frac{12}{0.1} = 45\Omega \quad (5.1)$$

donde:

l: Longitud de electrodo (m)

ρ: Resistividad del suelo (Ω-m)

d: Diámetro del electrodo (mm)

R_{TP}: Resistencia de un solo electrodo

El diámetro del electrodo = 100 mm

Longitud del electrodo = 3m introducida verticalmente a la profundidad de 1m.

$$\rho = 177\Omega - m$$

La resistencia sumaria de todos los electrodos tubulares

$$R_{\Sigma TP} = \frac{R_{TP}}{n \times \eta} = \frac{45}{48 \times 0,82} = 1,14\Omega \quad (5.2)$$

donde:

n: Numero de electrodo

η : Coeficiente de apantallamiento para electrodo vertical [4].

$R_{\Sigma TP}$: Resistencia sumaria de todos los electrodos tubulares

La resistencia al flujo de la corriente de la toma de tierra tendida

$$R_{no} = \frac{0,366\rho}{l} \times \lg \frac{2l^2}{Bt} = \frac{0,366 \times 1,17 \times 10^4}{65700} \times \lg \frac{2 \times 65700^2}{4 \times 100} = 0,478\Omega \quad (5.3)$$

donde:

B: Espesor del cable

t: Diámetro del electrodo

R_{no} : Resistencia al flujo de la corriente de la toma de tierra

La resistencia sumaria al fluído de la corriente de la toma de tierra tubular y de cinta

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{\Sigma TP} \times R_{no}}{R_{\Sigma TP} + R_{no}} = \frac{1,14 \times 0,478}{1,14 + 0,478} = 0,336\Omega \quad (5.4)$$

De los cálculos realizados se puede ver que cumple las normas cubanas.

Nota:

- Para las especificaciones del sistema de puesta a tierra actual de la subestación, ver la tabla 5.1 del anexo.
- Para las nuevas especificaciones de la expansión del sistema, ver la tabla 5.2 del anexo.



En el diseño de los sistemas de tierras se debe considerar, que van a estar operando en presencia de humedad, polvo, roedores e insectos, por lo que se requiere que el diseño sea apropiado para las condiciones de este medio ambiente y contar con facilidades para recibir mantenimiento.

V.5 Cálculo del sistema de pararrayos

Teniendo en cuenta la expansión en el sitio y considerando que las torres actuales no sufrirán ningún tipo de desplazamiento, se procederá a comprobar si los pararrayos actuales (N°1y2) cumplen con las normas establecidas para la protección de los equipamientos instalados y los que se van a instalar dentro de esta expansión.

Para cumplir las normas los equipamientos deben estar dentro de la zona de protección del pararrayo (r_x).

Los datos conocidos del sistema actual son:

- *altura del pararrayo 1 y 2 = 19.35 m*
- *altura de pararrayo 3 y 4 = 16 m*
- *el objeto mas alto protegido por el pararrayo = 12 m*

Se calcula la zona de protección de los pararrayos actuales por la siguiente ecuación:

$$r_x = 1,5(h - 1,25h_x) \quad (5.5)$$

donde:

r_x : Radio de la zona de protección al nivel h_x

h_x : Objeto mas alto protegido por el pararrayo

h : Altura del pararrayo

Sustituyendo el valor de la altura (h) del pararrayos N° 1 y 2 y el valor del objeto más alto protegido por el pararrayo (h_x) se obtiene que:

$$r_x = 1,5(h - 1,25h_x) = 1,5(19,35 - 1,25 \times 12) = 6,5m \quad (5.6)$$

Evidentemente, por el cálculo realizado, la expansión de 3 m se caiga dentro de la zona de protección del pararrayo, por lo tanto los equipamientos están bien protegidos de descargas atmosféricas.

Como se cumple las normas establecidas no hay necesidades a cambiar la altura de los pararrayos 1 y 2 ni desplázalos (figura 5.2 del anexo).

V.6 Conclusión

Las variantes seleccionadas para el arreglo del sistema de aterramiento que se necesitan como resultado del emplazamiento de nuevos componentes en la subestación son confiables y por tanto, se esperan resultados óptimos.



CAPÍTULO VI

Evaluación técnico-económica del proyecto

- **Introducción**
- **Generalidades**
- **Valoración económica de la nueva variante**
- **Conclusión**

VI.1 Introducción

La modernización de la subestación de 110 kV de la ECG forma parte de medidas inversionista para mantener y garantizar los niveles de producción de la empresa acorde a las exigencias competitivas del mercado mundial. Un ejemplo de esto se puede ver en la fabrica de níquel Moa Níkel SA donde también se han acometido varias inversiones incluida la modernización de la subestación 110/13.8 kV similar a la de la ECG.

VI.2 Generalidades

Un proyecto para su evaluación puede tener parámetros técnicos, bien fundamentados pero además se debe establecer un compromiso entre estos indicadores y el aspecto económico, que determina la viabilidad de una nueva inversión o una modernización del equipamiento.

Las inversiones se realizan con el objeto de:

- Mantener o incrementar las capacidades productivas de las empresas en funcionamiento y llevar a cabo medidas para el desarrollo de la producción.
- Garantizar la construcción y puesta en marcha de nuevos fondos básicos y la ampliación de los existentes.
- Extender el servicio eléctrico a toda la población.

- Elevar la calidad de los principales indicadores de la energía suministrada.
- Garantizar la operatividad del sistema y de la subtransmisión y distribución de la energía.
- Perfeccionar los indicadores técnico-económicos, en particular: disminuir pérdidas tecnológicas y comerciales, interrupciones, averías.
- Proteger el equipamiento tecnológico en subestaciones.
- Racionalizar el consumo y liberar capacidades de generación, especialmente en horario pico, etc.

El precio de los equipos a instalar es mayor al de los equipos instalados de procedencia Rusa. No obstante el desarrollo de la industria moderna, se permite realizar una nueva inversión, que puede recuperarse en poco tiempo teniendo en cuenta la disminución de los gastos de mantenimiento y reconseración de las instalaciones.

VI. 3 Valoración económica de la nueva variante

Para la realización de la valoración económica de los componentes escogidos, fue necesario realizar una búsqueda profunda entre las averías causadas por el mal funcionamiento de dichos equipos. Esto se hizo con el objetivo de comparar el costo de las averías producto a la mala operación de los componentes defectuosos de la subestación de 110 kV, con el costo de los que se instalarán para sustituirlos.

Perdidas en el nivel de producción de la empresa causada por el mal funcionamiento de la cuchilla cortocircuitadora

Como se mencionó en el capítulo 2, la frecuencia de mal funcionamiento más alta se alcanzó en el año 2003 en los meses de mayo y junio. Durante este tiempo la cuchilla cortocircuitadora operó en cuatro ocasiones provocando la



desconexión de la empresa del SEN. En estas cuatro ocasiones, la restauración del servicio eléctrico del sistema al SEN demoró más que dos horas, por lo que las horas totales de restauración en estas ocasiones fueron de 8 horas.

La empresa produce energía propia a través dos fuentes generadoras cada uno de 12 MW para un total de 24 MW. La potencia total consumida por la empresa es aproximadamente de 40 MW según la figura VI.1; entonces cada vez que falla la cuchilla se pierde 16 MW (40%) de la producción para un tiempo que dura más de dos horas.

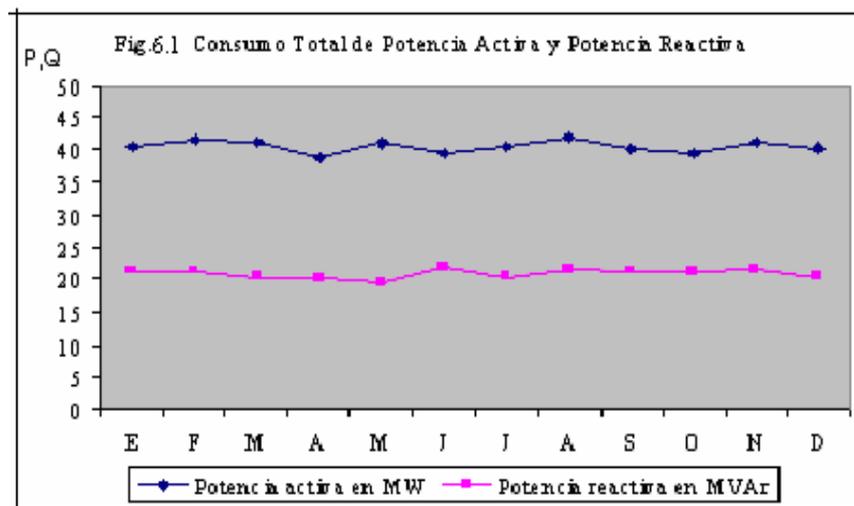


Figura VI.1 Consumo total de potencia activa y reactiva del ECG

Si se produce aproximadamente 30 mil toneladas de níquel + cobalto cada año, aproximadamente 83 toneladas cada día y 3.5 toneladas cada hora.

La producción perdida en las 8 horas se calcula por: $8 \times 3.5 = 28$ toneladas

1 tonelada = 2000 libras

28 toneladas = $28 \times 2000 = 56\ 000$ libras

Una libra de níquel: 6 USD.

Entonces para las 8 horas, se pierde: $56\ 000 \times 6\ \text{USD} = 336\ 000\ \text{USD}$

Pérdidas por gastos de mantenimiento de la cuchilla cortocircuitadora

A partir del año 2003, se dan mantenimiento frecuente a las cuchillas cortocircuitadoras. Hay dos cuchillas cortocircuitadoras, para este análisis, se considera el mantenimiento de una de ellas una vez al año.

La cuchilla cortocircuitadora no es el único componente que provoca pérdidas en el sistema hay otros equipos por ejemplo los descargadores.

El costo de mantenimiento para una de estas cuchillas es aproximadamente **6000 USD**.

Pérdidas totales

En el mes de junio de 2006 se quemó un motor porque los descargadores no operaron correctamente para evitar este problema.

Las pérdidas totales provocadas por la mala operación de una cuchilla cortocircuitadora de la ECG entre los meses mayo y junio del 2003 se determinarán a continuación:

$$\begin{array}{rcccl} \text{Perdidas total} & = & \text{Perdidas en el nivel} & + & \text{Pérdidas por gastos} \\ \text{al año} & & \text{de producción} & & \text{de mantenimiento} \\ \\ \text{Perdidas} & = & 336000 & + & 6000 & = & 342000.00 \text{ USD} & \approx & \underline{280440.00\text{CUC}} \\ \text{al año} & & & & & & & & \end{array}$$

Factibilidad económica de la variante de protección escogida

Para el análisis de factibilidad económica de estas protecciones se tendrán en cuenta determinados costos:

- Costo del equipo de protección
- Costo por instalación
- Costo de puesta en marcha
- Costo por mantenimiento.
- Flete



- Aduana
- Escalamiento
- Intereses

Costo de los dispositivos de protección

Para mejorar la confiabilidad del sistema electro energético de la ECG, es necesario realizar gastos en instalaciones y costos de los equipos. Los equipos que van a instalar son equipos modernos que se utilizan en subestaciones como la de la ECG en el mundo entorno.

En la tabla IV. 1 se muestran los precios de cada uno de los equipos a instalar.

