



ISMMM

INSTITUTO SUPERIOR MINERO
METALURGICO DE MOA
DR. ANTONIO NUÑEZ JIMENEZ

**Ingeniería Eléctrica
Facultad: Metalurgia
Electromecánica**

Trabajo de Diploma

**En opción al Título de
Ingeniero Eléctrico**

**Análisis y propuesta para el cambio de los elementos
fundamentales en circuitos PG109 y PG112 de la
subestación de Punta Gorda”**

Autor: Fausto Emilio Rodríguez Cesar

Tutor: Ing. Yetsy Silva Cala

Msc. Georbis Galano

**Moa, 2016
“Año 58 de la Revolución”**



DECLARACION DE AUTOR

Yo, Fausto Emilio Rodríguez Cesar, autor del presente trabajo de tesis, certifico la propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, el cual podrá hacer uso del mismo con la finalidad académica que estime conveniente.

Autor: Fausto Emilio Rodríguez Cesar

Tutor: Ing. Yetsy Silva Cala

Tutor: Msc. Georbis Galano

PENSAMIENTO



“Basta con asomarse a las puertas de la Ciencia Contemporánea y Moderna para preguntarnos sí es posible vivir y conocer la Ciencia del Futuro sin un enorme caudal de formación y conocimiento”

Fidel Castro Ruz

DEDICATORIA

A la obra de la Revolución y su líder histórico Fidel Castro Ruz, por los logros en materia de Educación y Formación.

A mis hijos por ser las personas que me inspiran siempre a lograr los propósitos de la vida.

A las personas que me ayudaron en todo momento de la carrera (profesores y personal de servicio).

Especialmente a:

Msc. Arelis Torres García

Dra RRHH. Grupo Empresarial CUBANIQUEL

Quien reunía la condición de esposa en el tiempo real del proceso de reingreso especial a la carrera.

A Dios, por el tiempo de existencia que me permite en la vida

Agradecimientos

Para llegar a triunfar en la vida necesitamos de personas que hagan posible nuestras pretensiones.

Mis más sinceros agradecimientos a personas que en sus facultades hicieron posible mi reingreso especial:

Miguel Díaz Canel Bermúdez
Ex. Ministro del MES

Thomas Benitez Hernández
Ex. Ministro MINEM

Raúl García Barreiro
Vice Ministro MINEM

Dr. Rolando Johan Sierra Pérez
Ex. Decano Facultad Metalurgia y Eléctrica. ISMM

Tutor Docente: Ing. Yetsy Silva Cala
Msc. Georbis Galano

Colaboradores: Ing. Germán S. Alfonso Martínez
Ing. Nelson Valdés Castellanos

Resumen

En el trabajo se realiza un estudio de caracterización del sistema de fuerza, control y protecciones eléctricas de las líneas PG109 y PG112 de 110kV que alimentan la subestación de Moa 220 kV y Moa Nickel S.A, además se propone determinar la conveniencia de sustituir los viejos elementos de fuerza y control de los interruptores PG109 y PG112 de 110kV por nuevos y avanzados elementos, los cuales eliminarían las averías y afectaciones al servicio eléctrico tanto a las industrias del níquel como al sector residencial, se pretende lograr la interconexión por teledisparo de protecciones de las subestaciones de Punta Gorda y Moa Nickel S.A.

Se caracteriza la subestación tomada como objeto de estudio, la cual sirve como enlace entre el sistema eléctrico del municipio de Moa y el Sistema Electroenergético Nacional (SEN), y quedan redactados los criterios y procedimientos de selección y utilización de los elementos fundamentales que intervienen en el manejo de la energía eléctrica de los circuitos PG109 y PG112 de dicha subestación.

Se proponen variantes técnico – organizativas para determinar si es factible realizar las inversiones propuestas, para esto se consideran los principales costos relacionados con la adquisición, montaje y mantenimientos.

Abstract

At work comes true a study of characterization of the system of force, control and electric protections of the lines PG109 and PG112 of 110kV that 220 kV and Moa Nickel S.A feed Moa's substation, determining the convenience to substitute the old elements of force and control of the breakers besides proposes himself PG109 and PG112 of 110kV for new and advanced elements, which would eliminate damages and affectations to the electric service so much to the nickel's industries like to the residential sector, they is attempted getting the interconnection for long distance remote control of protections of the substations of Fat Tip and Moanickel S.A

Its characterize the substation taken like object of study, which serves like link between the electric system as Moa's municipality and the National Electroenergetic Sistem (SEN), and get written up procedures of selection and utilization of the fundamental elements that take over in the handling of the electric power of the circuits PG109 and PG112 of the aforementioned substation.

In this work it set technical variants– organizational to determine if it feasible to accomplish the proposed investments, ad hoc they consider the principal costs related with acquisition, set-up and maintenances.

Índice de contenido

DEDICATORIA	IV
Agradecimientos	V
Resumen	VI
Abstract	VII
Introducción	1
Capítulo I: Marco Teórico CONCEPTUAL.....	4
1.0 Introducción	4
1.1 Elementos que constituyen una subestación	4
Caracterización del objeto de estudio	5
1.2 Caracterización de los elementos	6
1.2.1 Interruptor	6
1.2.2 Transformadores de medida	9
1.2.2.1 Transformadores de corriente	9
1.2.2.2 Transformadores de tensión	12
1.2.3 Relevadores computarizados	14
1.2.3.1 Características de los relevadores computarizados	14
1.2.4 Equipos de comunicación asociados a las protecciones	15
1.2.5 Comunicaciones	18
1.2.6 Fuentes auxiliares	18
1.2.7 Equipos de señalización	18
1.2.8 Cuadros eléctricos	20
1.2.9 Alambraje y terminación	21
1.2.10 Requisitos generales de seguridad	22
1.3 Conclusiones parciales	22
CAPÍTULO II: MATERIALES Y MÉTODOS	23
2.0 Introducción	23
2.1 Selección de los elementos de fuerza y control de los interruptores PG109 y PG112	23
2.1.1 Selección del interruptor	23
2.1.2 Selección del transformador de corriente (TC).....	24
2.1.3 Selección del transformador de potencial	25

2.1.4 Selección del conductor.....	25
2.1.4.1 Material con que están contruidos.....	26
2.1.4.2 Sección o área conductora	26
2.1.4.3 Efecto corona.....	26
2.1.4.4 Regímenes (hipótesis) para el cálculo mecánico de conductores	27
2.1.5 Selección del relé Multilin.....	27
2.1.5.1 Códigos de selección	27
2.1.5.2 Inspección.....	29
2.1.5.3 Programación del relé Multilin UR D60	30
2.1.5.4 Mantenimiento	30
2.1.6 Teleprotecciones.....	31
2.2 Procedimientos de pruebas a equipos de la subestación.....	31
2.2.1 Prueba inicial de una instalación.....	31
2.2.2 Pruebas de ajuste y calibración de relés de protección.....	32
2.2.3 Etapas de pruebas a los equipos de protección	33
2.2.3.1 Prueba tipo	33
2.2.3.2 Prueba de comisión	33
2.2.3.3 Prueba de mantenimiento periódico.....	34
2.2.3.4 Pruebas tipo eléctricas.....	34
2.2.4 Pruebas de los transformadores de corriente.....	35
2.2.4.1 Curva de magnetización	36
2.2.4.2 Chequeo de la relación de transformación del transformador de prueba del TC	37
2.2.4.3 Chequeo de fases del transformador de prueba del TC	37
2.2.4.4 Equipo de prueba de inyección secundaria.....	38
2.2.4.5 Prueba a los terminales usados para la conexión secundaria.....	38
2.2.4.6 Set de prueba de inyección secundaria	39
2.2.4.8 Prueba de inyección primaria.....	41
2.2.4.9 Chequeo de la relación de transformación de los transformadores de corriente	41
2.2.4.10 Chequeo de la polaridad del transformador de corriente.....	42
2.2.5 Esquema lógico de prueba de las protecciones.....	43

2.2.5.1 Pruebas de disparo y alarmas.....	44
2.2.5.2 Pruebas de mantenimiento periódico	44
2.2.6 Procedimiento de mantenimiento a equipos de la subestación	44
2.2.6.1 Esquema de protecciones.....	44
2.2.7 Folletos descriptivos, manuales de mantenimiento y operación	45
2.2.7.1 Equipos y dispositivos.....	45
2.3 Conclusiones parciales	46
CAPÍTULO III: EVALUACIÓN ECONÓMICA	47
3.0 Introducción	47
3.1 Fundamentación teórica para la realización de las Evaluaciones Económicas	49
3.7 Conclusiones parciales	58
Conclusiones Generales.....	59
Recomendaciones	60
Bibliografía.....	61

Introducción.

La tendencia actual en muchos países, es que existe un gran crecimiento de la demanda energética, que impone enormes presiones de costos a las compañías de servicios de energía para realizar inversiones adicionales en instalaciones de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Adicionalmente, ante el acelerado desarrollo y crecimiento de la demanda energética, diversas organizaciones están implementando estrategias y programas dirigidos a elevar de manera sistemática la eficiencia en el uso de la energía eléctrica y en la búsqueda de soluciones alternativas, limitando de este modo el crecimiento en la demanda.

El concepto de iluminación es el valor intrínseco de todo proyecto arquitectónico. La luz da vida a la obra y es, en cierta medida, el pincel al alcance del arquitecto. Estas ideas, que parecerían mera retórica, son una realidad que influye en el confort que se puede construir a partir de un adecuado manejo de la iluminación, y en el que uno de los retos principales ha sido igualar la calidad de la luz artificial con la natural.

Pero las consideraciones estéticas no han sido el único ni el principal motivo de las transformaciones en este campo. Lo son también las exigencias de calidad de los productos y materiales, y una apremiante necesidad de elevar la eficiencia en el uso de la energía eléctrica, un recurso natural no renovable, escaso, caro de producir y fuente de contaminación y deterioro ambiental. Desde siempre, y con mayor razón en la actualidad, lo ideal es que todo diseño arquitectónico favorezca el máximo aprovechamiento de la luz natural y adicione sistemas de iluminación eficientes, lo cual en buena medida depende del presupuesto disponible.

En el campo de las edificaciones, la iluminación se instala casi al final de la obra, cuando los recursos del presupuesto están a punto de tocar fondo. Éste es un factor que ocasiona que, al momento de escoger el equipo y materiales, el criterio del precio prevalezca sobre el de calidad. Resolver de esa manera la instalación del sistema de iluminación sólo confirma, con el paso del tiempo, que lo barato sale caro. Ante la escasez de presupuesto, el constructor supera su problema inmediato y opta por productos de regular calidad y

mediana eficiencia, aunque con el uso del inmueble se compruebe que la parte más cara de este servicio no es su costo de instalación, sino el consumo que genere.

Situación problemática

El estándar internacional exige que para las oficinas el nivel de iluminación debe satisfacer los aspectos cuantitativos y cualitativos demandados por el entorno, a garantizar la: comodidad visual, ejecución visual y seguridad visual. El alumbrado actual no garantiza el 100 % de la iluminación necesaria. Esto provoca afectación a la salud de los trabajadores directivos ect, además provoca un mayor gasto por avería y mantenimiento.

Problema

El sistema de alumbrado del edificio administrativo no cumple con los estándares internacionales para este tipo de aplicación, la vieja tecnología está produciendo sobre consumo y afectando la visión al personal que labora en las oficinas.

Hipótesis

Si se determinan las causas de la incorrecta iluminación, se podrá proponer un sistema de alumbrado eficiente cumpliendo con las normas cubanas que garantice el remplazo de la luminaria convencional en el edificio administrativo de la empresa Moa Nickel SA, a luminaria de tecnología led. Logrando significativamente una mayor eficiencia lumínica, y disminuyendo así los costos de operaciones

Objeto de estudio

Edificio Administrativo en la empresa Pedro Sotto Alba

Campo de acción

Sistema de Alumbrado.

Objetivo General

Realizar una propuesta para instalar un nuevo un sistema de alumbrado, Edificio Administrativo de la empresa Pedro Sotto Alba.

Objetivos específicos

Caracterizar el sistema de alumbrado existente en el Edificio Administrativo

Determinar las causas de la ineficiencia del sistema de iluminación.

Proponer un sistema de alumbrado que cumpla con las normas cubanas.

Tareas

Caracterización del estado actual del problema.

Elaboración de la fundamentación teórico-metodológica.

Confección del cálculo de los índices de iluminación y comprobación de las normas existentes.

Comprobación de los niveles de Iluminación en los diferentes departamentos y oficinas del edificio administrativo de la empresa Pedro Sotto Alba, con los valores de las normas NC ISO 8995/CIES 008/2009.

Capítulo I: Marco Teórico CONCEPTUAL

1.0 Introducción

En el presente capítulo se realiza un análisis de los diferentes aspectos relacionados con los temas que son discutidos en la bibliografía consultada, con el fin de disponer de los elementos básicos y de las tendencias actuales que resultan esenciales para el desarrollo del trabajo.

Para desarrollar la investigación fueron consultados diferentes trabajos y estudios, orientando la revisión bibliográfica en dos líneas fundamentales; por una parte, la información relacionada con el enfoque teórico y metodológico del estudio a realizar y por otra, los trabajos sobre el tema del diagnóstico a sistemas eléctricos e implementación de nuevas tecnologías.

Toda instalación eléctrica debe estar provista de una serie de interruptores, paneles de control y protecciones que la haga segura, tanto desde el punto de vista de los conductores y dispositivos eléctricos conectados, como de los bienes materiales y las personas que van a relacionarse con ella.

En la revisión bibliográfica durante esta investigación se revisaron las normas y procedimientos relacionados con el cambio y sustitución de elementos eléctricos dentro de una subestación, se encontró lo siguiente:

Las normas que cubren la mayoría de los aspectos del desempeño del relé son las *IEC 60255* y la *ANSI C37.90*. Sin embargo, la competencia podría incluir también lo requerimientos incluidos en las normas *IEC 61000, 60068* y la *IEC 61000, 60529* y *61850*.

1.1 Elementos que constituyen una subestación

La norma *IEC 62271-200* regula los dispositivos de protección, seccionamiento y control de alta tensión – *Dispositivos de protección, seccionamiento y control de corriente alterna, bajo envolvente metálica para tensiones asignadas superiores a 1kV*.

Caracterización del objeto de estudio

La subestación de Punta Gorda sirve como enlace entre el sistema eléctrico del municipio de Moa y el Sistema Electro energético Nacional (SEN), ubicada en la localidad que le da nombre. Está formada de manera general por dos autotransformadores de 220/110/34.5 kV de 125MVA de potencia, alimentado por una línea de 220kV del SEN procedente de la subestación de Cueto CU-208. Por la barra de 110kV se alimentan actualmente la industria del níquel Ernesto Che Guevara y el municipio de Baracoa, la subestación de MOA 220 kV de la nueva central eléctrica, conocida como grupo Fuel, es alimentado de una Línea del SEN procedente de la subestación 220 kV de Cueto a través del interruptor CU-209. Por la barra de 110 kV alimenta la fábrica de níquel Pedro Sotto Alba y la Subestación de Punta Gorda 220 kV.

PUNTA GORDA 220 kV

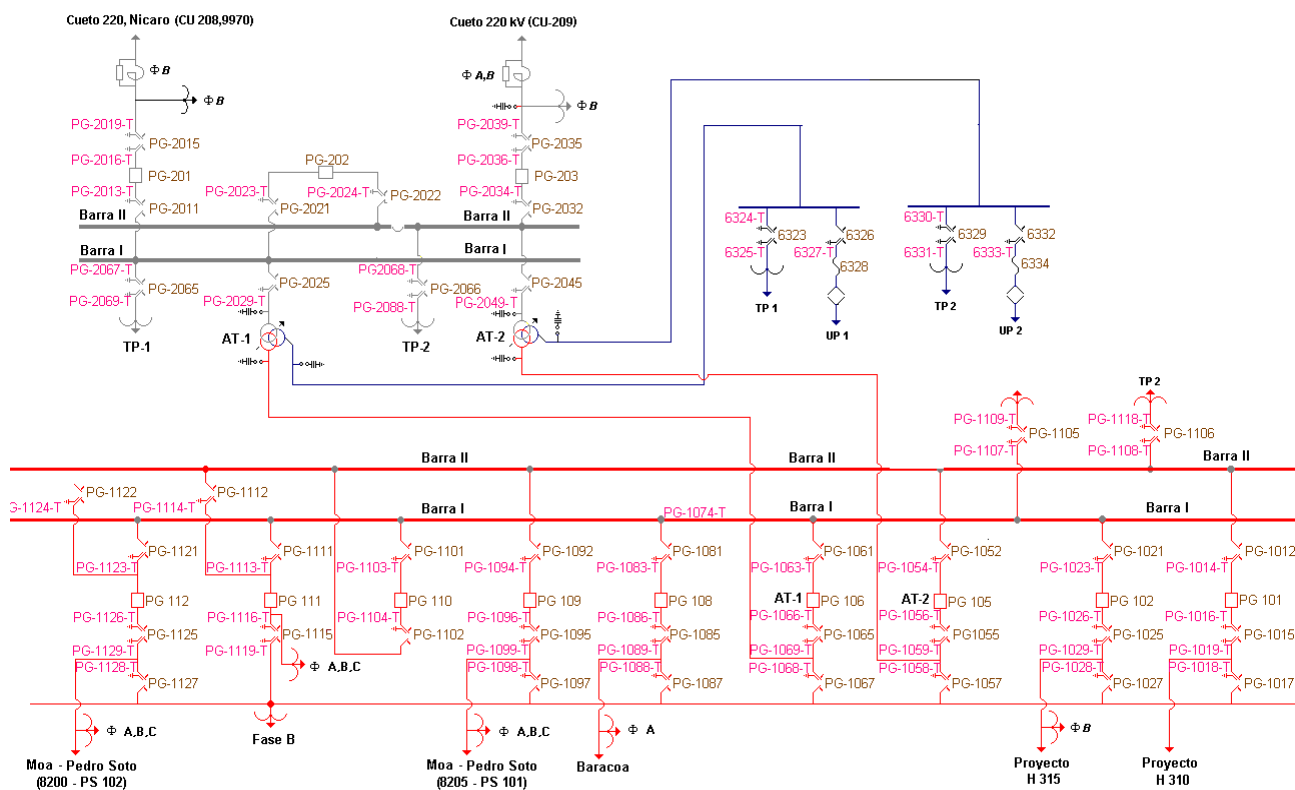


Figura 1. Monolineal Subestación 220 kV de Punta Gorda

Como se muestra en la figura anterior, en esta subestación, existe un panel de control y protecciones para el campo de 110kV. Los interruptores PG109 y PG112 son los que gobiernan y protegen las dos líneas de 110kV que reciben la potencia de la subestación de MOA 220 kV y la empresa del níquel Pedro Sotto Alba. Después de la construcción de la planta eléctrica conocida como el grupo fuel, estas dos líneas son el enlace con esta nueva subestación y mantiene el suministro de energía también a Moa Nickel.

1.2 Caracterización de los elementos

La acción de los agentes atmosféricos, fallos del material, y errores humanos hacen que se produzcan incidentes en la red. Éstos pueden reducirse al mínimo si los sistemas están correctamente diseñados, con márgenes de seguridad económicamente razonable, una estudiada selección de los equipos, una organización del mantenimiento que tienda a detectar la parte de la red en que han disminuido sus coeficientes de seguridad y por último, una adecuada selección, formación y motivación del personal encargado de la explotación.

Pero, aun en los casos en que los sistemas eléctricos estén cuidadosamente diseñados, conservados y explotados, siempre existen posibilidades de que se produzcan incidentes y en tal caso, éstos deben ser eliminados de forma que quede desconectada del sistema la menor parte posible, a fin de que ésta siga funcionando correctamente. Esto se logra mediante la implantación generalizada de equipos de protección.

Lo anterior se realizará teniendo en cuenta las normas, reglamentaciones, especificaciones técnicas, recomendaciones, tomando en consideración los costos de instalación, ajuste, operación, control y mantenimiento de los sistemas de protecciones.

1.2.1 Interruptor

La norma IEC 60265-1 regula los Interruptores de alta tensión y los requerimientos para la selección de los mismos. De igual forma la norma *IEC 62271-100* regula los dispositivos de protección, seccionamiento y control de alta tensión – Interruptores automáticos de corriente alterna para alta tensión.

El interruptor es el dispositivo mecánico que conecta e interrumpe, una o repetidas veces, en condiciones normales y anormales de trabajo un circuito eléctrico. Está diseñado básicamente para llevar en forma continua altas corrientes, interrumpir en condiciones de seguridad las corrientes de fallas y soportar los esfuerzos electrodinámicos debidos a estas.

El interés principal del mismo es su circuito de control el cual se encarga de:

- ✓ Abrir y cerrar el mismo a través de una manija, cuando se requiere.
- ✓ Que dispare inmediatamente cuando existe una falla y el equipo de protección se lo indique.
- ✓ Que indique a través de señalizaciones su estado de abierto o cerrado local o remotamente.
- ✓ Enviar señales que indique cualquier anomalía como falla de presión de aire, gas que utilice para sus operaciones.
- ✓ Bloquearse en su operación si existe alguna anomalía.
- ✓ Es pues el control de un interruptor la parte principal para ejercer las funciones para las cuales está diseñado. Este control está alimentado para su operación por una fuente de alimentación de corriente que puede ser alterna o directa. Para los efectos de control eléctrico de interruptores, la acción de liberar un trinquete o abrir una válvula se efectúa a través de electro imanes que se energizan por conducto de este control, estos son llamados bobinas de cierre y disparo. Ver figura 2.

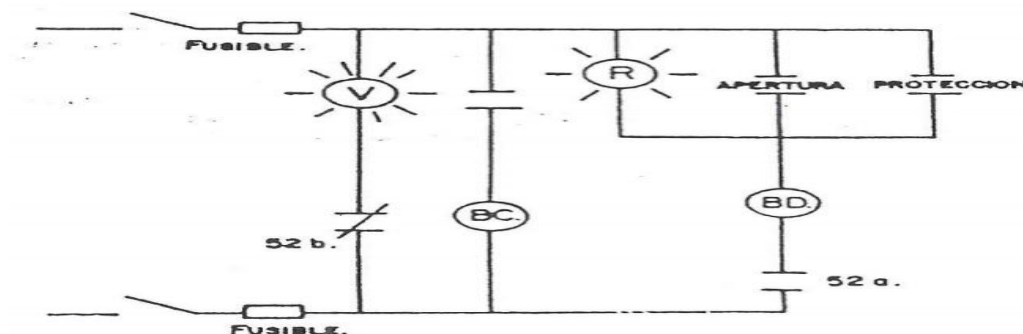


Figura 2. Esquema simplificado de control del interruptor

Los interruptores deben tener los siguientes rasgos:

- ✓ El interruptor debe ser operado por un mecanismo de muelle acumulador de energía cargado por un motor eléctrico universal, o por vía manual en situación de emergencia.
- ✓ Cada interruptor debe contar con tres unidades al vacío montadas de forma separada en un mismo armario auto alineado.
- ✓ El panel frontal del interruptor debe ser removible cuando el interruptor es sometido a mantenimiento o Inspección.
- ✓ Asegurado, bloqueado en posición de desconectado.
- ✓ Equipado con indicadores visibles aun con la puerta cerrada.
- ✓ Equipado con un sistema de bloqueo para prevenir el cierre del interruptor entre las posiciones de prueba y operación.
- ✓ Equipado con protección para las partes viva del interruptor.
- ✓ El interruptor debe ser eléctricamente operado por un voltaje de control, preferiblemente 125VDC.
- ✓ Cada interruptor debe ser controlado por un selector de control o por el relé de protecciones.
- ✓ El interruptor es el que en definitiva materializa las órdenes de conexión y/o desconexión ordenadas por las protecciones y automatismos.

A la hora de elegir un interruptor automático deben tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

- ❖ Características eléctricas de la instalación en la que se utilizará el interruptor automático.
- ❖ Su entorno previsto: temperatura ambiente, en una cabina o una envolvente de cuadro de distribución, condiciones climáticas, etc.
- ❖ Requisitos de conexión y desconexión de la corriente de cortocircuito.
- ❖ Especificaciones operativas: disparo selectivo, requisitos (o no) de control remoto e indicación, contactos y bobinas de disparo auxiliares, conexiones, etc.
- ❖ Normas de instalación, en particular: protección de las personas.
- ❖ Elección de la corriente nominal en cuanto a la temperatura ambiente.