Tabla VI.1 Costo de los dispositivos de protección

<u>Articulo</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Descripción</u>	<u>Numero de la pieza</u>	<u>Precio de la unidad (USD)</u>	<u>Total (USD)</u>
1	6	Transformador de corriente, incluyendo estructura 2.70m	CTH-123	8853,38	53120,28
2	6	Transformador potencial, incluyendo estructura 2.70m	UXT-123	8761,80	52570,80
3	2	Interruptor en SF6	GL312 F1 4031	50876,43	101752,86
4	1	Dos protección de 110 kV y paneles de control		81150,94	81150,94
5	6	Descargadores oxido metálico HI - 96, clase 2 por IEC 110kV, incluyendo estructura 2.7m	HI 96	3481,99	20891,94
6	6	Contador de descarga sin Amperímetro	SDN4	539,34	3236,04

<u>Artículo</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Descripción</u>	<u>Numero de la pieza</u>	<u>Precio de la unidad (USD)</u>	<u>Total (USD)</u>
8	2	Seccionador sistema electro-mecánico	SR16200	26153,10	52306,20
9		Materials de montaje			37417,39
				TOTAL	<u>409410,45</u>

El precio total para los equipos incluyendo transportación es: **580800.39 USD**
=476256.32CUC

Costos por instalación

Cuando ocurre la llegada a la empresa de los dispositivos de protección seleccionados es necesario la revisión e instalación de estos por el personal capacitado para hacerlo.

Partiendo de las experiencias adquiridas en la Empresa Ernesto Che Guevara se establecen un tiempo de 2 meses de duración para la instalación de todo estos equipos de protección. Esta instalación será realizada por un total de 10 personas: 3 técnicos superior, 5 técnicos medio especializados y 2 ingenieros.

Cada uno de estos trabajadores tiene un salario diario distinto que devengan por la labor que desempeñan cada uno de estos:

Técnico superior: **15 MN**

Técnico medio: **13.33 MN**

Ingeniero: **33 MN**

La salario total de los trabajadores para 2 meses es: **8527.2 MN ≈ 355.3 CUC**



Las variaciones posibles que pueden sufrir los precios de los dispositivos de protección desde el momento de la aprobación de su compra hasta que esta se efectúe. Este costo se estima aproximadamente alrededor del 5% del precio de los equipos de protección.

$$\begin{aligned}\text{Costo}_{\text{escalamiento}} &= 0.05 \times \text{Costo}_{\text{Total de componentes}} = 0.05 \times \$409\,410,45 \\ &= \mathbf{20470.52 \text{ USD} \approx 16785.82 \text{ CUC}}\end{aligned}$$

donde:

Costo_{Total de Componentes}: Costo de los componentes a instalar.

Costo por intereses

Este costo toma en cuenta los intereses que la empresa debe pagar al banco por la solicitud del crédito para la compra de los equipos de protección seleccionado. Este costo se estima aproximadamente alrededor del 8% del precio de los equipos de protección.

donde:

$$\begin{aligned}\text{Costo}_{\text{intereses}} &= 0.08 \times \text{Costo}_{\text{Total de componentes}} = 0.08 \times \$409\,410,45 \\ &= \mathbf{32752.83 \text{ USD} \approx 26857.32 \text{ CUC}}\end{aligned}$$

Costo total de los equipos

El costo total de los equipos seleccionados se determina realizando la sumatoria de los costos de instalación, puesta en marcha, mantenimiento, flete, aduana, escalamiento, intereses, y costos de los dispositivos de protección.

$$\begin{aligned}\text{Costo total} &= \mathbf{476256.32 \text{ CUC} + 355.3 \text{ CUC} + 16785.82 \text{ CUC} + 26857.32 \text{ CUC}} \\ &= \mathbf{\underline{520254.76 \text{ CUC}}}\end{aligned}$$

Tiempo de recuperación de la inversión

Para determinar el tiempo de la inversión se debe analizar toda la inversión realizada tanto para la compra de los equipos como el costo del montaje del mismo.

Se analiza el tiempo de recuperación de la inversión para el conjunto.

$$\text{Tiempo recuperación} = \frac{C_{total}}{\text{Ahorro / Año}} = \frac{520254.76}{280440.00} = 1.8 \text{ años}$$

VI.4 Conclusiones

- La inversión total del sistema propuesto asciende a 520254.76 CUC. Lo que representa un ahorro de 285360.00 solamente considerando este análisis para un período de un año.
- La inversión se puede recuperar en 20 meses. Considerando que se toma las pérdidas mínimas para realizar este cálculo por lo que la inversión se considera viable, atendiendo al tiempo en que se recupera la misma.
- Desde el punto de vista técnico- económico, para mejorar la confiabilidad del sistema se considera la instalación de los equipos propuestos como variantes adecuadas. Por tanto este análisis de prefactibilidad demuestra que la variante de protección seleccionada está avalada económicamente.



CONCLUSIONES GENERALES

Al analizar los factores que provocaron el mal funcionamiento de los componentes de la subestación principal, y además evaluando sus efectos sobre la empresa, fue posible proponer soluciones para el problema planteado y de ahí mejorar la confiabilidad de la subestación principal. Con la realización de las soluciones propuestas se notarán los siguientes resultados:

- La introducción de interruptores de SF₆ por el lado de 110kV agilizarán las operaciones entre la Central Termoeléctrica (CTE) y el SEN, además de eliminar el efecto negativo que provoca la cuchilla cortocircuitadora. También, se independiza de Punta Gorda en operaciones.
- La velocidad de operación de las protecciones será mayor para fallas internas en el transformador.
- Los diferentes dispositivos de la subestación afectados por la corrosión son sustituidos y mejorados.
- Modernizar la actual cuchilla de línea (seccionador), que presenta trabas frecuentes ante las diferentes manipulaciones debido a su gran deterioro mecánico, con esto se logra elevar sustancialmente la fiabilidad de este sistema.
- Se disminuirán considerablemente los gastos por mantenimiento y reparación.
- El mejoramiento de la confiabilidad de la subestación de 110 kV de la ECG es de gran importancia para mantener y garantizar los niveles de producción de la empresa acorde a las exigencias competitivas del mercado mundial.

RECOMENDACIONES

- Se deben tomar medidas preventivas contra la corrosión para todos los componentes de la subestación.
- Se debe evaluar frecuentemente el estado de funcionamiento de los diferentes equipos para posibilitar la efectuación rápida de soluciones necesarias.
- El proyecto realizado conlleva a la ampliación del patio, por consiguiente se deberán realizar transformaciones civiles en el área.
- Será necesaria la recalificación del personal de operaciones para la manipulación del nuevo equipamiento a instalar.
- Se recomienda la instalación en el panel de control eléctrico, todas las señales necesarias para conocer el estado del interruptor (breaker), cuchilla de línea, etc. así como si la línea esta fría o caliente.



BIBLIOGRAFÍA

1. FINK, D.G, BEATY, W.H. Standard Handbook for Electrical Engineers. Fourteenth Edition, McGraw-Hill. Section 17, p-3. 2000
2. BEEMAN, D. Industrial Power Systems Handbook. Tomo II, Universidad de la Habana, Facultad de Tecnología. p 757.
3. TORRES BREFFE, O.E. Desarrollo de herramientas para la creación, modelación y comprobación de Protecciones Eléctricas. Trabajo de Doctorado. ISMM, 2005. pp. 70-73
4. ALMIRALL MESA, J. Temas de Ingeniería Eléctrica. Tomo II. Ciudad de la Habana, 2004. p 446.
5. LAURENCIO RICARDO. N. Eficacia del proceso de potabilización de las aguas superficiales en la Planta de Tratamiento de la Empresa Ernesto Che Guevara. Trabajo de Diploma. ISMM, Facultad de Geología y Minería, 2005. p 3
6. HURTADO FRIERE. G. Estudio ambiental en la Central Termoeléctrica de la empresa Niquelífera Cmdte. Ernesto Che Guevara. Tesis de Grado. ISMM, Facultad de Geología y Minería, 1997.
7. ENER GÓMEZ, J.M. Análisis de la confiabilidad del suministro eléctrico de la planta de Calcinación y Sinter. Trabajo de diploma. ISMM, 1999. pp 13-16.
8. GUERRA CASTRO, A.M. Equipos eléctricos de plantas y subestaciones. Tomo1. La Habana.1980. p 189.
9. TORRES BREFFE, O.E. Protecciones Eléctricas. Conferencia 10 para ingenieros electricistas. Instituto Superior Minero Metalúrgico, 2003.
10. IRIONDO, Protecciones Eléctricos. España 2000. pp 70-84, 105-106.
11. Disponible en:<http://www.lafacu.com/apuntes/electronica/protección2/default.htm>
12. TORRES BREFFE, O.E. Protecciones Eléctricas. Conferencia 3. Instituto Superior Minero Metalúrgico, 2005.
13. BEEMAN, D. Industrial Power Systems Handbook. Tomo I, Universidad de la Habana, Facultad de Tecnología. pp 4- 25.
14. Disponible en : <http://.web.usal.es/>

15. FEODOROV, A.A, RODRÍGUEZ LÓPEZ, E. Suministro eléctrico de empresas industriales. Ciudad de La Habana, 1993. pp 298-299.
16. MARTÍNEZ MIRELES, A.S. Estudio para la reducción de la frecuencia de interrupción en el sistema eléctrico del edificio "Petróleos de Venezuela. Trabajo de diploma. Venezuela, 1997.
17. TORRES BREFFE, O.E. Procesos transitorios de los sistemas eléctricos de potencia. Conferencia 4. Instituto Superior Minero Metalúrgico, 2003.
18. BANTINADOV, L.I, TAPASOV. V.I. Equipos de estaciones y subestaciones eléctricas
19. Cuadro técnico 194, 170
20. Disponible en: <http://www.monografias.com/trabajos10/>
21. Disponible en : <http://www.milliarium.com>
22. Disponible en : <http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/libros>
23. Disponible en : <http://www.siemens.com.ar/>
24. Disponible en : <http://www.cps.unizar.es/>
25. Disponible en : <http://www.moeller.es/>
26. Disponible en : <http://www.fanox.com/>
27. Disponible en : <http://www.geocities.com>
28. Disponible en : <http://internal.dstm.com>
29. KITUSHKIM, V. Confiabilidad de los sistemas eléctricos. Editorial Escuela Superior. 1984
30. LAZAREV, S.S. Fiabilidad en sistema eléctrico. Editorial Instituto Energético de Moscú. 1989
31. MALISHEV, A, NIKOLALEV, G. Tecnología de los metales. Sexta Edición. Editorial Mir. 1983.
32. CHAN LONG, D. análisis estructural para la valoración de la confiabilidad. Editorial Electricidad. 1980.
33. BILLINTON, R; ALLAN, R. Reliability evaluation of power systems. Editorial Edison. New York. 1984.



34. Materiales no metálicos resistentes a la corrosión. Departamento de Metalurgia, ISMM.
35. MET-MEXPENOLES et al. Manual Control de corrosión. Departamento de Metalurgia, ISMM.