1.2.2 Transformadores de medida

En general, las magnitudes que se deben controlar o medir son tensiones y corrientes elevadas, por ello, cuando se inició el uso de la corriente alterna se utilizaron transformadores de medida para obtener la separación galvánica de los circuitos, los aparatos de medida y las protecciones respecto a la alta tensión, y reducir los valores de la intensidad y la tensión a valores más manejables. En función de su utilización se clasifican en:

1. Transformadores de corriente (TC).
2. Transformadores de potencial (TP).

Las principales características que cabe considerar en la elección de un transformador de medida son:

1. Dimensionamiento del aislamiento para la tensión de utilización y la ubicación.
2. Precisión de la reproducción de la magnitud primaria.
3. Calentamiento del equipo y capacidad de sobrecarga.

1.2.2.1 Transformadores de corriente

La norma (IEC 60044-1), rige las especificaciones técnicas para la selección de los transformadores de corriente. En la figura 3 se aprecia un tipo de transformador de corriente usados en las subestaciones de alto voltaje. La Norma IEC 185 (1987) especifica los TC por clase de precisión seguido por una letra M o P la cual denota si el TC es adecuado para propósitos de medición o protección, respectivamente.

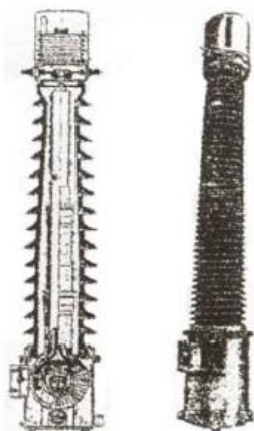


Figura 3. Transformadores de corriente

El devanado primario del transformador de corriente en lo adelante (TC) se conecta en serie con el circuito de potencia de alta tensión, puesto que la impedancia del devanado es despreciable con respecto a la del sistema de potencia donde está instalado y aun teniendo en cuenta la carga que se conecta al secundario. Los TC usados para medida son diferentes a los usados para protección, tanto en su clase de precisión, como en la carga del secundario. Los TC de medida deben trabajar lo más exactamente posible bajo condiciones normales de operación. Los TC de protección deben operar correctamente entre márgenes muy amplios de carga, desde corrientes mínimas hasta valores varias veces mayores que la corriente nominal.

Tipo de transformador de corriente

Existen tres tipos de TC según su construcción:

- a) Tipo devanado primario.** Este como su nombre lo indica tiene más de una vuelta en el primario. Los devanados primarios y secundarios están completamente aislados y ensamblados permanentemente a un núcleo laminado. Esta construcción permite mayor precisión para bajas relaciones.
- b) Tipo Barra.** Los devanados primarios y secundarios están completamente aislados y ensamblados permanentemente a un núcleo laminado. El

devanado primario, consiste en un conductor tipo barra que pasa por la ventana de un núcleo.

c) *Tipo Boquilla (Ventana o Bushing)*. El devanado secundario está completamente aislado y ensamblado permanentemente a un núcleo laminado. El conductor primario pasa a través del núcleo y actúa como devanado primario.

Los TC pueden llegar a saturarse por las altas corrientes causadas por las fallas cercanas; para evitar esto, debe ponerse cuidado para asegurar que bajo condiciones de falla críticas los TC operen en la porción lineal de la curva de magnetización (véase figura 4). En todos estos casos el TC debe ser capaz de suministrar suficiente corriente para que el relevador opere satisfactoriamente.

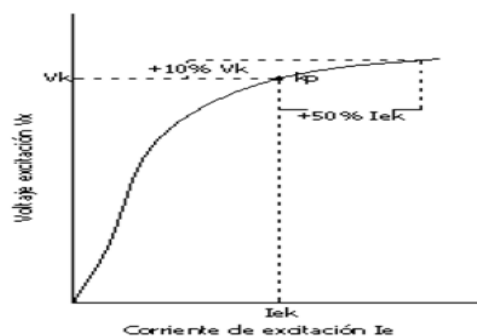


Figura 4. Curva de saturación del TC

Son muy parecidos a un transformador de potencia monofásico, aunque presentan ciertas diferencias fundamentales:

- ✓ El primario está dispuesto en serie con el circuito principal, mientras los de potencia lo están en paralelo.
- ✓ La corriente primaria es en todo momento independiente de la carga conectada en el secundario.
- ✓ La carga secundaria debe ser mínima, funcionando con el secundario en condiciones similares a las de cortocircuito.

Los TC se deben clasificar según se utilicen para protección o medida. Estos últimos deben mantener su precisión hasta un nivel de corriente próximo a la nominal, y es conveniente que se saturen rápidamente cuando ésta se sobrepase, con objeto de proteger los elementos de medida. En cambio, cuando se trate de protección, la precisión debe existir tanto para intensidades bajas como altas, dado que estas últimas son las que indican la existencia de falta en la red. Por tanto, no podrán utilizarse TC de medida para protección ya que en caso de una falta, la información que suministrarían no sería la correcta. En caso contrario, consistente en conectar aparatos de medida a transformadores de intensidad de protección, es posible, teniendo en cuenta que al existir una falta el aparato de medida recibirá una intensidad muy elevada que puede llegar a desajustarlo o incluso averiarlo.

1.2.2.2 Transformadores de tensión

La norma IEC 60076-3 regula los transformadores de potencial – Niveles de aislamiento, ensayos dieléctricos y tolerancias externas en el aire.

Son transformadores de medida en los cuales la tensión secundaria es, en condiciones normales de uso, prácticamente proporcional a la intensidad primaria, desfasada con relación a la misma en un ángulo próximo a cero, para unas conexiones apropiadas.

Los transformadores de potencial en lo adelante (TP) se dividen en dos grandes grupos:

Transformadores electromagnéticos:

- ✓ Poseen dos arrollamientos (primario y secundario) y un núcleo de hierro. Pueden ser contruidos para conexión fase-tierra (un polo aislado) o para conexión fase-fase (doble polo aislado). En la figura 4.13 se muestra el TP de un polo aislado.
- ✓ Son usados para tensiones comprendidas entre 600 y 69000 V. El circuito equivalente de un TP inductivo se muestra en la figura 5.

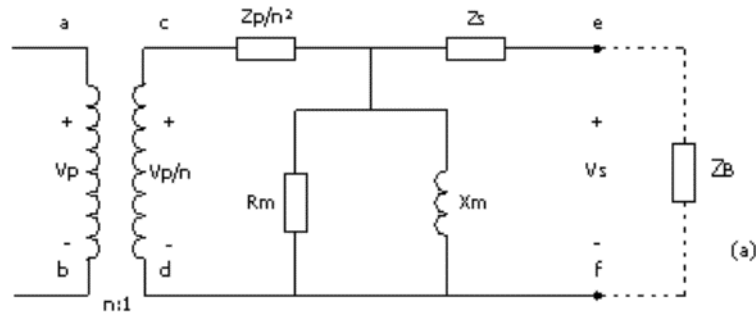


Figura 5. Circuito equivalente de un transformador de potencia inductivo

Transformadores capacitivos:

La norma IEC 60044-5 – regula lo referente a la selección y utilización de los transformadores de tensión capacitivos. La norma ANSI / IEEE 57.13 – IEEE Standard for instrument transformers, regula los instrumentos de mediciones y protecciones que se conectan a estos tipos de transformadores. El circuito equivalente de este tipo de transformador se puede ver en la figura 6.

La ventaja principal de los segundos respecto a los primeros es puramente económica, pues el precio de los transformadores electromagnéticos para tensiones superiores a los 110 kV se incrementa de forma importante respecto a los capacitivos; éstos, por el contrario, presentan ciertas limitaciones de respuesta ante fenómenos transitorios, pero su uso en las redes de alta tensión (A.T) y de mediana tensión (M.A.T) está muy extendido. Otra ventaja de los capacitivos es que permiten la inyección de señales de alta frecuencia para comunicaciones.

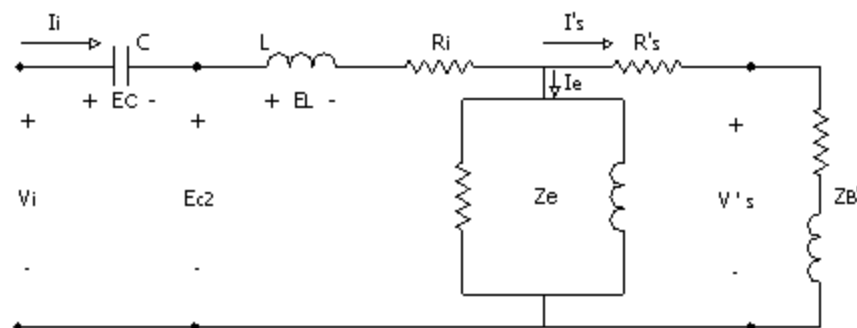


Figura 6. Circuito equivalente del transformador capacitivo

En los transformadores de potencial (TP) el voltaje del devanado secundario debe ser proporcional al voltaje del devanado primario. Para obtener esto, los TP son diseñados de tal manera que las caídas de voltaje en los devanados sean pequeñas y la densidad de flujo en el núcleo este por debajo del valor de saturación así que la corriente de magnetización es pequeña; en esta forma, la impedancia de magnetización es obtenida y es prácticamente constante sobre el rango de voltaje requerido.

- ❖ El voltaje secundario es de 115 o 120 V con los valores línea-neutro correspondientes.
- ❖ La mayoría de los relevadores de protección tienen voltajes nominales de 120 o 69 V, dependiendo de si su conexión es línea-línea o línea-neutro.

1.2.3 Relevadores computarizados

La norma IEC 60255 Relés eléctricos. Regula los relacionado con la selección y manejo de los distinto tipos de relés. Los diagramas circuitales utilizados en sistemas de potencia utilizan las nomenclaturas y números de dispositivos especificados en la Norma ANSI/IEEE C37.2

El uso de software para protección fue un paso posterior que comenzó como una consecuencia del desarrollo del hardware, junto con el trabajo llevado a cabo sobre los algoritmos de matemáticas y de protección. No obstante esto, el uso de los computadores para protección no fue viable al principio, debido a las dificultades para reunir los requerimientos de tiempo de respuesta. Con la llegada de los microprocesadores con 16 bits en los 70, los computadores más rápidos y económicos fueron construidos, permitiendo que los algoritmos existentes fueran implementados en el diseño de los relevadores de protección y los dispositivos de protección se produjeron usando esta tecnología y consecuentemente fueron referidos como una protección numérica.

1.2.3.1 Características de los relevadores computarizados

Los relevadores computarizados son tecnológicamente superiores a los tipos convencionales de relevadores descritos anteriormente. Sus ventajas generales son:

- ✓ *Confiabilidad:* Las operaciones incorrectas son menos probables con los relevadores computarizados.
- ✓ *Auto diagnóstico:* Los relevadores computarizados tienen la capacidad de conducir un auto diagnóstico continuo en la forma de circuitería vigilante, que incluye chequeos de memoria y pruebas de módulos de entrada análogos. En caso de falla, usualmente los relevadores, o bloquean o intentan una recuperación, dependiendo del disturbio detectado.
- ✓ *Registro de eventos y disturbios:* Estos relevadores pueden producir registros de eventos cada vez que existe una operación de la función de protección, la energización de un estado de entrada, o cualquier falla del hardware. Igualmente, los registros de disturbios pueden ser generados en varios canales análogos, junto con todos los estados de entrada y la información de salida del relevador.
- ✓ *Integración de sistemas digitales:* La tecnología actual incluye muchas tareas en una subestación. Tales como comunicaciones, medida y control. Estas funciones pueden integrarse en un sistema digital de tal manera que una subestación pueda ser operada de una manera más rápida y confiable.
- ✓ *Protección adaptable:* Con la capacidad de programación y de comunicación de los sistemas digitales, los relevadores computarizados pueden programar protección adaptable. Esta característica permite que los ajustes del relevador sean cambiados dependiendo de las condiciones de operación del circuito, garantizando así los ajustes convenientes del relevador para una situación en tiempo real para no usar un ajuste basado en el arreglo más crítico del sistema.