ANEXOS

Índice de figuras

<hr/>		
<u>Capítulo I</u>		<i>página</i>
Figura 1.1	Monolineal del sistema de suministro de la empresa.	98
Figura 1.2	Monolineal de la subestación principal alimentadora de 110 kV.	99
 <u>Capítulo III</u>		
Figura 3.1	Contribuciones de varias fuentes a la corriente de cortocircuito	100
Figura 3.2 (a)	Representación gráfica de corrientes de cortocircuito simétricas de algunas fuentes.	101
Figura 3.2 (b)	Representación gráfica del efecto de asimetría en la corriente de cortocircuito.	101
 <u>Capítulo IV</u>		
Figura 4.1 (a)	Vista frontal del interruptor tripolar de corte en SF6	102
Figura 4.1 (b)	Vista horizontal del interruptor tripolar de corte en SF6.	103
Figura 4.2	Esquema del transformador de corriente CTH-123.	104
Figura 4.3	Esquema del transformador de potencial UXT-123.	105
Figura 4.4	Aplicación general y características técnicas del seccionador SR-16 200.	106
Figura 4.5	Monolineal propuesta de la subestación.	107
 <u>Capítulo V</u>		
Figura 5.1	Diseño propuesto de la expansión del sistema puesta a tierra	108
Figura 5.2	Vista lateral de la subestación.	109
<hr/>		

Índice de tablas

<i>Capítulo I</i>		<i>página</i>
Tabla 1.1	Las cargas instaladas en las diferentes secciones de las subestaciones de la ECG.	110
Tabla 1.2	Ajustes actuales de las protecciones de los transformadores de la subestación principal de 110 kV de la empresa.	117
 <i>Capítulo IV</i>		
Tabla 4.1	Especificaciones del transformador de corriente CTH–123	118
Tabla 4.2	Especificaciones del transformador de potencial UXT–123.	119
Tabla 4.3	Especificaciones del descargador HI-96.	120
 <i>Capítulo V</i>		
Tabla 5.1	Especificaciones del sistema de puesta a tierra actual	121
Tabla 5.2	Especificaciones de la expansión del sistema de puesta a tierra	121

Figura 1.1 Monolineal del sistema de suministro de la empresa

(ver la carpeta ANEXO)

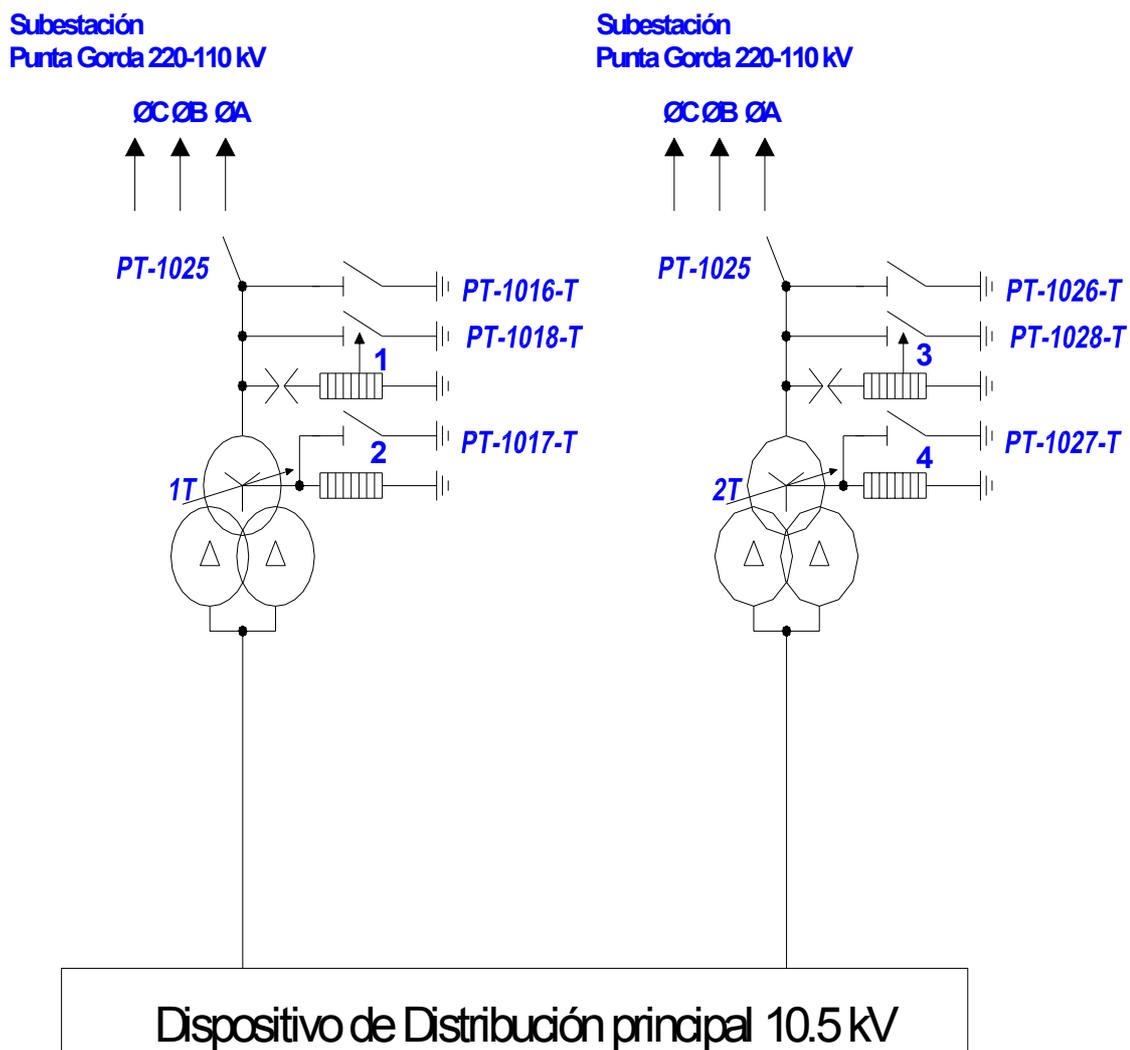


Figura 1.2 Monolineal de la subestación principal alimentadora de 110kV

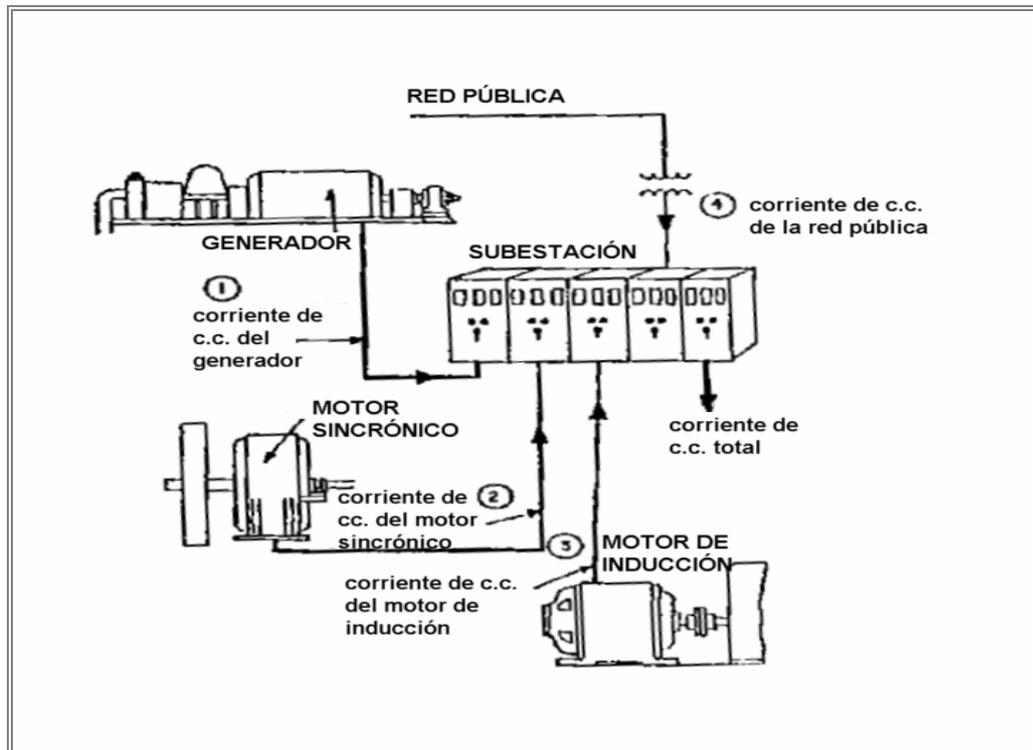


Figura 3.1 Contribuciones de varias fuentes a la corriente de cortocircuito
Fuente {13}

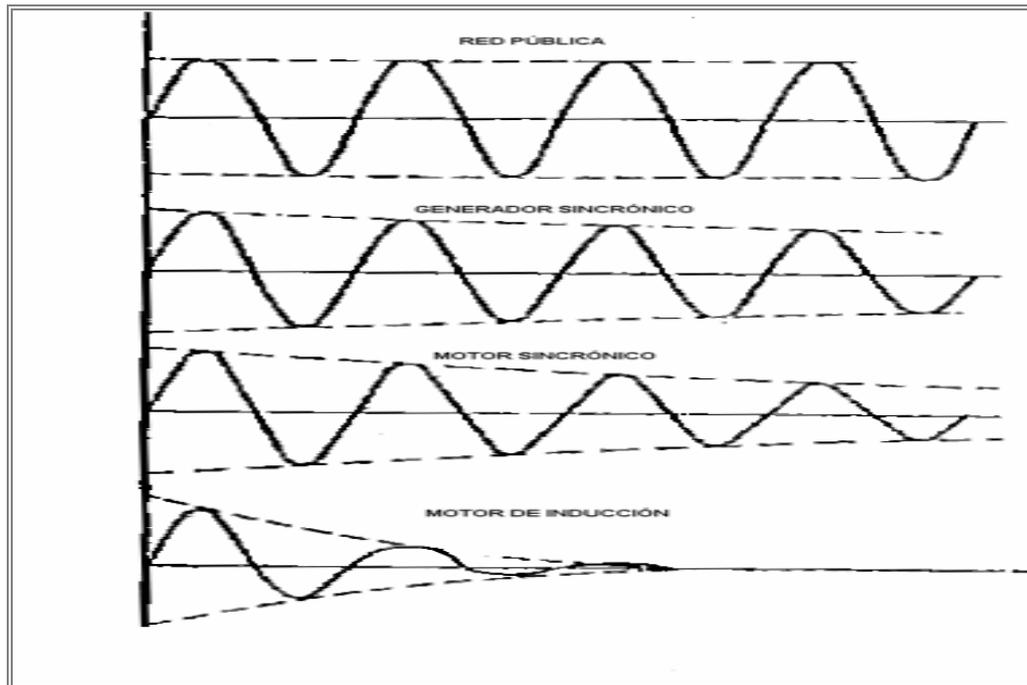


Figura 3.2 (a) Representación gráfica de corrientes de cortocircuito simétricas de algunas fuentes.

Fuente {13}

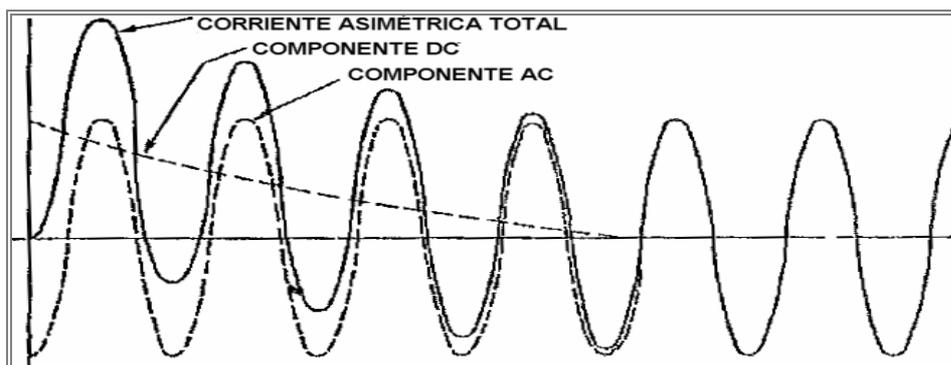


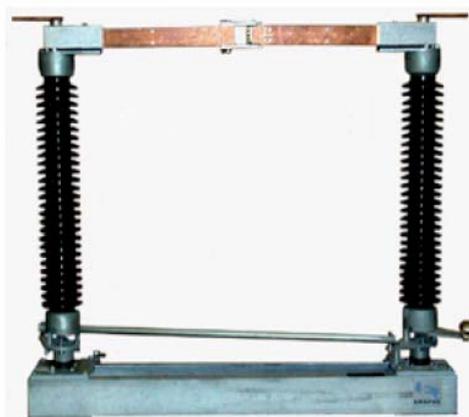
Figura 3.2 (b) Representación gráfica del efecto de asimetría en la corriente de cortocircuito.

Fuente {13}

Input the exact reference of the surge arrester =		HTS 96
Use	Type	outdoor
Minimum ambient temperature	°C	- 50
Maximum ambient temperature	°C	+ 50
Maximum altitude	m	2000
Maximum pollution level	According to IEC 60815	4
Maximum ice thickness	mm	20
Maximum wind speed	m/s	50
Rated voltage	Ur in kV rms	16
Rated frequency	Hz	50 / 60
Continuous operating voltage	Uc in kV rms	77
Nominal discharge current	In in kA with 8/20 waveshape	10
Line discharge class	Class	3
High current impulse withstand	kA with 4/10 waveshape (x 2)	100
Maximum leakage current under Uc at 20 °C	resistive component in mA peak	0,5
	capacitive component in mA peak	0,5
	total in mA rms	0,5
Long duration current impulse withstand	A with 2400 µs waveshape (± 18 ± 1)	650
	A with 2000 µs waveshape	800
Energy absorption capability under a 2000 µs impulse	kJ / kV of Ur	9,5
	kJ / kV of Uc	4,4
Maximum lightning residual voltage	kV peak at 2,5 kA	207,7
	kV peak at 5 kA	220,8
	kV peak at 10 kA	237,4
	kV peak at 20 kA	261,1
	kV peak at 40 kA	290,8
Maximum switching residual voltage	kV peak at 125 A	182,8
	kV peak at 500 A	187,8
	kV peak at 1000 A	193,7
	kV peak at 2000 A	203,0
Maximum steep current impulse residual voltage	kV peak at 5 kA	295,0
	kV peak at 10 kA	258,8
Temporary overvoltage capability in kV rms	1 s without prior duty	115,2
	1 s with maximum prior duty	105,8
	10 s without prior duty	109,9
	10 s with maximum prior duty	100,8
Insulation withstand of the external housing	power frequency 10 s wet in kV rms	210
	lightning impulse dry in kV peak	500
Minimum reference voltage at 20 °C	Infl in mA peak AC	1
	Urefl in kV peak/V2	95,9
Short circuit withstand	kA rms / 0,2 s	40
	A rms / 1 s	600
Axial partial discharge level	pC under 1,05 x Uc	< 5
Radio influence voltage	µV at 500 kHz under 1,1 x Uc	< 1000
Physical characteristics of the external housing	material	silicone
	weathersheds diameter in mm	150
Nominal creepage distance	mm	3010
	mm / kV of Ur	31,4
Mechanical strength	dynamic bending moment in kN.m	1,3
	dynamic cantilever loading in kN	1,1
	static bending moment in kN.m	0,8
	static cantilever loading in kN	0,7
	dynamic pull loading in kN	3,0
	static pull loading in kN	2,0
Approximate height	mm	1250
Approximate weight	kg	18,5

Figura 4.3 Esquema del transformador de potencial UXT-123

(Para ver más clara, ir a la carpeta ANEXO)



Outdoor group operated
center break disconnect switch
type SR16200

72,5 to 242kV
600 to 3000A
25 to 63kA

General Application

EMSPEC SR16200 is a group-operated center break disconnect switch available in all copper or aluminium. Applications for this switch include disconnecting, isolating, sectionalizing of lines and bypassing electrical equipment such as station circuit-breaker, transformer or other electrical equipment. This switch is installed in hundreds of locations, such as substation, distribution, heavy industries, for 12 years with a proven service record.

This switch may be provided with the following options; arcing horn, high velocity whip, ground switch GSA36135 etc. This switch was designed to perform in severe weather conditions. The SR16200 meets the latest standards of ANSI C-37.32, IEC 62272-102, and SN-19.2i.

Technical features

- High strength structural steel or in option high strength structural aluminium 6005AT61 chassis.
- Maintenance free self lubricating high strength slide bearing.
- Porcelain or optional composite insulators.
- Current carrying parts are made of silver plated hard drawn copper, and / or high conductivity extruded aluminium. Silver surface of contacts is mechanically compacted to provide maintenance free wear resistant contact.
- Hardware on live parts is made of non-magnetic material.
- The current transfers at the terminals and main contact are achieved through multiple spring loaded fingers.
- In option the SR16200 can be equipped with a high velocity rupter and arcing horn.
- The switch is available with a range of manual operators such as torsion bar, hand wheel, crank type, and MR-160 motor operated mechanism.

Figura 4. 4 Aplicación general y características técnicas de los seccionadores seleccionados.

Fuente {Empresa Cmdte. Ernesto Ché Guevara}

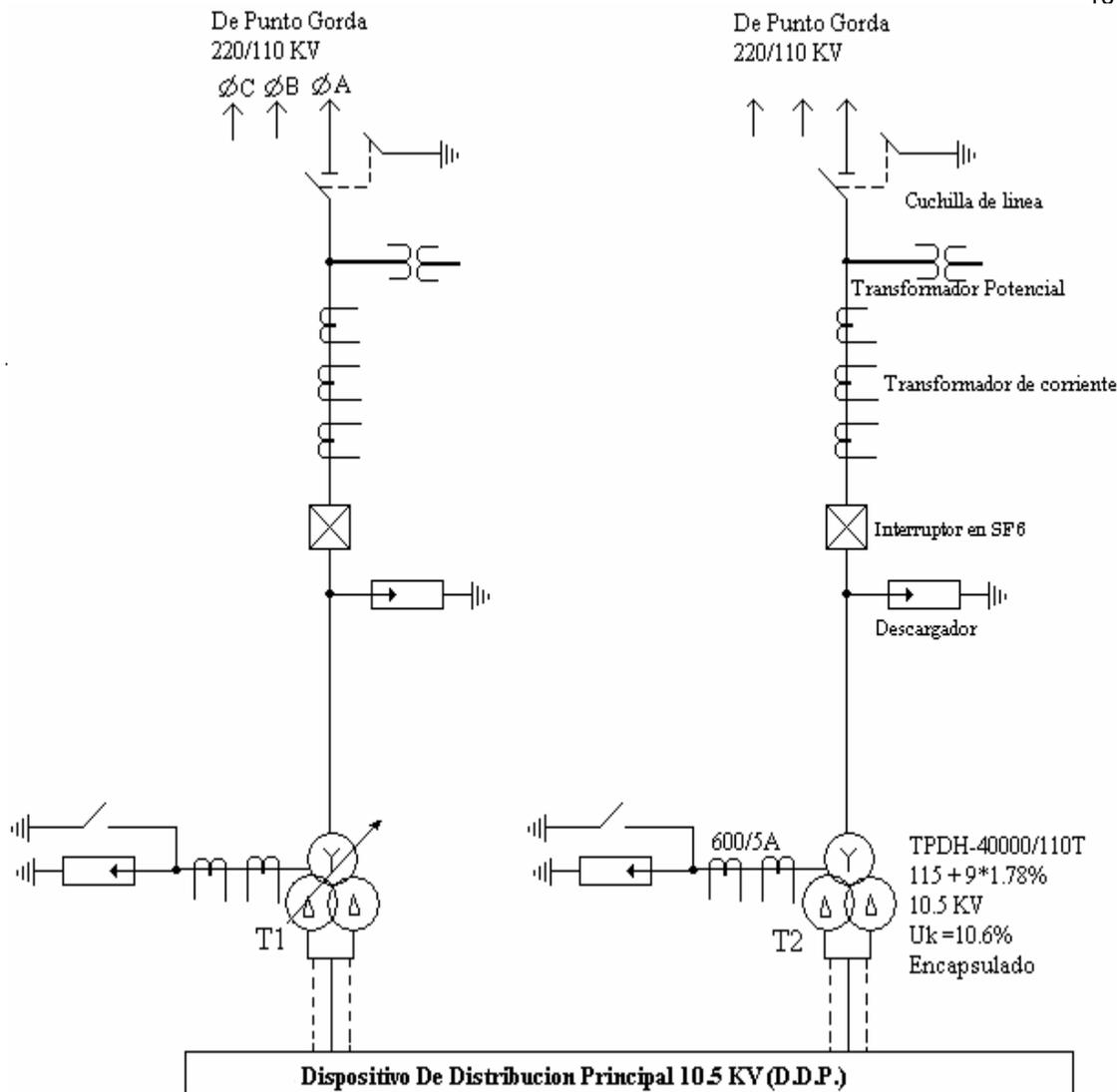


Figura 4.5 Monolineal propuesta de la subestación.