1.2.4 Equipos de comunicación asociados a las protecciones

El progresivo aumento de las cargas en las redes eléctricas y los efectos de los cortocircuitos sobre los grandes grupos de generación van imponiendo unos tiempos de eliminación de las faltas imposibles de obtener sin la utilización de protecciones de tipo “cerrado”, esto es, con intercambio de información entre los extremos del elemento protegido.

Cuando estos elementos tienen los interruptores próximos, como en el caso de transformadores, este intercambio se puede realizar fácilmente, pero en casos, por ejemplo de líneas, en que sus extremos están a gran distancia es necesario establecer enlaces de telecomunicación, en cuyo caso el sistema de protección puede considerarse compuesto por las siguientes partes:

- ❖ Equipo de protección
- ❖ Equipo de teleprotección
- ❖ Equipo de telecomunicación

En función del tipo de información que deba transmitirse, los sistemas de teleprotección se clasifican en analógicos y lógicos.

Los sistemas analógicos son aquellos en los que se transmite una información analógica entre los dos extremos para ser comparada con la información local (comparación de fases, diferencial, etc.).

En los sistemas lógicos se utiliza la señal transmitida como información auxiliar para las protecciones, A su vez, las teleprotecciones se clasifican en:

- ✓ *Bloqueo*. Cuando la señal que se transmite sirve para impedir el disparo de la protección.
- ✓ *Permiso*. La señal transmitida sirve para permitir la actuación de un relé cuyo disparo está eventualmente bloqueado.
- ✓ *Orden*. La señal transmitida sirve para la realización de un cambio en los ajustes de la protección.

Una aplicación especial de las comunicaciones es el tele disparo, en el cual la orden recibida actúa directamente sobre el interruptor sin estar condicionada a la actuación de las protecciones locales.

Los sistemas de telecomunicación pueden clasificarse en exclusivos, cuando se utilizan sólo para protección, y compartidos, cuando se utilizan para otros y conmutan toda la potencia para la tele protección cuando es necesario.

Las vías empleadas son:

- a) *Hilos piloto*. Fue el primer medio de transmisión para el intercambio de información entre dos instalaciones, pero en la actualidad, su uso está limitado a zonas urbanas o distancias limitadas. Su principal ventaja es la simplicidad de los elementos de telecomunicación, que puede ser un simple contacto en el caso de transmitir señales de c.c. o c.a. a la frecuencia del sistema, o moduladores de señales de audiofrecuencia de 1 o 2 kHz, y en el caso de transmisión de señales analógicas, la utilización de la propia intensidad o tensión de los secundarios de los transformadores de medida.
- b) *Ondas portadoras* superpuestas a las líneas de alta tensión. Es un sistema de telecomunicación que utiliza las líneas de potencia como medio de transmisión. Debido a los ruidos producidos en las líneas (descargas, efecto corona, etc.), la relación señal/ruido que se tiene en los equipos de transmisión es más débil a medida que las longitudes de las líneas crecen, por ello, es recomendable no utilizar este sistema para longitudes superiores a los 200 km.
- c) *Enlace por radio*. Este sistema es independiente de los efectos de cortocircuito, pero se ve afectado por los fenómenos de polución, atmosféricos, etc. Tiene limitaciones por la orografía del terreno, lo cual obliga a instalar repetidores, con el consiguiente aumento de los tiempos de transmisión, coste y disminución de la fiabilidad.
- d) *Enlace por fibra óptica*. Una transmisión de este tipo está formada básicamente por un sistema transmisor óptico, una fibra óptica como medio de transmisión y un receptor óptico que recibe y desmodula la señal. Los emisores son diodos LED o semiconductores láser. Las principales ventajas de este tipo de enlace son su total inmunidad a interferencias electromagnéticas, total aislamiento galvánico, gran ancho de banda y velocidad de transmisión, y su bajo nivel de errores. En cuanto a sus desventajas, necesidad de repetidores para distancias superiores a 30 km y su elevado coste.

Las aplicaciones principales del tele disparo son para el reenganche trifásico rápido, en cuyo caso interesa que ambos extremos abran su interruptor simultáneamente y en líneas de gran longitud.

1.2.5 Comunicaciones

Los Protocolos IEC570-1-103, Profibus FMS, Profibus DP, Modbus, DNP 3.0 e *IEC61850* se utilizan para sistema integrado de control de subestaciones (Puerto de comunicaciones opcional). Con el protocolo IEC 61850 es posible recoger los mensajes de operación y de faltas así como el registro de faltas mediante un servidor. El acceso a los equipos vía Ethernet es posible también mediante el DIGSI. Dispone de un web server que proporciona acceso directo al equipo desde cualquier punto mediante un navegador web.

1.2.6 Fuentes auxiliares

La fuente de energía que se utiliza para el mando de los interruptores es, casi siempre, una tensión continua normalizada, utilizada también para alimentar los relés estáticos o los electromecánicos complejos (protecciones de distancia) por la ventaja de poderse almacenar en baterías de acumuladores.

La fuente de tensión auxiliar está formada por un conjunto batería-cargador, en el cual el cargador es un rectificador alimentado por la red alterna mencionada anteriormente, encargados de suministrar la tensión continua a la carga y a las baterías de acumuladores. Éstas últimas pueden ser de dos tipos:

- ✓ Baterías de plomo (electrolito ácido).
- ✓ Batería de níquel-cadmio (electrolito alcalino).

1.2.7 Equipos de señalización

La finalidad de estos equipos es suministrar la información básica que permite analizar el comportamiento de las protecciones y aparatos de interrupción y maniobra.

Lo más usual en instalaciones poco complejas es el clásico equipo de señalización por medio de lámparas. En caso de incidente, suena una alarma acústica y se iluminan las lámparas correspondientes a los relés e interruptores que han actuado. El operador toma nota de las lámparas encendidas y, acto seguido, pulsa el botón de borrado.

Conforme las instalaciones crecen en complejidad, se hace necesario no sólo instalar protecciones más sofisticadas, sino también equipos de señalización acordes con las circunstancias. Para estos casos son útiles los registradores cronológicos y los equipos oscilo perturbó gráficos.

1.2.8 Cuadros eléctricos

Bajo el aspecto de la configuración exterior, los cuadros eléctricos se dividen de la siguiente manera:

1. *En armario:* Se utilizan para grandes equipos de distribución y control; uniendo diversos armarios se obtienen cuadros con armarios múltiples.
2. *En pupitre:* Se utilizan para el control de máquinas o instalaciones complejas, tanto del sector de la industria mecánica como de la industria siderúrgica o química.
3. *En cofres:* Se caracterizan por su colocación en pared, tanto sobre muro como empotrado; estos cuadros eléctricos se utilizan sobre todo para la distribución a nivel de departamento o de zona en los ambientes industriales y en el terciario.
4. *En cofres múltiples:* Cada cofre, generalmente de tipo protegido, contiene una unidad funcional que puede ser un interruptor automático, un arrancador o una toma de corriente equipada con interruptor.

En relación a las funciones a las cuales están destinados, los cuadros eléctricos pueden dividirse de la siguiente manera:

1. *Cuadros eléctricos principales de distribución:* Por lo general están instalados aguas abajo de los transformadores MT/bt o los generadores; se denominan también “power center”. Estos cuadros eléctricos incluyen una o más unidades de entrada, eventuales acopladores de barras colectoras y un número relativamente reducido de unidades de salida.
2. *Cuadros eléctricos secundarios de distribución:* Incluyen una amplia categoría de cuadros eléctricos destinados a la distribución de la energía y por lo general están pro-vistos de una unidad de entrada y numerosas unidades de salida.
3. *Cuadros eléctricos de maniobra y protección de motores:* Están destinados al control y a la protección centralizada de los motores; en consecuencia, incluyen la aparamenta coordinada de maniobra y protección, así como también los auxiliares de mando y señalización.

4. *Cuadros eléctricos de mando, medida y protección*: Por lo general constan de pupitres que contienen principalmente aparataje destinada al mando, monitorización y medida de instalaciones y procesos industriales.
5. *Cuadros eléctricos a bordo máquina*: Funcionalmente son similares a los anteriores; tienen la función de permitir el interfaz de la máquina con la fuente de energía eléctrica y con el operador.
6. *Cuadros eléctricos para obras (ASC)*: Tienen diversas dimensiones, que van desde la simple unidad de tomacorrientes para enchufes hasta cuadros eléctricos de distribución propiamente dichos en envolvente metálica o material aislante. Por lo general son de tipo móvil o en todo caso transportable.

Los grados de protección pueden ser IP31, IP41, IP43 e IP65.

La norma IEC 60439-1 dispone que el cuadro eléctrico esté realizado de modo que pueda resistir a las solicitaciones térmicas y dinámicas que procedan de la corriente de cortocircuito hasta los valores asignados. Además, el cuadro eléctrico debe estar protegido contra las corrientes de cortocircuito mediante interruptores automáticos, fusibles o la combinación de ambos que puedan instalarse tanto en el cuadro eléctrico como aguas arriba del mismo. El utilizador deberá indicar, al colocar el pedido, las condiciones de cortocircuito en el punto de instalación.

1.2.9 Alambraje y terminación

Todos los cables usados deben ser:

- ❖ Los cables en el alambrado interior deben ser de cobre estañados en las terminaciones, 600 V, 90 grados Celsius, El calibre mínimo debe ser #14 AWG excepto para los circuitos de los transformadores de corriente, donde el calibre mínimo debe ser #12 AWG.
- ❖ Todos los cables deben ser conectados al bloque de terminales de conexiones y enumerados.
- ❖ No se debe conectar más de dos cables al mismo terminal de conexión.

1.2.10 Requisitos generales de seguridad

Cada individuo es el máximo responsable de su propia seguridad. Los pasos que se señalan a continuación pueden ser seguidos por cada persona que trabaje en las proximidades de circuitos y conductores eléctricos energizados y comúnmente se le denomina método de seguridad de los seis pasos.

1. Piense (esté consciente de lo que está haciendo).
2. Entienda sus procedimientos de trabajo.
3. Siga sus procedimientos.
4. Utilice los equipos apropiados de seguridad.
5. Pregunte si usted no está seguro de algo.
6. No conteste si usted no sabe.

1.3 Conclusiones parciales

- ❖ La búsqueda bibliográfica permitió actualizar el estado del arte sobre los trabajos realizados en este campo, demostrando que los mismos se realizan apoyándose fundamentalmente en las normas internacionales como la IEC, la IEEE y también en la NC.
- ❖ Se identificaron las principales deficiencias que aparecen en los circuitos PG109 y PG112 de la subestación de Punta Gorda y los elementos que necesitan ser sustituidos.

CAPÍTULO II: MATERIALES Y MÉTODOS

2.0 Introducción

En este capítulo están redactados los criterios y procedimientos de selección y utilización de los elementos fundamentales que intervienen en el manejo de la energía eléctrica de los circuitos PG109 y PG112 de la subestación de Punta Gorda. En esta subestación existen dos interruptores nombrados PG109 y PG112 y son usados para el manejo de los circuitos de 110kV que llevan la energía eléctrica a las subestaciones de Centeno (Ahora Nueva Central Eléctrica de Moa, grupo Fuel) y Moa Nickel S.A, respectivamente.

Se explica también, en el capítulo, cómo se logra la interconexión por tele protecciones entre estas subestaciones.

Los nuevos interruptores son de tecnología de punta SF6 gobernados por relé Multilin UR-D60, que reciben las señales de nuevos y modernos transformadores de medida, en el caso de los transformadores de voltaje son tipo capacitivo y los transformadores de corriente son del tipo Artech, con devanados independientes para mediciones y protección.

Los relés UR-D60 están instalados en un panel de mando y control situado en el interior del cuarto eléctrico. Todas las acciones de los operadores sobre los interruptores son remotas, usando el mando a distancia.

2.1 Selección de los elementos de fuerza y control de los interruptores PG109 y PG112 .

2.1.1 Selección del interruptor

El interruptor seleccionado (Tipo SF6) para los circuitos PG109 y PG112 en la subestación de Punta Gorda tiene las siguientes características nominales: Ver figura A1 del anexo A.

- ❖ Voltaje de operación nominal: 110 kV

- ❖ Voltaje máximo: 123 k V
- ❖ Frecuencia: 60 Hz
- ❖ BIL: 550 kV
- ❖ Corriente de Cortocircuito: 40 kA
- ❖ Corriente de cierre y enganche: 100 kA
- ❖ Corriente nominal: 3150 A
- ❖ Tiempo de apertura: 20 ms
- ❖ Tiempo de cierre: 40 ms
- ❖ Gabinete de comando de energía almacenada tipo ESH, libera mecánicamente el mecanismo de operación permitiendo operaciones de apertura y cierres con mandos locales y remotos.
- ❖ Estructura del ESH soportada por un marco de metal fabricado de secciones telescópicas que permiten que la altura del terminal del interruptor sea adaptada a partir de 2800 mm hasta 3700 mm. Gabinete metálico fabricado con placa de acero y protección de superficie. Las estructuras de soporte son sumergidas en galvanizado caliente.
- ❖ En el mecanismo de operación, la cinética que activa los contactos móviles y el calefactor de anti condensación están localizados dentro de una placa metálica que actúa también como apoyo de los polos.

Estas características garantizan una larga vida eléctrica del interruptor y límites dinámicos, dieléctricos y térmicos en la instalación.

2.1.2 Selección del transformador de corriente (TC)

La norma (IEC 60044-1:2003), rige las especificaciones técnicas para la selección de los transformadores de corriente.

Los transformadores de corriente seleccionados para los circuitos PG109 y PG112 en la subestación de Punta Gorda tienen las siguientes características nominales: Ver figura B1 del anexo B

Tipo/Fabricante	CA-123/ ARTECHE
Corriente nominal	1000/5A

Voltaje de operación nominal	110kV
Voltaje máximo	123kV
Frecuencia	60Hz
BIL	550kV
Intensidad de corriente de corte	32kA/1"
Intensidad térmica permanente	120%
Potencia de precisión VA	30
Clase de precisión	0.5 10P 10P
Intensidad dinámica asignada	80kA
Rango de temperatura	-25/+40

2.1.3 Selección del transformador de potencial

La norma (IEC 60044-2/IEC 186), regula las especificaciones técnicas para la selección correcta de los transformadores de potencial.

Los transformadores de potencial que se eligieron para instalarse como elementos de medida a los circuitos PG109 y PG112 son tipo capacitivos de la firma Arteche. Ver figura B2 del anexo B.

2.1.4 Selección del conductor

Los conductores se seleccionan mediante los siguientes criterios:

2.1.4.1 Material con que están contruidos

Se analizan por sus resistencias a los agentes corrosivos existentes en la zona que atraviesa la línea, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- ❖ Recorridos a menos de 3 km de la costa, sin obstáculos naturales (montañas), conductores de cobre o aluminio aleado (AAAC)
- ❖ Recorrido en zonas industriales emisores de agentes contaminantes, conductores de cobre o aluminio aleado (AAAC)
- ❖ Los conductores para líneas de transmisión aéreas serán de aleación de aluminio (AAAC), fabricados según las prescripciones de las normas ASTM B398, ASTM B399 o IEC 1089 y/o conductores de aluminio con refuerzo de acero según prescripciones de las normas ASTM B232-81
- ❖ En el resto de las zonas se podrá instalar cualquier tipo de conductor, su selección es puramente económica

2.1.4.2 Sección o área conductora

Se selecciona en función de la carga solicitada (corriente), para el suministro de la subestación que alimentará, considerando las limitaciones por; pérdidas calóricas ($I^2 R$) y/o por irradiación (efecto corona).

2.1.4.3 Efecto corona

Para reducir el efecto corona en los conductores se toma en consideración los siguientes factores:

1. Voltaje crítico de descarga
2. Coeficiente de rugosidad conductor
3. Densidad del aire (factor de corrección)
4. Efecto de la lluvia (factor de corrección)
5. Radio del conductor

Analizados todos estos factores para las líneas de transmisión del SEN, el diámetro mínimo será según la Tabla 1.

Tabla 1. Diámetro mínimo del conductor

Clase de Voltaje kV _{rms}	Diámetro mínimo en mm
110	11.4
220	24.0

2.1.4.4 Regímenes (hipótesis) para el cálculo mecánico de conductores

Las hipótesis de estado para los cálculos mecánicos del conductor se definen sobre la base de la zonificación con las cargas definidas por la Norma Cubana de Viento, considerando las siguientes hipótesis:

1. Régimen de carga máxima (hipótesis de viento)
2. Régimen de menor temperatura (hipótesis de frío)
3. Régimen de temperatura media (hipótesis sin carga externa)

2.1.5 Selección del relé Multilin

2.1.5.1 Códigos de selección

Para ordenar la compra de un relé Multilin tipo UR como el D60 es necesario seleccionar cada parámetro según lo establecido en su catálogo. Es correcto destacar que se eligieron relé tipo Multilin D60 para que existiera correspondencia entre los ya instalados en la subestación de Moa Nickel S.A con estos, para optimizar la interconexión de estas dos subestaciones.

El relé UR-D60 es una unidad de 19 pulgadas para el montaje horizontal y se reduce este tamaño a $\frac{3}{4}$ para la unidad vertical y consiste de forma general de los siguientes módulos: CPU, display, tarjetas de: fuente de alimentación, transformadores de corriente y potenciales, entradas - salidas digitales y analógicas y tarjetas para las comunicaciones del

relé. Cada uno de estos módulos puede ser suministrado según la configuración especificada por el usuario.

Con este orden D60-G03-ACH-F8L-H6A-M6A se garantiza que el relé posea todas las tarjetas para realizar las funciones necesarias que garanticen el correcto funcionamiento de los interruptores de los circuitos PG109 y PG112 de la subestación de Punta Gorda. También se garantiza la interconexión vía radio entre estos dos relés y los de las subestaciones de Moa Nickel S.A y Centeno. En la tabla 2 se muestran los códigos de orden de los relés de los circuitos PG109 y PG112. Ver figuras C1- C2 y la Tabla C3 del anexo C.

Tabla 2. Códigos de orden del relé D60 para los circuitos PG109 y PG112

Módulo	Parámetro	Descripción
Unidad base	D60	Relay Type
CPU	G	RS485 and multi-mode ST 10Base-F
SOFTWARE(IEC 61850)	03	IEC 61850, not available for type E CPU's
Montaje	A	Horizontal (19" rack) with harsh enviromental coating
Display	C	English display
Fuente de alimentación	H	125 / 250 V AC/DC with redundant 125 / 250 V AC/DC power supply
Transformadores de corriente y voltaje	F8L	Standard 4CT/4VT with enhanced diagnostics
Entradas y salidas digitales	H6A	2 Form-A (voltage with optional current) and 2 Form-C outputs, 8 digital inputs
Entradas y salidas digitales	M6A	2 Form-A (voltage with optional current) and 2 Form-C outputs, 8 digital inputs
D60-G03-ACH-F8L-H6A-M6A		

Los relés Multilin D60 pueden ser programados por varias vías: Ver figura C4 del anexo C.

- ❖ Conexión frontal por el puerto RS232
- ❖ Conexión por los puertos traseros RS485
- ❖ Conexión por Ethernet

El mando de los interruptores se realiza por medio del relé por las siguientes vías:

- ❖ Local, usando los botones del relé
- ❖ Remota, usando el control del relé

Esta última es la más usada porque permite tener en consideración todo lo relacionado con las protecciones, control y mediciones para operar correctamente el interruptor. Para lograr involucrar lo antes mencionado es necesario usar la programación de la lógica flexible del relé.

2.1.5.2 Inspección

Antes de intentar instalar o usar el relé, es imperativo que todas medidas de atenciones y precauciones del manual sean revisadas, para ayudar prevenir daños a las personas, al equipo y evitar también pérdida de tiempo. Los siguientes pasos deben ser seguidos:

- ❖ Abra la caja donde viene el relé e inspeccione la unidad contra daños físicos.
- ❖ Revise la chapa en la parte de a tras del relé y verifique que el modelo recibido fue el ordenado.
- ❖ Asegurase que los siguientes ítems están incluidos:
- ❖ Manual de instrucción.
- ❖ CD de GE Enervista (incluye el software del relé y el manual en formato PDF).
- ❖ Tornillos de montaje.
- ❖ Tarjeta de registro.
- ❖ Para información del producto, actualizaciones del manual y software, puede visitar la página de Internet en la dirección <http://www.GEmultilin.com>.

2.1.5.3 Programación del relé Multilin UR D60

Los siguientes requerimientos mínimos son necesarios para instalar correctamente el software del relé UR D60 Multilin:

- Procesador Pentium II 300 MHZ or superior.
- Windows 95, 98, 98SE, ME, NT 4.0 o superiors, 2000, XP.
- Internet Explorer 4.0 o superior.
- 128 MB de RAM (256MB son recomendados).
- 200 MB de espacio disponible sobre el Sistema operativo.
- Video capaz de mostrar modo color 800x600 o superior (16-bit color).
- Puertos RS232 y/o Ethernet para establecer la comunicación con el relé.

Una vez vencido el paso anterior, establezca comunicación con el relé por cualquiera de los tres puertos RS232, RS485 o Ethernet, navegue por el menú de programación del relé y establezca los ajustes según las necesidades del elemento a controlar.

2.1.5.4 Mantenimiento

El Relé UR D60 realiza continuamente un proceso de auto chequeo y muestra cualquier error. No obstante es necesario programar el mantenimiento para chequear el funcionamiento del relé.

Mantenimiento con el relé en servicio:

- Verificación visual de todos los parámetros analógicos tales como voltaje, corriente y comparación de estos con otro equipo según corresponda.
- Verificación visual de las alarmas, mensajes e indicaciones de los LED.
- Pruebe los LED.
- Inspección visual de cualquier daño, corrosión, polvo y cables flojos.
- Descargue los eventos a un file para su análisis futuros.

Mantenimiento con el relé fuera de servicio:

- Cheque las conexiones de los cables

- Inyecte valores de señales analógicas (voltaje, corriente, RTDs, entradas analógicas) y verifique la exactitud de las mediciones. Calibre el equipo si es necesario.
- Verifique los ajustes de los elementos de protección.
- Verifique los contactos de entradas y salidas digitales.
- Inspeccione visualmente para detectar daños mecánicos, polvo y corrosión.
- Descargue los eventos de records con el propósito de análisis posteriores.
- Chequee los botones y los LED.

2.1.6 Teleprotecciones

Uno de los objetivos planteados en este trabajo es establecer la tele protección entre las subestaciones de Punta Gorda, Moa Nickel S.A y Centeno para lograr la operación exitosa de las mismas. Este se pudo lograr usando la combinación de la lógica flexible y las funciones de tele protecciones del relé UR- D60 y el sistema de comunicaciones por radio entre las subestaciones mencionadas. Ver figura D1 del anexo D.

2.2 Procedimientos de pruebas a equipos de la subestación

2.2.1 Prueba inicial de una instalación

La norma IEC 60364-6-61 regula consensos internacionales para estas pruebas.

Antes de que se conecte una instalación a la red de suministro, deben realizarse pruebas antes de la puesta en marcha eléctrica así como inspecciones visuales por parte de la autoridad o de un agente asignado.

Las pruebas eléctricas antes de la puesta en marcha y las comprobaciones mediante inspección visual incluyen:

- ❖ Pruebas de aislamiento de todos los conductores de cables o de hilos de la instalación fija y entre las fases y tierra.

- ❖ Pruebas de continuidad y de conductividad de los conductores de protección, equipotenciales y de conexión a tierra.
- ❖ Pruebas de resistencia de electrodos de tierra con respecto a tierra lejana.
- ❖ Verificación de la operación correcta de los enclavamientos, si procede.
- ❖ Número de tomas de salida que se permite por comprobación de circuito.
- ❖ Comprobación de la sección de todos los conductores para su adecuación a los niveles de cortocircuito imperantes, teniendo en cuenta los dispositivos de protección, los materiales y las condiciones de instalación (en el aire, conductos, etc.).
- ❖ Verificación de que todas las partes expuestas y las partes metálicas superfluas tienen conexión a tierra (en caso necesario).