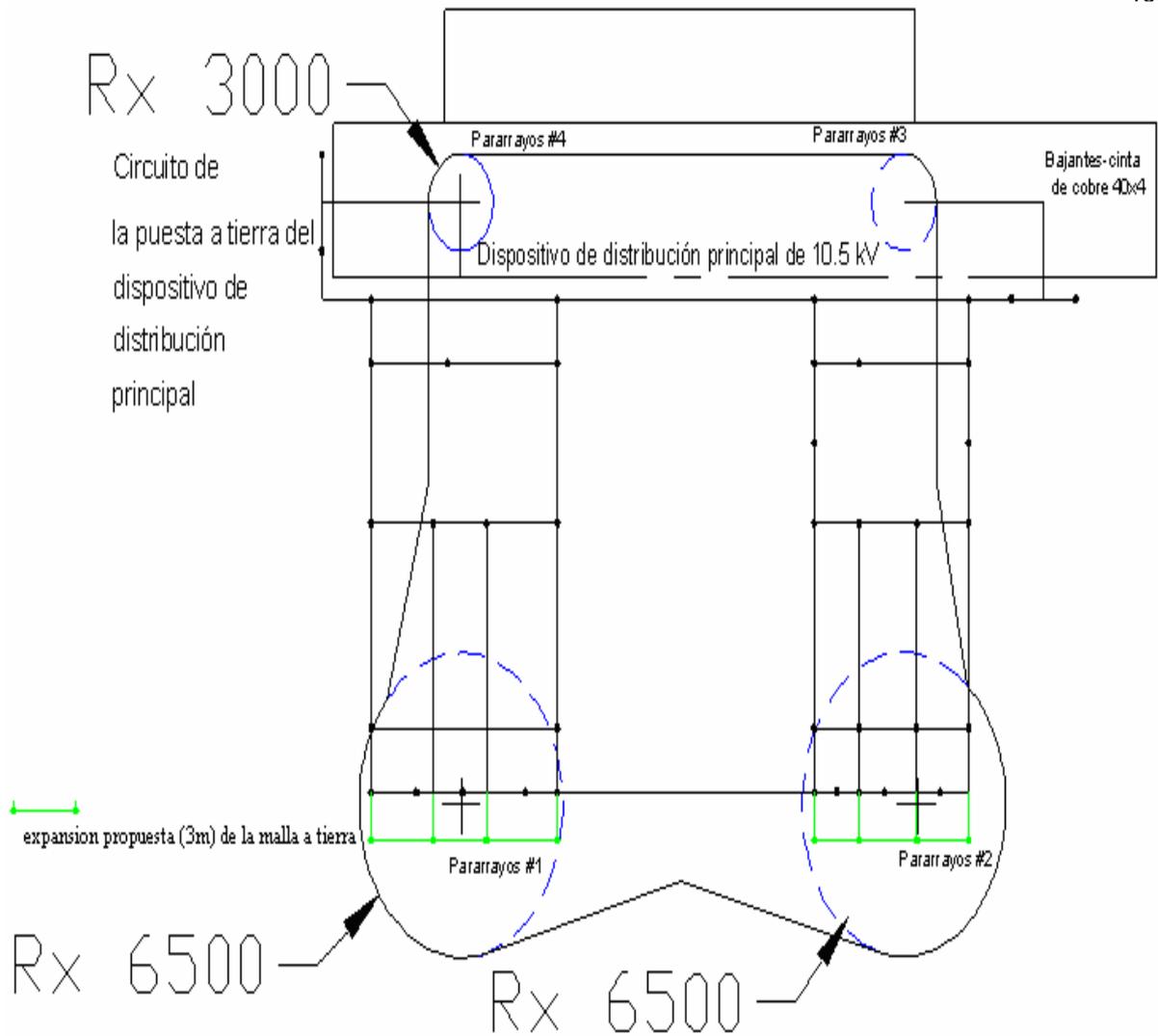


Figura 5.1 Diseño propuesto de la expansión del sistema puesta a tierra

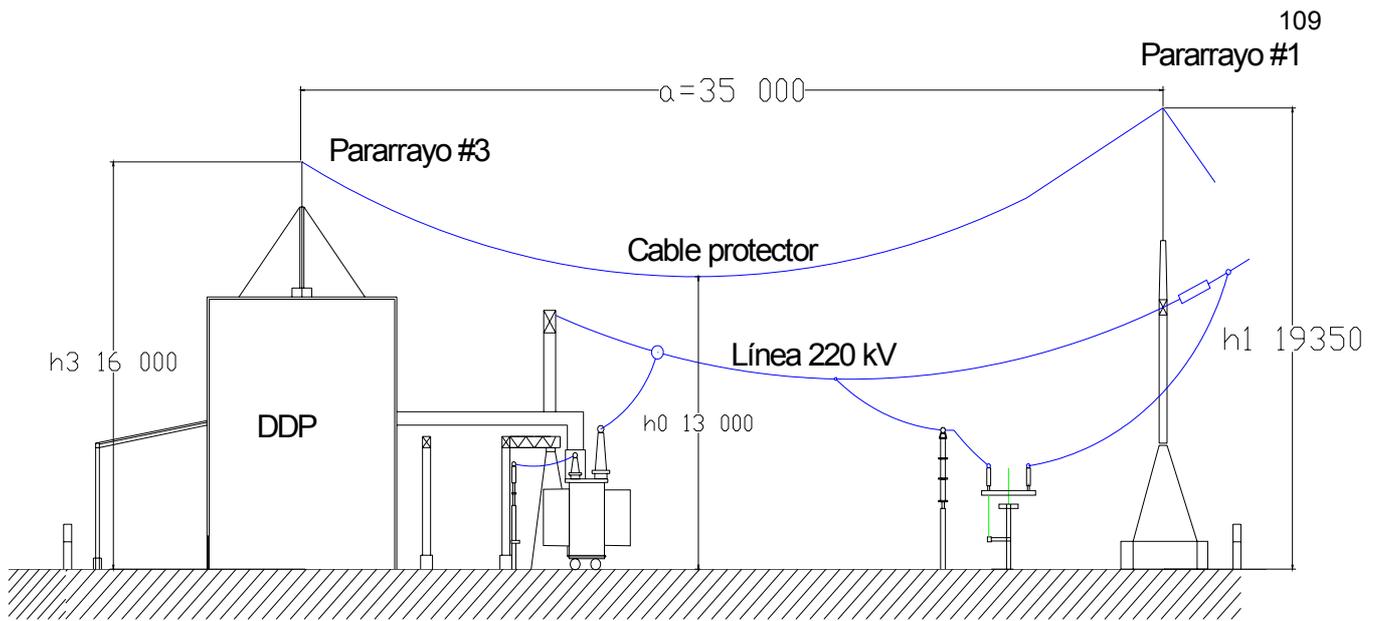


Figura 5.2 Vista lateral de la subestación.

Tabla 1.1 Las cargas instaladas en las diferentes secciones de las subestaciones de la ECG.**(Para ver más clara, ir a la carpeta ANEXO)****NOTA: Las casillas en blanco en las tablas son equipos que están fuera de servicio.**

Se obtiene el factor de potencia (PF) por los diferentes secciones utilizando la siguiente ecuación:

$$PF = P_{TOTAL} / S_{TOTAL}$$

donde P_{TOTAL} es la potencia activa total en la secciónS_{TOTAL} es la potencia aparente total en la secciónSe obtiene la potencia aparente total (S_{TOTAL}) utilizando la ecuación:

$$S_{TOTAL} = \sqrt{(P_{TOTAL}^2 + Q_{TOTAL}^2)}$$

donde Q_{TOTAL} es la potencia aparente total

Subestación 1RP							
Primera sección							
Consumidores	fases	Vp (V)	Ip (A)	P (kW)	Q (kVar)	PF	THD%
	A						
	B						
V-22	C						
	A	9972.63	17.56				5.13
	B	9922.12	17.11	248.69	176.95	0.81	5.76
1TP-15 1T	C	9950.01	17.52				5.79
	A	10008	42.46				1.24
	B	9956.78	42.3	586.77	488.85	0.79	1.27
1TP-16 1T	C	9987.93	42.51				1.18
	A	1606.04	424.99				1
	B	1604.46	423.44	955.29	681.47	0.81	1.05
1TP1-1T (baja)	C	1604.46	421.01				1.07
	A	10174.16	39.19				1.93
	B	10135.26	39.09	508.44	459.99	0.74	4.02
1TP-7 1T	C	10163.34	38.16				4.61
	A						
	B						
1TP-28 1T	C						
	A	10156.41	15.7				20.46
	B	10112	15.33	174.28	214.16	0.6	18.57
1TP-1T	C	10140.9	15.1				22.08
	A	9761.99	33.56				2.37
	B	9692.89	30.54	535.2	-137.15	-0.97	2.37
M-1	C	9724.34	33.18				2.65
	A	10119.15	71.93				2.67
	B	10066.89	69.77	1234.5	-169.87	-0.91	2.91
K-25	C	10099.94	71.61				2.63
	A	10050.15	89.77				0.89
	B	9991.22	87.67	1383.6	703.13	0.89	0.97
K-31	C	10038.99	89.89				0.98
	A	10119.15	71.93				2.67
	B	10066.89	69.77	1234.5	-169.87	-0.91	2.91
K-251	C	10099.64	71.61				2.63
	A	9913.28	118.18				0.83
	B	9850.58	117.32	1626.54	1226.31	0.8	0.92
1TP1, 2-1T	C	9898.28	120.42				0.89

Total		8487.81	3473.97	0.93			
Segunda seccion							
Consumidores	fases	Vp (V)	Ip. (A)	P (kW)	Q (kVar)	PF	THD%
	A						
	B						
K-22	C						
	A	10010.8	29.7				1.12
	B	10020.83	28.96	401.2	313.3	0.79	1.18
V-23	C	10065.061	28.96				1.08
	A						
	B						
1TP-26	C						
	A	10053	46.3				13.3
	B	10042.6	44.2	669.1	454.1	0.8	10.7
1TP-10,11 1T	C	10093.7	47.6				12.9
	A	9989.83	74.89				2.83
	B	10035.26	71.9	1184.87	-487.68	-0.92	3.02
K-21	C	9767.22	76.56				2.91
	A	9983.93	34.5				3.27
	B	10008.73	31.8	484.19	-317.69	-0.8	3.63
M-2	C	9788.26	34.41				3.3
	A	9957.94	31.7				1.31
	B	9952.16	31.81	406.92	373.76	0.74	1.54
1TP-7 2T	C	10007	32.14				1.47
	A	10051.29	8.01				4.3
	B	10078.72	6.7	109.11	64.84	0.86	7.49
1TP-13, 6 2T	C	10073.91	5.68				8.19
	A	9964.93	11.44				1.07
	B	9932.23	11.03	1514.69	1201.97	0.78	1.1
1TP1, 2-2T	C	9993.29	112.77				1.07
	A	231.84	657.51				0.82
	B	230.8	656.84	394.47	289.4	0.43	0.83
1TP1-2T (baja)	C	231.61	656.83				0.95
Total				5164.55	1892	0.94	
Tercera seccion							
Consumidores	fases	Vp (V)	Ip. (A)	P (kW)	Q (kVar)	PF	THD%
	A	10082.43	52.65				2.31
	B	10096.07	53.18	766.2	541.35	0.81	1.45
1TP-3 1T	C	10105.93	54.48				2.31
	A	10030.56	23.49				4.31
	B	10056.84	23.27	320.89	252.66	0.78	7.49
1TP-15 2T	C	10053.84	23.05				8.19
	A	10051.29	8.01				4.3
	B	10078.72	6.7	109.11	64.84	0.86	7.49
1TP-13,6 2T	C	10073.91	5.68				8.19
	A	10072.94	8.08				31.6
	B	10097.24	7.79	65.52	131.19	0.45	37.36
1TP-2T	C	10097.26	7.88				35.06
	A	10239	7.06				7.32
	B	10262.4	7.04	120.36	39.69	0.95	7.99
1TP-25,30	C	10266.05	5.99				7.64

						112	
	A	10052.62	26.19				3.52
	B	10077.44	25.28	294.5	-338.07	0.13	5.27
Mol-3	C	10079.57	26.62				5.15
	A	10142.72	143.68				2.25
	B	10164.54	131.19	2442.32	-108.22	1	1.97
K-500-2	C	10171.24	141.58				1.62
	A						
	B						
K-32	C						
	A	10212.93	75.21				2.67
	B	10231.17	73.93	1160.04	-685.09	-0.86	2.54
K-24	C	10241.33	78.47				2.11
	A	10104.73	0.61				11.74
	B	10126.18	0.95	15.25	1.15	0.99	10.38
1TP-23	C	10129.58	0.06				17.71
	A	9915.78	52.4				1
	B	9916.39	53.16	731.33	558.22	0.79	1
1TP-2 3T	C	9927.71	54.38				0.95
	A	9995.93	13.2				3.11
	B	10027.7	13.17	73.18	225.71	0.31	3.71
1TP-8 1T	C	10018.49	12.98				4.29
Total				6098.7	683.43	0.99	

Cuarta seccion

Consumidores	fases	Vp (V)	Ip. (A)	P (kW)	Q (kVar)	PF	THD%
	A	9991.52	47.08				0.93
	B	9959.26	48.16	686.07	476.65	0.82	0.97
1TP-2 4T	C	10049.81	48.61				0.94
	A	9995.86	65.51				1.93
	B	9971.71	66.06	960	632.8	0.84	1.11
1TP-3 2T	C	10046.64	66.71				1.12
	A	10081.1	77.9				3.2
	B	10081.66	72.85	1226.85	-544.32	0.914	3.27
K-23	C	10156.05	79.17				2.92
	A						
	B						
K-500-3T	C						
	A	10034.7	18.89				7.01
	B	10026.14	18.08	233.47	240.22	0.7	8.78
1TP-10,11 2T	C	10107.44	19.71				10.8
	A	7793.24	1.17				5.89
	B	7765	0.78	23.17	12.087		6.91
1TP-22	C	7823.58	1.23			0.7	5.8
	A	9989	27.08				8.46
	B	9968.15	27	322.9	340	0.69	8.72
1TP-8 2T	C	10037.28	26.47				8.91
	A	10530.2	35.22				2.05
	B	10503.81	32.26	614.47	-128.65	-0.98	1.11
Mol-4	C	10585.58	34.85				1.12
1TP-16 2T	A	10087.6	44.12				1.07
	B	9988.33	44.09	623.9	456	0.81	1.05

	C	10128.33	43.09					
	A							
	B							
	C							
1TP-24,31								1.05
Total				4690.83	1484.787	0.95		

Subestacion 2RP

Primera seccion

<i>Consumidores</i>	<i>fases</i>	<i>Vp (V)</i>	<i>Ip. (A)</i>	<i>P (kW)</i>	<i>Q (kVar)</i>	<i>PF</i>	<i>THD%</i>
	A	6053.14	39.01				0.81
	B	6022.26	37.91	357.43	190.65	0.87	0.83
V-1	C	6019.95	38.89				0.8
	A	6082.3	39.18				0.83
	B	6050.65	37.95	360	191.01	0.88	0.82
V-2	C	6049.3	39.06				0.81
	A						
	B						
K-11	C						
	A	6153.5	180.57				1.06
	B	6119.59	183.17	953.94	-1679.9	-0.49	1.11
4RP-1	C	6119.96	181.65				1.12
	A	6151.717	136.51				1.11
	B	6113.96	140.47	1091.6	1024.28	0.73	0.99
3RP-1	C	6128.52	144.99				0.98
Total				2762.97	-273.96	0.99	