2.2.2 Pruebas de ajuste y calibración de relés de protección

- ❖ En algunos puntos durante la comisión, los ajustes de alarmas y disparos de los elementos del relé involucrado pueden requerir se programados y chequeados. Donde el esquema completo es ingeniado y suministrado por un solo fabricante, los ajustes pueden ser entrados priori al despacho desde la fábrica, por lo tanto estos no deben ser repetidos.
- ❖ El método de entrar los ajustes varia acorde a la tecnología del relé usado. Para los relevadores electromecánicos y estáticos, la entrada manual de los ajustes de cada elemento del relé es requerido. Este método puede también ser usado para los relés digitales y numéricos. Sin embargo la mayoría de los datos son entrados usando el apropiado software, normalmente suministrado por el fabricante para estos propósitos.
- ❖ Una vez que los datos han sido entrados, se deben chequear completamente con los ajustes ya calculados desde el estudio de las protecciones. Donde un apropiado software es usado para entrar los datos, el chequeo puede ser considerado completo si se chequean los datos a priori a la descarga de los ajustes al relé. El registro de los ajustes forma una parte esencial de comisión de la documentación brindada al cliente.

Estas pruebas consisten en la aplicación de corrientes y/o tensiones en cada relé de protección para determinar que su ajuste y tiempo de funcionamiento corresponden a las características ofrecidas.

2.2.3 Etapas de pruebas a los equipos de protección

Las pruebas a los equipos de protección se dividen en cuatro etapas:

1. Prueba tipo
2. Prueba de rutina de producción de fábrica
3. Prueba de comisión
4. Prueba de mantenimiento periódico

2.2.3.1 Prueba tipo

Son requeridas para proveer al relé de las especificaciones de publicidad y competencia con los relevadores estándares. La prueba tipo comprende la simulación de las condiciones operacionales, además conducen al fabricante a trabajar para desarrollar y certificar el equipo.

Las normas que cubren la mayoría de los aspectos del desempeño del relé son las IEC 60255 y la ANSI C37.90. Sin embargo la competencia podría incluir también lo requerimientos incluidos en las normas IEC 61000, 60068 y la IEC 61000,60529.

Las pruebas tipo de un relé digital que incluye las pruebas del software, del hardware, son muy complicadas y más envolventes que las realizadas a los relés estáticos o electromecánicos.

2.2.3.2 Prueba de comisión

Estas pruebas son diseñadas para probar que un esquema de protección particular ha sido instalado correctamente priori a los ajustes de trabajo. Todos los aspectos del esquema son chequeados, desde la instalación del equipo correcto para chequear el alambraje y la

operación, chequeo de los ítems individuales del equipo, finalizando con la prueba del esquema completo.

2.2.3.3 Prueba de mantenimiento periódico

Estas son requeridas para identificar las fallas del equipo y de degradación en el servicio, de modo que acción correctiva pueda ser tomada. Debido a que un esquema de protección solamente opera bajo condiciones de falla, defectos podrían ser no revelados por un periodo de tiempo significativo, hasta que una falla ocurra. Las pruebas regulares ayudan a detectar fallas que podrían ocultarse y no ser detectadas hasta que una falla ocurra.

2.2.3.4 Pruebas tipo eléctricas

Varias pruebas tipo eléctricas pueden ser realizadas, tales como:

Prueba funcional: Consiste en aplicar una entrada apropiada al relé bajo prueba y medir el desempeño para determinar si el relé se encuentra dentro de las especificaciones.

Prueba de comisión: La instalación de un esquema de protección en sitio crea un número de posibilidades para los errores. Aun si el esquema ha sido probado en fabrica, el alambraje de los transformadores de corriente y potenciales pueden ser incorrectamente llevados a cabo, o los TC's y PT's podría ser instalados incorrectamente también. El impacto de tales errores podría ser desde un simple hecho a un ruido (que puede llevar a repetidos disparos sobre la energización, requiriendo investigación para localizar y corregir el error).

Las pruebas de comisión en el lugar son invariablemente realizadas antes que el equipo de protección sea ubicado para trabajar.

Las pruebas llevadas a cabo podrían normalmente variar acorde al esquema de protección involucrado, la tecnología del relé usada, y la política del cliente. En muchos casos, las pruebas actualmente realizadas son determinadas en el tiempo de la comisión por muto acuerdo entre el cliente y el equipo de comisión.

Prueba de aislamiento

- ❖ Todas las conexiones a tierra sobre el alambraje para ser probada debe primero ser desconectada, por ejemplo las uniones a tierra de los transformadores de corriente, transformadores de potenciales y fuentes de corriente directa. Algunos probadores de aislamiento producen impulsos con pico de voltaje que exceden los 5kV. En estos casos cualquier equipo electrónico debe ser desconectado mientras el aislamiento del alambraje externo es chequeado.
- ❖ La resistencia de aislamiento debe ser medida a tierra y entre circuitos separados eléctricamente. Las lecturas son registradas y comparadas con pruebas de rutinas anteriores para chequear cualquier deterioro del aislamiento.

Procedimiento de auto prueba del relé

- ❖ Los relés digitales y numéricos pueden tener un procedimiento de auto chequeo que es detallado en el manual correspondiente del relé. Estas pruebas deben ser seguidas para determinar si el relé está operando correctamente. Esta podría normalmente involucrar el chequeo del circuito centinela del relé, ejercitar todas las entradas y salidas digitales y chequear que las entradas analógicas del relé están calibradas correctamente para aplicársele una prueba de corriente y voltaje. Para estas pruebas, las salidas del relé son normalmente desconectas desde el esquema de trabajo.
- ❖ Después de estas pruebas ser realizadas, es usual entrarle al relé los ajustes requeridos. Esto puede ser hecho manualmente vía del panel frontal de control del relé, o usando el software vía una PC.

2.2.4 Pruebas de los transformadores de corriente

Las siguientes pruebas son normalmente realizadas priori a energizarse el circuito principal. Ver figura7.

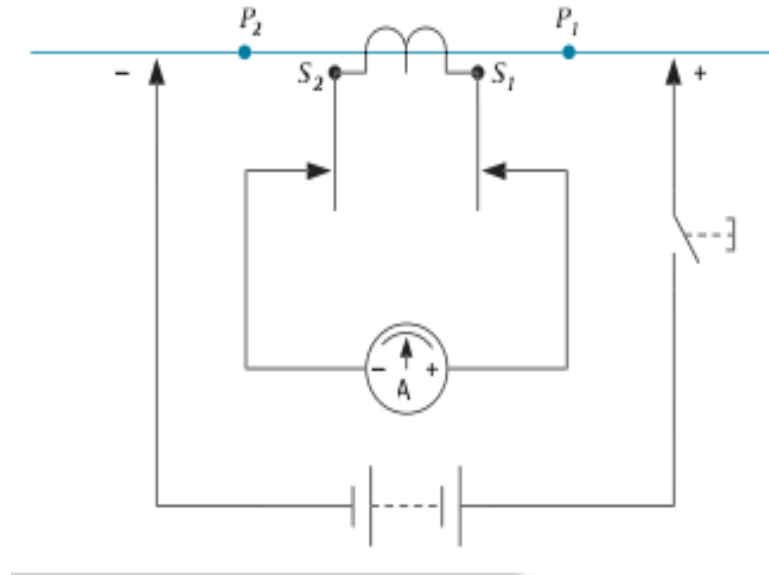


Figura 7. Prueba de polaridad del transformador de corriente

Cada transformador de corriente debe ser probado individualmente para verificar que las marcas de polaridades primarias y secundarias están marcadas correctamente, ver figura anterior. El amperímetro conectado al secundario del transformador de corriente debe ser del tipo robusto, de bobina móvil, magneto permanente y centro cero. Una batería de bajo voltaje debe ser usada por medio de un interruptor simple polo con botón para energizar el devanado primario. Cuando se cierra el botón, el amperímetro de corriente directa, A, debe dar un pulso positivo y cuando se abre dar uno negativo.

2.2.4.1 Curva de magnetización

- ❖ Algunos puntos deben ser chequeados en cada curva de magnetización del transformador de Corriente. Esto puede ser hecho energizando el secundario por medio de un autotransformador variable, mientras el circuito primario permanece abierto. La característica es medida en intervalos determinados del voltaje aplicado, hasta que la corriente de magnetización se vea que incrementa muy rápidamente con una pequeña señal de voltaje. Esto indica la proximidad del punto de rodilla o el nivel del flujo de saturación del transformador de corriente. La corriente de magnetización debe entonces ser registrada para similar intervalos de voltaje hasta que este se reduzca a cero.

- ❖ Es frecuente encontrar que los transformadores de corriente con 1A nominal por secundario o menos tenga un punto de rodilla de voltaje superior que la fuente principal. En este caso un transformador elevador debe ser usado para obtener el voltaje necesario para chequear la curva de magnetización. Ver figura 8.

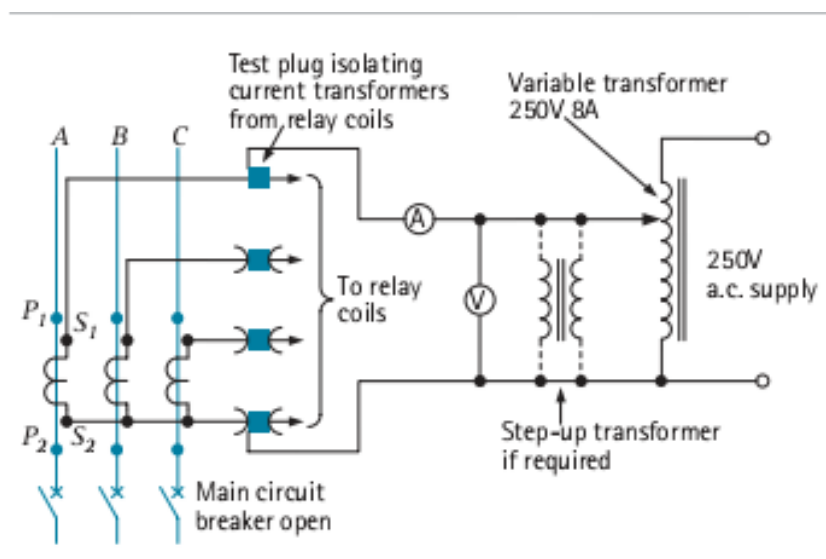


Figura 8. Esquema para probar la curva de corriente de magnetización del TC

El transformador de voltaje de prueba requiere de las pruebas de polaridad y fase.

2.2.4.2 Chequeo de la relación de transformación del transformador de prueba del TC

- ❖ Esta puede ser llevada a cabo cuando el circuito principal esta energizado. El voltaje secundario del transformador de voltaje es comparado con el voltaje secundario mostrado en la chapa.

2.2.4.3 Chequeo de fases del transformador de prueba del TC

- ❖ Para la conexión del secundario de un transformador trifásico o de un banco de tres transformadores monofásicos se debe chequear cuidadosamente las fases.
- ❖ Con el circuito principal energizado, la rotación de fase es chequeada usando un metro (fasímetro) conectado en las tres fases, como se muestra en la figura 9.

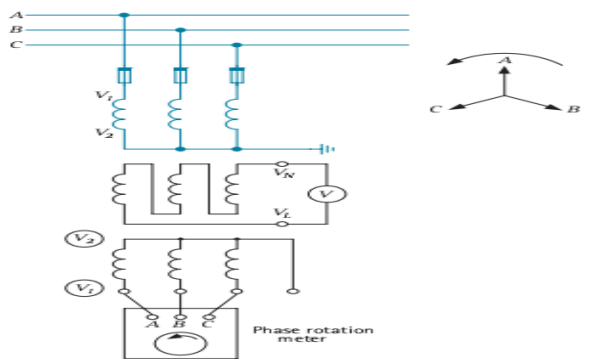


Figura 9. Chequeo de fase en el transformador de voltaje

El correcto desfasaje debe ser mantenido cuando se le aplica carga como un relé sensitivo de ángulo de fase. La corriente de carga en el secundario de un conocido TC debe ser comparada con la fase a tierra asociada del secundario de un TP.

2.2.4.4 Equipo de prueba de inyección secundaria

- ❖ Las pruebas de inyección secundaria son siempre hechas a las pruebas de inyección primaria. El propósito de la inyección secundaria es probar la correcta operación del esquema que esta aguas abajo desde las entradas al relé de protecciones. Estas pruebas y el equipo necesario para realizarlas son generalmente descritas en manual del fabricante del relé.

2.2.4.5 Prueba a los terminales usados para la conexión secundaria

- ❖ Es una práctica común proveer los bloques y terminales del relé de modo que las conexiones puedan ser hechas al equipo sin perturbar el alambraje existente. Los plugs de pruebas ya sean multi o simple conexión (para monitorear la corriente secundaria en un TC) son usados para conectar el equipo de prueba al relé.
- ❖ Con el plug insertado en posición de prueba, todos los circuitos bajo prueba pueden ser conectados a los terminales del relé. Algunos bloque de pruebas modernos incorporan un puente al lado vivo dentro el bloque y este puede ser puesto en la posición de cerrado o abierto, ya sea de forma manual priori a extraer la tapa e insertar el plug de prueba o automáticamente al remover la tapa.

- ❖ Los terminales de pruebas usualmente ofrecen facilidades para el monitoreo y la inyección secundaria de cualquier esquema de protección. El terminal de prueba puede ser usado bien con un plug de multi conexión para permitir el aislamiento y monitoreo de todos los conductores seleccionados, o con un plug simple conexión para permitir la corriente sobre el conductor individual que es monitoreado.

2.2.4.6 Set de prueba de inyección secundaria

- ❖ El tipo de relé para ser probado determina el tipo del equipo usado para proveer la inyección secundaria de corriente y voltaje. Muchos relés electromecánicos tienen una bobina de corriente de impedancia no lineal cuando el relé opera y esto puede distorsionar la forma de onda de la corriente de prueba si el voltaje de inyección es alimentado directamente a la bobina.
- ❖ Muchos sets de pruebas son portátiles e incluye amperímetros y voltímetros de precisión y equipo de tiempo. Los set de pruebas pueden tener ambas salidas de voltaje y corriente.

2.2.4.7 Prueba de inyección secundaria

- ❖ El propósito de la inyección secundaria es chequear que el esquema de protección visto desde los terminales de entradas del relé funciona correctamente con los ajustes especificados. Esto es obtenido por aplicar una entrada desde un set de prueba a las entradas del relé y chequear si las señales apropiadas de alarmas/disparos ocurren en el relé, sala de control y cubículo del interruptor. Ver figura10.



Figura 10. Inyección secundaria usando una PC

- ❖ La duración de la prueba puede ser extendida determinada por las especificaciones del cliente y la tecnología del relé usada, y puede variar el rango desde un simple chequeo de las característica del relé en un simple punto a una completa verificación de las características de disparo del esquema, incluyendo la respuesta al transiente de la forma de onda y armónicos. Esto es importante cuando el esquema de protección incluye transformadores y/ o generadores. Ver figura 11.

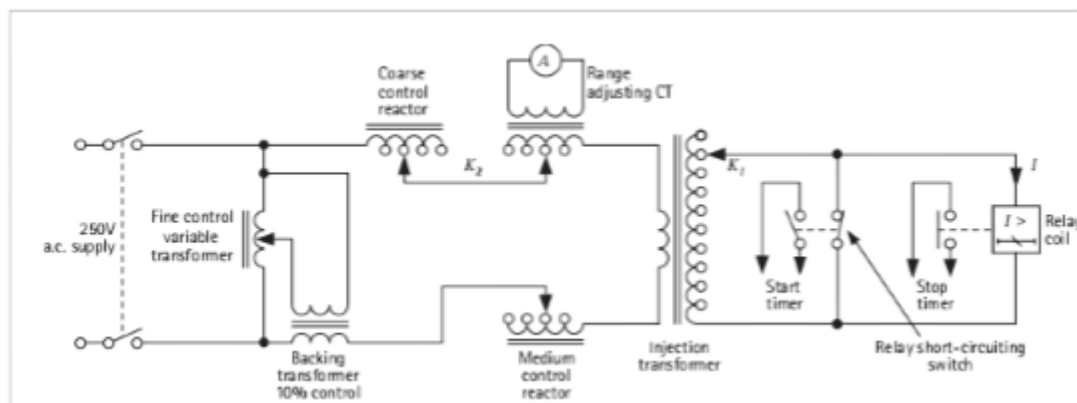


Figura 11. Esquema tradicional para probar relé de sobre corriente

2.2.4.8 Prueba de inyección primaria

- ❖ Este tipo de prueba incluye el circuito entero, devanado primario y secundario del transformador de corriente, bobinas del relé, circuitos de alarmas y disparos, y todos los conductores a ser chequeados. No hay necesidad de perturbar el alambrado, lo cual obvia el daño por apertura de los transformadores de corriente.
- ❖ La desventaja de tales pruebas es que son consumidoras de tiempo y costosas para organizarlas.
- ❖ La inyección primaria es sin embargo la única vía para probar la instalación y operación correcta de todo el esquema de protecciones. Como se dijo en sección previa a esta, la inyección primaria es la única vía para llevar a cabo después las pruebas de inyección secundarias para asegurar que los problemas son limitados a los TC's y PT's involucrados, más los cables asociados. Ver figura 12.

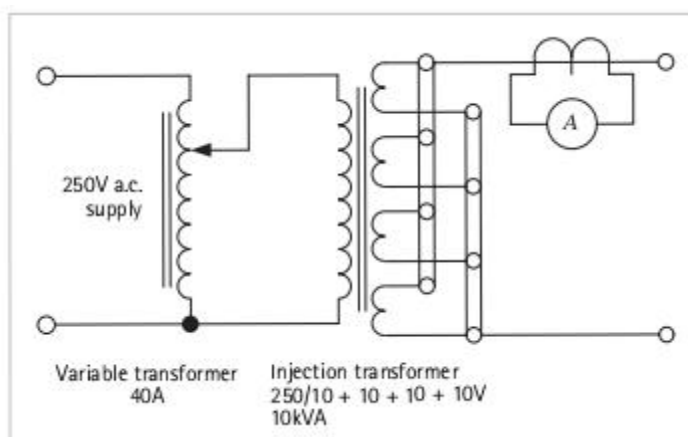


Figura 12. Prueba tradicional de inyección primaria

2.2.4.9 Chequeo de la relación de transformación de los transformadores de corriente

- ❖ Una corriente es pasada a través del conductor primario y medida en el amperímetro A1 según la Figura 12.
- ❖ La corriente secundaria es medida en el amperímetro A2 (Figura 13) o en el display del relé y la relación del valor A1 entre el valor A2 debe estar bien próxima al valor de relación que aparece en la chapa del transformador de corriente.

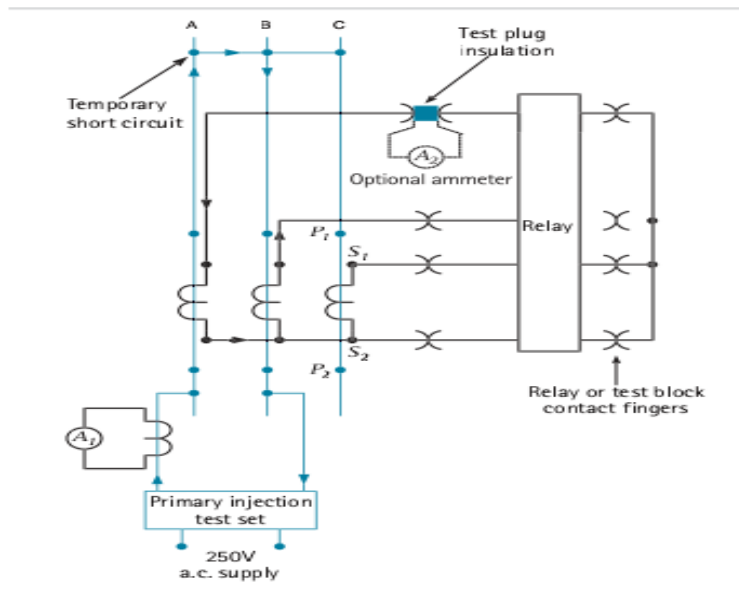


Figura 13. Chequeo de la relación de transformación del TC

2.2.4.10 Chequeo de la polaridad del transformador de corriente

- ❖ Si el equipo incluye relé direccional, diferencial o de falla a tierra, la polaridad del transformador de corriente principal debe ser chequeada. Esta prueba de polaridad no es necesaria si solamente son relés de sobre corriente.
- ❖ El circuito para chequear la polaridad con la prueba de una sola fase es mostrada en la figura 14. Un cortocircuito es ubicado a través de la fases del circuito primario sobre un lado del transformador de corriente mientras una inyección de una sola fase es llevada a cabo sobre le otro lado. El amperímetro conectado en el circuito residual o en el display del relé, podría dar una lectura de unos pocos miliamperes con la corriente nominal inyectada, si los transformadores de corriente están con polaridad correcta. Una lectura proporcional a dos veces la corriente nominal podría ser obtenida si ellos están con polaridad incorrecta. Ver figura 14.

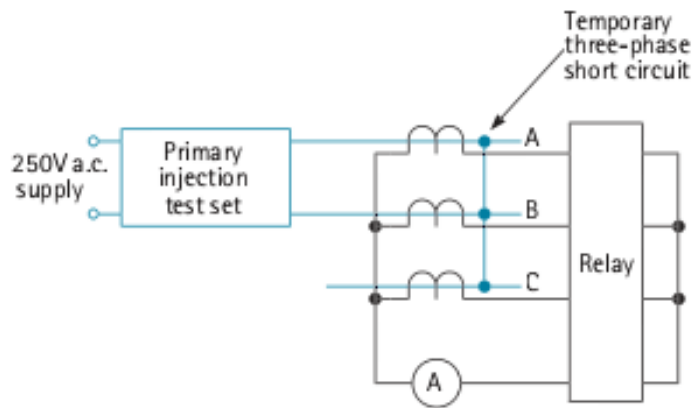


Figura 14. Chequeo de la polaridad

2.2.5 Esquema lógico de prueba de las protecciones

Los esquemas de protecciones frecuentemente involucran el uso de la lógica para determinar las condiciones bajo las cuales los interruptores deben ser disparados. Un simple ejemplo de tal lógica puede ser encontrado en el anexo. Tradicionalmente esta lógica fue implementada por medio de relés discretos, separados de los relés usados para protección. La nueva lógica podría ocurrir donde se usen relés electromecánicos o estáticos. Sin embargo los relés digitales y numéricos normalmente incluyen lógica programable como parte del software interno del relé, junto con las entradas y salidas digitales asociadas. Esta facilidad (comúnmente referida a los esquemas lógicos programables o PSL ofrecen importantes ventajas para el usuario por salvar espacio y permitir modificaciones al esquema lógico de protecciones por medio del software si este requiere de cambios). Los cambios a la lógica son realizados usando el software instalados en una PC y descargados al relé. El uso del lenguaje definido en la norma IEC61131, tal como escalera o algebra Booleana es común en estas aplicaciones y esto es leído y entendido por el personal de ingeniería que atiende las protecciones

Un procedimiento de prueba específico debe ser preparado, y este incluye lo siguiente:

- ❖ Chequear las especificaciones del esquema lógico y los diagramas para asegurar que los objetivos de la lógica sean alcanzados.

- ❖ Probar la lógica para asegurar que la funcionalidad del esquema es probada.
- ❖ Probar la lógica como es requerida para asegurar que no ocurran salidas por las combinaciones relevantes de las señales de entradas.

2.2.5.1 Pruebas de disparo y alarmas

Si las pruebas de inyecciones primarias y/o secundarias no son realizadas, los circuitos de disparo y alarma podrían no ser chequeados. Aun donde tal chequeo ha sido realizado las bobinas de disparo de los interruptores y/o los circuitos de la sala de control podrían haber sido aislados. En tal caso esto es esencial para que todos los circuitos de disparo y alarmas sean chequeados.

2.2.5.2 Pruebas de mantenimiento periódico

La prueba periódica es necesaria para asegurar que un esquema de protección continúe brindando un desempeño satisfactorio por muchos años después de su instalación. Todo el equipo está sujeto a la degradación gradual con el tiempo y la prueba regular es intentada para identificar lo concerniente al equipo de modo que una acción remediar puede ser realizada antes de que ocurra una mala operación del esquema.