Segunda seccion

<i>Consumidores</i>	<i>fases</i>	<i>Vp (V)</i>	<i>Ip. (A)</i>	<i>P (kW)</i>	<i>Q (kVar)</i>	<i>PF</i>	<i>THD%</i>
	A	6188.73	110.13				2.86
	B	6122.57	110.48	678.91	-924.44	-0.56	3.3
Mina-arm (16)	C	6185.54	109.15				3.26
	A	10138.72	27.95				1.33
	B	10029.49	35.08	435.05	337.9	0.79	1.07
V-21	C	10110.91	31.35				1.28
	A						
	B						
EXH-1	C						
	A						
	B						
K-11	C						
Total				1113.96	-586.54	0.88	

Tercera seccion

<i>Consumidores</i>	<i>fases</i>	<i>Vp (V)</i>	<i>Ip. (A)</i>	<i>P (kW)</i>	<i>Q (kVar)</i>	<i>PF</i>	<i>THD%</i>
	A						
	B						
V-4	C						
	A						
	B						
V-3	C						
K-13	A						
	B						

		C						
		A	6271.94	153.05				1.45
		B	6239.14	150.19	1580.21	543.81	0.945	1.48
3RP-2		C	6382.31	155.6				1.41
	Total				1580.21	543.81	0.95	

Cuarta seccion

Consumidores	fases	Vp (V)	Ip. (A)	P (kW)	Q (kVar)	PF	THD%
	A						
	B						
	C						
	A						
	B						
EXH-2	C						
	A						
	B						
MINA	C						
	A	6128.9	125.3				0.77
	B	6101.4	122.96	1015.02	905	0.74	0.78
4RP-2	C	6124.71	135.8				0.76
	Total			1015.02	905	0.75	

Subestacion**3RP****Primera seccion**

Consumidores	fases	Vp (V)	Ip. (A)	P (kW)	Q (kVar)	PF	THD%
	A						
	B						
EXH-5	C						
	A						
	B						
TR-4B	C						
	A	6161.34	14.5				3.49
	B	6163.43	13.99	38.49	146.34	0.25	3.74
TR-2S	C	6180.57	14				3.77
	A	6065.5	24.5				3.55
	B	6067.8	22.69	26.06	248.35	0.1	3.46
TR1TR-1 A	C	6114.2	23.98				3.68
	A	5460.5	48.28				0.96
	B	5461.2	52.08	393	337.78	0.68	0.83
EXH-6	C	5476.3	55.76				0.85
	Total			457.55	732.47	0.52	

Segunda seccion

Consumidores	fases	Vp (V)	Ip. (A)	P (kW)	Q (kVar)	PF	THD%
	A						
	B						
TR1TR-1 B	C						
	A	5257.5	49.5				0.82
	B	5248.2	47.03	393	335	0.65	0.79
EXH-4	C	5265.9	48.45				0.83
EXH-3	A	5949.6	64.3				0.93

						115	
	B	5938.82	59.9	512.6	470.54	0.74	0.91
	C	5960.64	79.05				0.87
	A	6140.9	53.6				1
	B	6129.35	56.3	437.6	420.45	0.72	0.85
EXH-2	C	6153.85	60.64				0.89
	A	6067.81	61.96				0.94
	B	6055.5	58.64	467.02	431.59	0.73	0.94
EXH-1	C	6077.99	60.02				0.94
	A						
	B						
TR-4A	C						
	Total			1810.22	1657.58	0.74	

**Subestacion
4RP**

Primera seccion

Consumidores	fases	Vp (V)	Ip. (A)	P (kW)	Q (kVar)	PF	THD%
	A	6195.03	59				2.64
	B	6169.7	58.07	627.3	-100.14	-0.99	2.647
B-1	C	6185.9	60.43				2.62
	A	6195.03	59				2.64
	B	6169.7	58.07	627.3	-100.14	-0.99	2.647
B-2	C	6185.9	60.43				2.62
	A	6195.03	59				2.64
	B	6169.7	58.07	627.3	-100.14	-0.99	2.647
B-6	C	6185.9	60.43				2.62
	A	6195.03	59				2.64
	B	6169.7	58.07	627.3	-100.14	-0.99	2.647
B-7	C	6185.9	60.43				2.62
	A	6149.22	18.12				1.04
	B	6126.19	26.87	253.7	157.92	0.85	1.14
V-342C	C	6141.2	29.19				0.99
	A	5962.3	33.3				0.84
	B	6067.94	31.58	302.5	170	0.87	1.11
V-342B	C	6044.82	34.47				0.91
	Total			3065.4	-72.64	0.99	

Segunda seccion

Consumidores	fases	Vp (V)	Ip. (A)	P (kW)	Q (kVar)	PF	THD%
	A	6195.03	59				2.64
	B	6169.7	58.07	627.3	-100.14	-0.99	2.647
B-3	C	6185.9	60.43				2.62
	A	6195.03	59				2.64
	B	6169.7	58.07	627.3	-100.14	-0.99	2.647
B-4	C	6185.9	60.43				2.62
	A	6195.03	59				2.64
	B	6169.7	58.07	627.3	-100.14	-0.99	2.647
B-5	C	6185.9	60.43				2.62
	A	6195.03	59				2.64
	B	6169.7	58.07	627.3	-100.14	-0.99	2.647
B-8	C	6185.9	60.43				2.62
B-9	A	6195.03	59				2.64

	B	6169.7	58.07	627.3	-100.14	-0.99	2.647
	C	6185.9	60.43				2.62
	A	6286.4	35.9				0.84
V-342 A	B	6250.7	34.5	655.7	-165.96	0.97	1.11
	C	6265.9	37.5				0.91
	A	6308.6	48.7				0.8
EXH-DH-24	B	6272.6	47.7	419.79	325.3	0.79	0.8
	C	6290.2	49.02				0.76
	A	6286.4	35.9				1.03
V-342-A	B	6250.7	34.5	345.9	183.9	0.88	1.08
	C	6265.9	37.5				0.99
Total				4557.89	-157.46	0.99	

**Subestacion
5RP**

Primera seccion

Consumidores	fases	Vp (V)	Ip. (A)	P (kW)	Q (kVar)	PF	THD%
	A	10084.8	11.23				9.5
5TP-3,13 1T	B	10074.8	11.05	112.4	163.64	0.58	8.75
	C	10107.3	11.45				9.5
	A	10096.8	8.07				1.35
5TP-19 IT	B	10066.4	7.85	127.2	74.97	0.86	1.39
	C	10091.9	7.82				1.36
	A	10080.3	8.33				1.75
5TP-1,2 1T	B	10052.1	7.97	41.27	-141.6	-0.28	1.98
	C	10073.6	7.49				2.13
	A	10080.3	50.29				2.33
5TP-4,5 1T	B	10052	50.04	487	720.8	0.5	2.27
	C	10073.6	49.25				2.16
	A	7433.5	7.46				19.26
10 CPU	B	7416.3	7.57	106.42	90.75	0.56	18.72
	C	7432.4	7.43				19.04
Total				874.29	908.56	0.69	

Segunda seccion

Consumidores	fases	Vp (V)	Ip. (A)	P (kW)	Q (kVar)	PF	THD%
	A	10084.8	11.25				10.93
5TP-3,13-2T	B	10074.8	11.57	112	165	0.57	8.66
	C	10107.3	11.8				9.43
	A	6073.6	4				2.7
5TP-21	B	6069.4	3.81	62.51	38.4	0.52	3.18
	C	6084.3	3.95				2.91
	A	10100.1	18.65				1.54
5TP-1,2-2T	B	10091.4	19.27	255.6	214.9	0.73	1.56
	C	10123.8	18.85				1.93
	A	10093.3	48.67				2.69
5TP-4,5 -2T	B	10083.9	48.04	654.95	540.8	0.64	2.81
	C	10113.9	48.53				2.66
	A	10160.8	16.16				27.4
12 CPU	B	10146.3	16.37	185.5	218.18	0.64	25.9
	C	10176.7	15.17				34.9
Total				1270.56	1177.28	0.73	

Tabla 1.2. Ajustes actuales de las protecciones de los transformadores de la subestación principal de 110 kV de la empresa

No. ANSI	Descripción	Ajustes
87 P	Porcentaje Diferencial, con corrección dinámica de los transformadores de corriente.	Corriente: $0.36 \times CT = 0.36 \times 600 = 216 \text{ A}$ Rampa 1: 25 % Pendiente: $1.5 \times CT = 1.5 \times 600 = 900 \text{ A}$ Rampa 2: 90 % Bloqueo por armónico: Orden: 2 Nivel: 20 % fo Inhibición por energización Orden: 2 Nivel: 20 % fo Duración: 0.1 s Corriente: $0.1 \times CT = 0.1 \times 600 = 60 \text{ A}$
50/87	Diferencial de corriente instantánea	Corriente: $8 \times CT = 8 \times 600 = 4800 \text{ A}$
51G	Sobre corriente de tiempo definido en el neutro del primario	Corriente: $0.82 \times CT = 0.82 \times 600 = 492 \text{ A}$ Tiempo: 0.5 s
50G ₁	Sobrecorriente instantánea en el neutro del primario	Corriente: $0.2 \times CT = 0.2 \times 600 = 120 \text{ A}$ Tiempo: 2 s
50G ₂	Sobrecorriente instantánea en el neutro del primario	Corriente: $0.2 \times CT = 0.2 \times 600 = 120 \text{ A}$ Tiempo: 1 s
51N	Sobrecorriente de tiempo definido en conexión residual en el secundario	Corriente: $0.84 \times CT = 0.84 \times 3000 = 2520 \text{ A}$ Tiempo: 0.5 s
50N	Sobrecorriente instantánea en conexión residual en el secundario	Corriente: $0.2 \times CT = 0.2 \times 3000 = 600 \text{ A}$ Tiempo: 1 s
67/51V	Direccional de sobrecorriente con restricción por tensión activada	Corriente: $3 \times CT = 3 \times 3000 = 9000 \text{ A}$ Tiempo: 2.5 s Direccional Conexión : 90° Angulo: 30° Tensión mínima: $0.05 \times VT = 0.05 \times 10 = 0.5 \text{ kV}$ Dirección: Invertida
67/50	Direccional de sobrecorriente instantánea	Corriente: $0.42 \times CT = 0.42 \times 3000 = 1260 \text{ A}$ Tiempo: 1 s Direccional Conexión : 90° Angulo: 30° Tensión mínima: $0.05 \times VT = 0.05 \times 10 = 0.5 \text{ kV}$ Dirección: Invertida
67/81U	Direccional combinada con Baja Frecuencia	Direccional Conexión : 90° Angulo: 30° Tensión mínima: $0.05 \times VT = 0.05 \times 10 = 0.5 \text{ kV}$ Dirección: Invertida Baja Frecuencia Frecuencia: 57.7 Hz Tiempo: 0.3 s Tensión mínima: $0.1 \times VT = 1 \text{ kV}$ Corriente mínima: $0 \times CT = 0 \text{ A}$
67/27	Direccional combinada con Baja Tensión	Direccional Conexión : 90° Angulo: 30° Tensión mínima: $0.05 \times VT = 0.05 \times 10 = 0.5 \text{ kV}$ Dirección: Invertida Baja Tensión Tensión: $0.8 \times VT = 0.8 \times 10 = 8 \text{ kV}$ Tiempo: 1.5 s Tensión mínima: $0.1 \times VT = 1 \text{ kV}$
81 U	Baja Frecuencia	Frecuencia: 56 Hz Tiempo: 0 s Tensión mínima: $0.1 \times VT = 1 \text{ kV}$ Corriente mínima: $0 \times CT = 0 \text{ A}$

Fuente {tesis de ortlys}

Tabla 4.1 Especificaciones del transformador de corriente CTH-123

(Ver la carpeta ANEXO)

Tabla 4.2 Especificaciones del transformador de corriente UXT-123

(Ver la carpeta ANEXO)

Tabla 4.3 Especificaciones del descargador HI-96

Input the exact reference of the surge arrester =		HI 96
Use	Type	outdoor
Minimum ambient temperature	°C	- 60
Maximum ambient temperature	°C	+ 60
Maximum altitude	m	2000
Maximum pollution level	According to IEC 60076	4
Maximum ice thickness	mm	20
Maximum wind speed	m/s	60
Rated voltage	Ur in kV rms	96
Rated frequency	Hz	50 / 60
Continuous operating voltage	Uc in kV rms	77
Nominal discharge current	In in kA with 8/20 waveshape	10
Line discharge class	Class	2
High current impulse withstand	kA with 4/10 waveshape (x 2)	100
Maximum leakage current under Uc at 20 °C	resistive component in mA peak	1,0
	capacitive component in mA peak	0,5
	total in mA rms	1,0
Long duration current impulse withstand	A with 2000 µs waveshape (x 18 + 1)	500
Energy absorption capability under a 2000 µs impulse	kJ / kV of Ur	2,6
	kJ / kV of Uc	3,2
	kV peak at 2,5 kA	231,1
Maximum lightning residual voltage	kV peak at 5 kA	245,6
	kV peak at 10 kA	261,1
	kV peak at 20 kA	267,2
	kV peak at 40 kA	326,4
Maximum switching residual voltage	kV peak at 125 A	196,8
	kV peak at 500 A	207,6
	kV peak at 1000 A	216,4
Maximum steep current impulse residual voltage	kV peak at 5 kA	267,2
	kV peak at 10 kA	282,0
Temporary overvoltage capability in kV rms	1 s without prior duty	120,3
	1 s with maximum prior duty	110,7
	10 s without prior duty	114,7
	10 s with maximum prior duty	105,6
Insulation withstand of the external housing	power frequency 10 s wet in kV rms	310
	lightning impulse dry in kV peak	500
Minimum reference voltage at 20 °C	Iref in mA peak AC	1
	Uref in kV peak/V2	69,8
Short circuit withstand	kA rms / 0,2 s	40
	A rms / 1 s	600
Axial partial discharge level	pC under 1,05 x Uc	< 5
Radio influence voltage	µV at 500 kHz under 1,1 x Uc	< 1000
Physical characteristics of the external housing	material	silicone
	weathersheds diameter in mm	160
Nominal creepage distance	mm	3010
	mm / kV of Ur	31,4
Mechanical strength	dynamic bending moment in kN.m	1,3
	dynamic cantilever loading in kN	1,1
	static bending moment in kN.m	0,8
	static cantilever loading in kN	0,7
	dynamic pull loading in kN	3,0
	static pull loading in kN	2,0
Approximate height	mm	1260
Approximate weight	kg	16,6

Tabla 5.1 Especificaciones del sistema de puesta a tierra actual

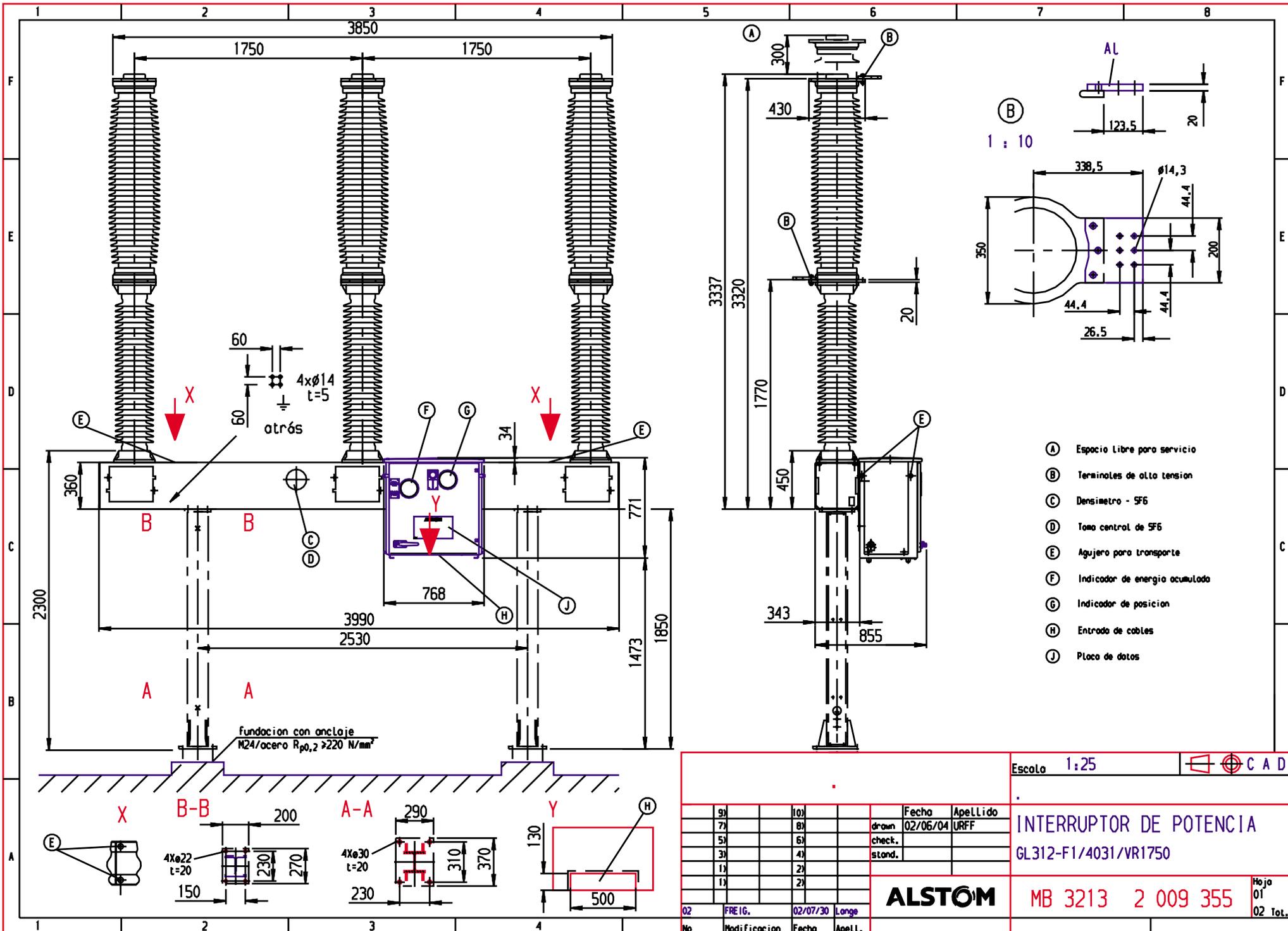
Denominación	Designación laminado	Cantidad
Toma de tierra tubular de hierro fundido	$\phi 100mm$ $l = 3m$	40
Cinta de cobre	40×4	600(m)

Fuente {Empresa Cmdte. Ernesto Che Guevara}

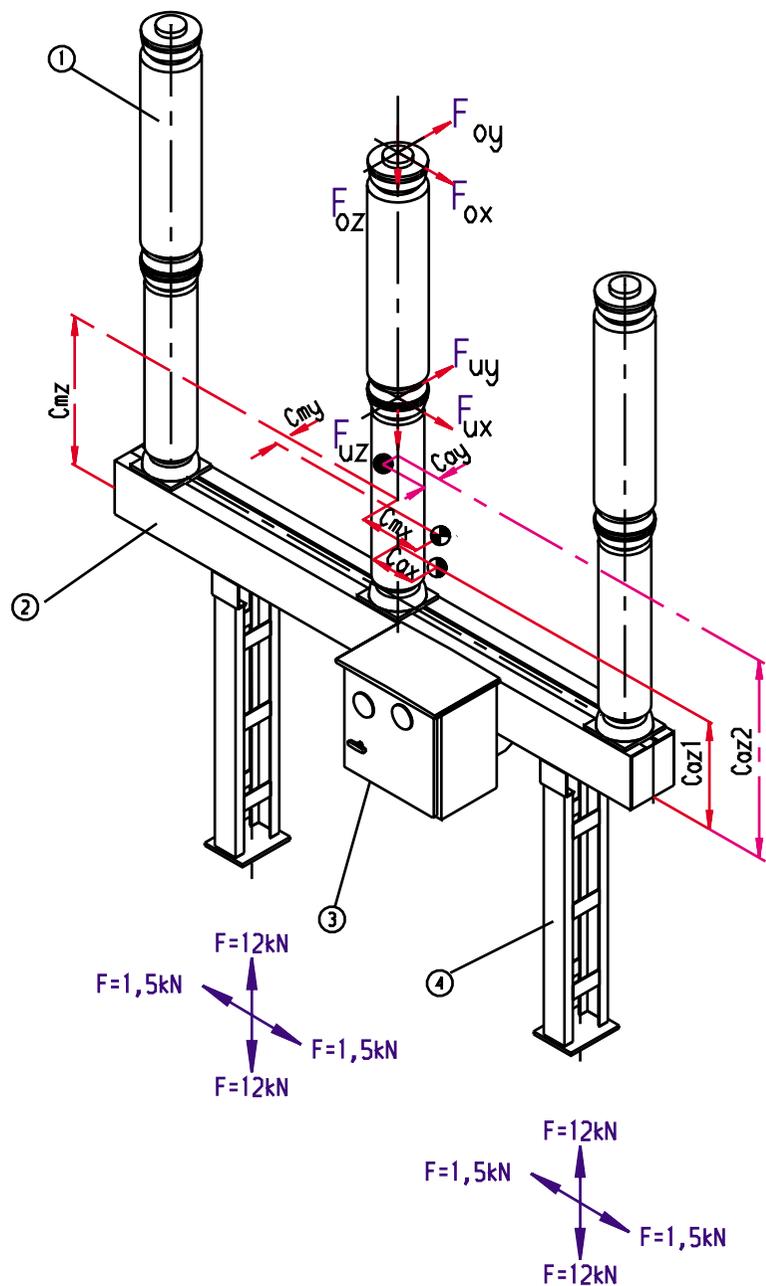
Tabla 5.2 Especificaciones de la expansión del sistema de puesta a tierra

Denominación	Designación laminado	Cantidad
Toma de tierra tubular de hierro fundido	$\phi 100mm$ $l = 3m$	48
Cinta de cobre	40×4	657(m)

Fuente {Empresa Cmdte. Ernesto Che Guevara}



Escola 1:25		C A D	
Fecha		Apellido	
drawn	02/06/04	URFF	
check.			
stand.			
INTERRUPTOR DE POTENCIA			
GL312-F1/4031/VR1750			
ALSTOM		MB 3213 2 009 355	
No Modificacion		Fecha Apell.	
02	FREIG.	02/07/30	Longe



Centro de gravedad(sin soportes)		Max.velocidad del viento 121 km/h	
		Centro área de gravedad(sin soportes) en mm	
	⊕	Z/X-vista ⊕	Z/Y-vista ⊙
Cmx	58	Cox	162
Cmz	1399	Coz1	1150
Cmy	34	Coy	32
		Coz2	1550
		área m ²	
		4,15	1,25

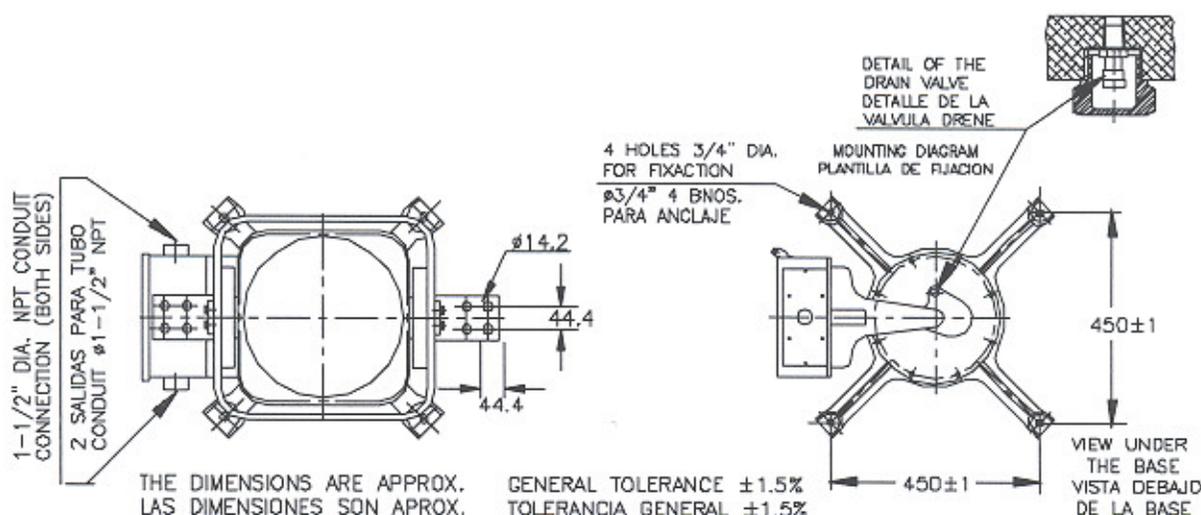
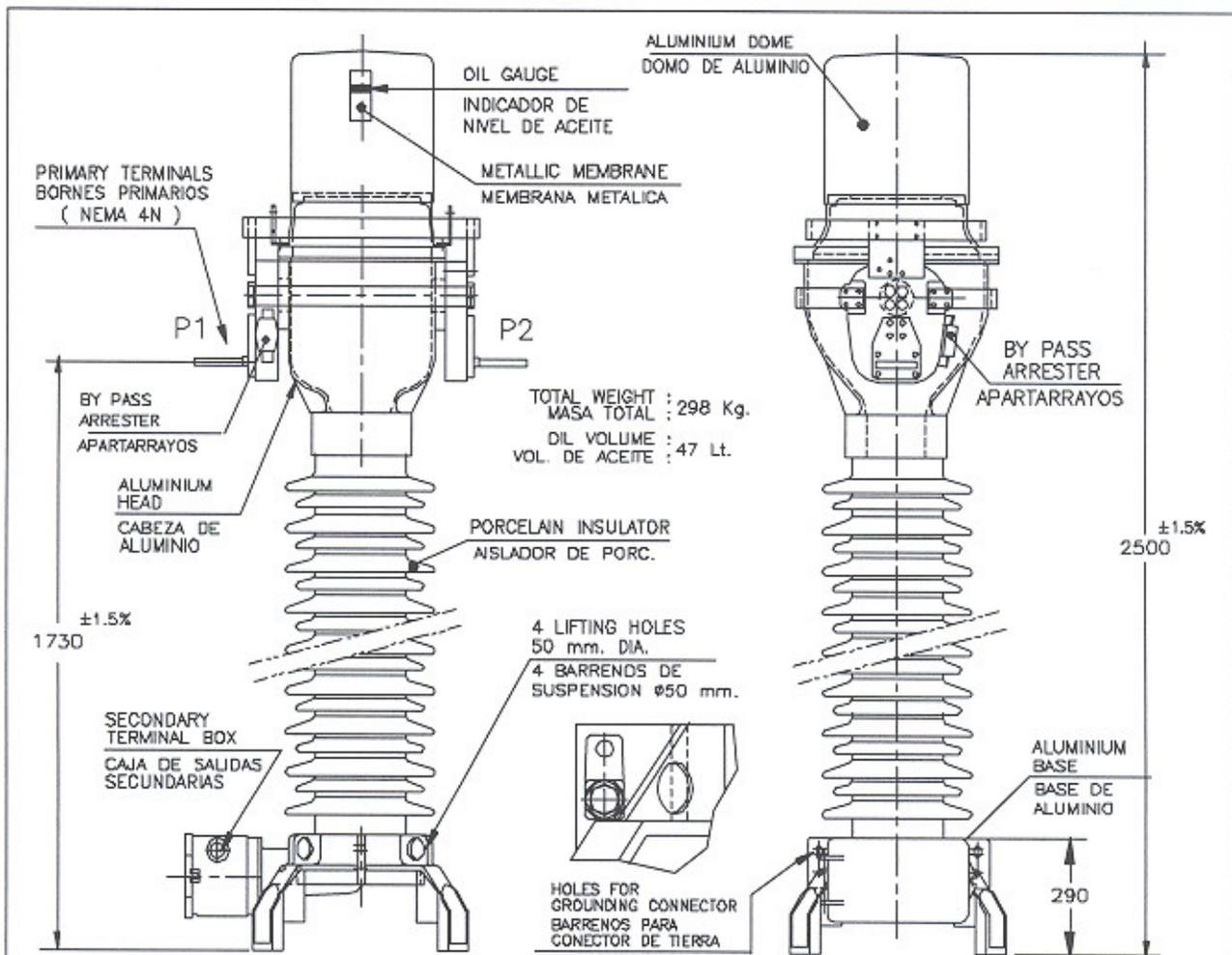
Peso en kg				
①	②	③	SF6-gas	peso total
Columna polar	Bastidor	Accionamiento	12	1182
3X295	165	120		

Peso en kg
④
Soportes
.

Esfuerzos permisibles en los terminales	estático ⁿ⁾	estático + dinámico
F _{ox}	≤ 750N	≤3000N
F _{ux}	≤ 750N	≤3000N
F _{oy}	≤1250N	≤5000N
F _{uy}	≤1250N	≤5000N
F _{oz}	≤1000N	≤3000N
F _{uz}	≤1000N	≤3000N
$\sqrt{(2,1 \times F_{oy} + F_{uy})^2 + (2,1 \times F_{ox} + F_{ux})^2}$	≤3000N	≤5800N

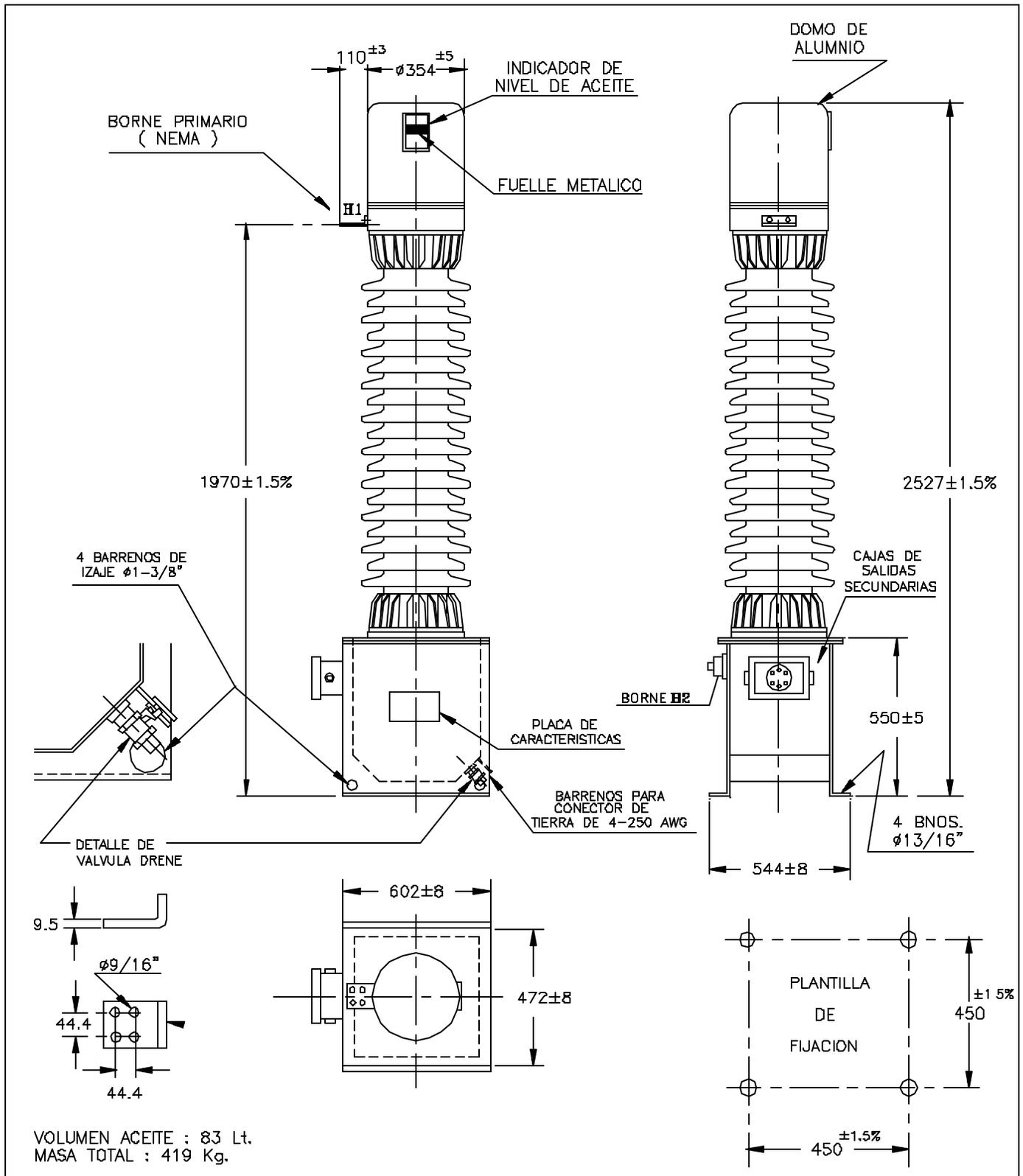
ⁿ⁾Valores segun norma IEC 62271-100

				Escola -/-		C A D	
				INTERRUPTOR DE POTENCIA			
				GL312-F1/4031/VR1750			
				ALSTOM		MB 3213 2 009 355	
				Hoja 02		02 Tot.	
9)	10)	Fecha	Apellido				
7)	8)	drawn	02/06/04	URFF			
5)	6)	check.					
3)	4)	stand.					
1)	2)						
1)	2)						
02	FREIG.	02/07/30	Longe				
No	Modificacion	Fecha	Apell.				



01	CAMBIO DE DIMENSIONES POR USAR AISLADOR PARA 3000 Mt.	J.CH.	E.R.G.	A.H.L.	28/may/01	DO
00	PLANO NUEVO	J.CH.	F.R.R.	A.H.L.	27/feb/01	DO
MOD.	M O D I F I C A C I O N E S	DIBUJO	REVISO	AUTORIZO	FECHA	No. S.M.

	CURRENT TRANSFORMER TRANSFORMADOR DE CORRIENTE		CTH - 123		
	TIPO BOBINADO		WINDING TYPE		
AC	CPS	PYC	MFA	VTS	
ESCALA S/E		COTAS mm/pulg		PL. DE REF. MISMO No.	
		CLAVE 4182 F		PL No. 650915	



00	PLANO NUEVO	J.CH	D.V.H.	A.H.L.	21/feb/00	00	
MOD	M O D I F I C A C I O N E S	DIBUJO	REVISO	AUTORIZO	FECHA	No S.M.	
		TRANSFORMADOR DE POTENCIAL TIPO : UXT-123 MEMBRANA METALICA Y VALVULA DRENE 1 CAJAS SEC.					
		AC <input checked="" type="checkbox"/> GPS <input type="checkbox"/> PYC <input type="checkbox"/> MFA <input checked="" type="checkbox"/> VTS <input checked="" type="checkbox"/>	ESCALA S/E		COTAS mm/pulg		P.L. DE REF. 650899