2.2.6 Procedimiento de mantenimiento a equipos de la subestación

2.2.6.1 Esquema de protecciones

Si los siguientes principios son seguidos tanto como sea posible, el daño de la retroalimentación es reducida y la investigación de las fallas es más fácil:

- ❖ Los bloques de pruebas deben ser usados, para habilitar un plug de prueba y lograr sustituir una unidad defectuosa rápidamente sin interrumpir el servicio.
- ❖ Los circuitos deben ser mantenidos eléctricamente separados tanto como sea posible y el uso de alambres comunes debe ser evitados, excepto donde estos sean esenciales para el correcto funcionamiento de los circuitos.

- ❖ Cada grupo de circuito los cuales están eléctricamente separados desde otros circuitos deben ser aterrados por medio de una toma de tierra independiente.
- ❖ Donde un transformador de voltaje común o una fuente de dc es usada para alimentar varios circuitos, cada circuito debe ser alimentado separado por láminas o fusibles.
- ❖ La fuente de alimentación a los esquemas de protección debe ser segregada de otras fuentes o equipos.
- ❖ No se debe usar un único interruptor para interrumpir o cerrar más de un circuito.
- ❖ Las terminaciones en el panel del relé requiere buen acceso, los paneles modernos son brindados con especial facilidades de pruebas, de modo que no sea esto una molestia durante las pruebas de rutinas.
- ❖ Las cajas de conexiones deben ser de tamaño estándar, y si tiene puertas esta deben ser a prueba de agua.
- ❖ Todo el alambrado debe ser etiquetado para identificación y con las fases por colores,
- ❖ Los relés digitales y numéricos deben tener facilidades de pruebas accesibles desde su panel frontal que faciliten encontrar las fallas. El manual del relé debe ser claro y detallado que explique los resultados en cada punto de prueba del relé.

2.2.7 Folletos descriptivos, manuales de mantenimiento y operación

2.2.7.1 Equipos y dispositivos

Se deberá tener de cada subestación un archivo técnico con los planos actualizados, folletos descriptivos, manuales de mantenimiento y operación y/o certificados de pruebas en fábrica y obra, equipos, instrumentos y dispositivos existentes en la subestación; tales como:

- ❖ Interruptores y contactores para todos los niveles de tensión
- ❖ Seccionadores de 30 kV o más
- ❖ Transformadores de potencia
- ❖ Transformadores de medida

- ❖ Sistema de c.c. (batería de acumuladores y cargadores)
- ❖ Relés de protección y auxiliares
- ❖ Instrumentos de medición
- ❖ Llaves de mando y selección
- ❖ Variador de tomas bajo carga y regulador automático de tensión
- ❖ Equipo de sincronización
- ❖ Dispositivo de recierre
- ❖ Equipo de onda portadora (transmisor/receptor, circuito de acoplamiento, trampa de onda)
- ❖ Grupo de emergencia

2.3 Conclusiones parciales

1. Se logra enunciar los principales procedimientos para la selección, instalación y mantenimiento del equipamiento nuevo a instalarse en los circuitos PG109 y PG112.
2. Los relés individuales fueron sustituidos por funciones de protecciones integradas en un mismo relé digital. Se implementó la teleprotecciones entre las subestaciones involucradas.

CAPÍTULO III: EVALUACIÓN ECONÓMICA

3.0 Introducción

A través del desarrollo del capítulo actual se llevará a cabo la evaluación económica para determinar si es factible realizar las inversiones propuestas, para esto se considerarán los principales costos relacionados con la adquisición, montaje y mantenimientos.

El empleo de indicadores económicos es uno de los métodos más usados para la selección y determinación de prioridades de proyectos. El Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Período de Recuperación del capital serán los indicadores a calcular y que permitirán conocer la conveniencia o no de la ejecución del Proyecto.

Período de Recuperación: El método del período de recuperación se centra en la medición de la liquidez y consiste en determinar cuánto tiempo tarda en recuperar la empresa la inversión inicial, teniendo en cuenta el valor del dinero en el tiempo, es decir, actualizando los flujos de caja al momento inicial. Sus ventajas radican en que resulta un método fácil de calcular, que proporciona una medición de la velocidad con que se reembolsa el efectivo invertido en el proyecto, en el que ofrece una medición del riesgo del proyecto y que permite entender la importancia de los flujos de caja inmediatamente posteriores a la inversión, que de hecho son los más seguros de conseguir. Su desventaja fundamental radica en no considerar los flujos de caja generados después del plazo de recuperación de la inversión.

Valor Actualizado Neto (VAN): Es uno de los criterios clásicos de rentabilidad y mide la diferencia entre el valor actual de los flujos de caja netos que produce una inversión y el desembolso inicial requerido para llevarla a cabo. Representa el aumento o disminución del valor de la empresa por realizar la inversión. Informa acerca del valor absoluto de un proyecto en términos monetarios y en el momento actual.

El VAN puede ser determinístico o con consideraciones de riesgo (simulación estática, simulación dinámica, análisis de sensibilidad, análisis de escenarios, ajuste a la tasa de descuento).

El método del VAN tiene en cuenta el decrecimiento del valor del dinero en el tiempo. Supone que la inversión se financia, respecto al costo de capital de la empresa, del cual pueden obtenerse todos los fondos que se desee y que los flujos de caja recuperados se inviertan a una tasa igual a dicho costo de capital, al cual también pueden colocarse todos los fondos que se deseen.

Se aceptan los proyectos que tengan un VAN positivo o los de mayor VAN positivo; se rechazan los que no lo aumenten (VAN nulo o negativo).

Tasa interna de retorno o rendimiento (TIR): Es la tasa de interés que iguala el valor actual de los rendimientos futuros esperados con el costo de la inversión inicial (es decir la tasa que hace $VAN = 0$). Informa acerca de cuál es la tasa de rendimiento porcentual generada por un proyecto. La TIR es la máxima tasa de descuento que soporta el negocio. También cabe destacar que la TIR es una medida cómoda y ampliamente utilizada que indica la rentabilidad de las inversiones o proyectos. Da la rentabilidad propia o específica de una inversión. Equivale a aquella tasa de descuento que iguala el valor actualizado de los cobros y los pagos.

El criterio de aceptación con el que se debe comparar la TIR es el costo de oportunidad de la empresa (K_w), es decir, la tasa mínima de retorno que debe conseguir sobre sus activos para cumplir con la expectativa de sus proveedores de capital (acreedores y accionistas). Si $TIR > K_w$, la inversión debe realizarse ya que incrementa las riquezas de la empresa. Si $TIR < K_w$, la inversión no debe realizarse, ya que disminuiría las riquezas de la empresa. Si $TIR = K_w$, la inversión es neutral.

Sus inconvenientes son en general los mismos que los del VAN, en cuanto a la dificultad de reinversión de flujos. Por otra parte, puede además conducir a decisiones financieramente poco lógicas y crear problemas matemáticos, en algunas

circunstancias. Cuando todos los valores del flujo son positivos o son negativos, la serie es absolutamente creciente o decreciente, por tanto no tiene límites, no converge y la TIR no existe. En flujos en que se identifican varios puntos de inflexión, es posible obtener decisiones múltiples y no una tasa única.

3.1 Fundamentación teórica para la realización de las Evaluaciones Económicas

Conceptualización de Inversión

Inversión es todo desembolso de recursos financieros para adquirir bienes concretos, duraderos o instrumentos de producción, que la empresa utiliza durante varios ciclos económicos para cumplir con sus objetivos. La aplicación consecuente de estos enunciados, propicia la optimización de los recursos y el cumplimiento de los requisitos que deben mantener los proyectos durante y después de su ejecución.

Ciclo de vida de un Proyecto

El ciclo de vida de un proyecto de inversión, permite analizar paso a paso las diversas fases por donde transita, desde que surge hasta que deja de existir.

La etapa de preinversión es aquella; donde se generan los documentos técnico-económicos, políticos, sociales y ambientales, para la toma de decisiones. La fase de inversión y ejecución se inicia con el financiamiento y concluye con la puesta en marcha del proyecto, la fase de operación transita por un proceso de crecimiento, estabilidad y disminución de la productividad como consecuencia del uso del proyecto.

Costo Capital de la Inversión

El costo de capital de la inversión es la suma de los gastos económicos incurridos por concepto de adquisición de suministros, la construcción y montaje, la puesta en marcha y el capital de trabajo necesario para arrancar y obtener la primera producción.

Depreciación

Se define como la disminución del valor de un activo fijo debido a su uso o antigüedad. Estos activos siempre deprecian por su costo de adquisición y no por el de reemplazo, aunque hay que considerar el valor residual o precio por el que se puede vender una vez que haya pasado su vida útil.

Costos de Operación

En cualquier actividad productiva o de servicios, unido a la generación de ingresos, se encontrarán siempre los gastos, los cuales influyen de forma directa en la eficiencia económica, por tanto será vital considerar su comportamiento.

Financiamiento utilizado en los Proyectos de Inversión

Existen varios parámetros a tener en cuenta para financiar los proyectos de inversión:

- Según el tiempo de duración: préstamos a corto, mediano y largo plazo.
- Según su naturaleza: préstamos bancarios y comerciales.
- Según su uso: préstamos para capital de trabajo e inversiones.

Métodos de Reembolso de los Préstamos

Se pueden calcular los intereses y reembolsos correspondientes a una amortización del capital con préstamos en plazos anuales, semestrales o trimestrales a través de los siguientes métodos:

1. Principal constante: reembolsos iguales durante un número de años determinados.
2. Perfil: por acuerdos entre las partes.
3. Libre definición de cualquier perfil de reembolso.

Intereses

- Cuando se define la amortización anual y su período, los intereses se calculan sobre el saldo de la deuda pendiente al principio o final de cada año.

- Si se define un perfil de reembolso del préstamo, los intereses se calculan sobre el saldo de la deuda pendiente al finalizar el año.
- Para calcular los intereses acumulados durante el período comprendido entre el principio y el final del desembolso de los fondos, se puede determinar la deuda media sumando el saldo pendiente al principio y al final del período, dividiendo por dos en base al supuesto de que los recursos financieros se utilizan a ritmo constante.

Período de Gracia

El período de gracia es el que transcurre entre el final del desembolso y el comienzo del reembolso, lo cual significa que los reembolsos empiezan en el año siguiente al final del desembolso.

También los intereses pueden calcularse utilizando los métodos de interés simple y compuesto. El interés simple se define como: el crédito que hay que pagar por el uso del capital ajeno, mientras que el interés compuesto: es aquel en que periódicamente los intereses se reinvierten productivamente a igual tasa de interés que el principal, ganando intereses sobre los intereses.

Rendimiento del Capital

El rendimiento del capital de una empresa, es el costo del capital o el costo promedio ponderado y funciona como la tasa mínima aceptable de rentabilidad para cualquier inversión.

Estados Financieros

Los resultados económicos y la situación financiera de una empresa son comúnmente reflejados en los Estados Financieros, compuestos principalmente por: el Estado de Resultados, el Balance General y el Flujo de Efectivo, que aunque con diversos nombres, son utilizados en las empresas de todas partes del mundo.

Capital de Trabajo

Es la diferencia entre los activos circulantes y los pasivos circulantes, es decir, a la inversión de una empresa en activos a corto plazo: efectivo, valores negociables, inventarios y cuentas por cobrar. La política de capital de trabajo se refiere a las políticas básicas de las empresas teniendo en cuenta:

- Los niveles fijados como meta para cada categoría de activos circulantes.
- La forma en que se financiarán los activos circulantes.

3.2 Ciclo de vida del Proyecto

Para realizar el análisis económico financiero del proyecto se considerará un ciclo de vida de 5 años, durante el primer año se obtiene el financiamiento y se ejecuta la inversión, la fase de operación será a partir del segundo año.

Serán analizados dos escenarios:

Escenario base: se considera a la subestación sin inversión, donde se logra la operación de la misma a través del mantenimiento con elementos de fabricación del fabricante original (Rusia), lo que hace que sea elevado este mantenimiento.

Escenario con la ejecución de las inversiones: se considera a la subestación con inversión, donde se logra la operación durante los cuatro años del ciclo sin utilizar mantenimiento, solo la inversión inicial.

La diferencia entre uno y otro escenario constituye el Proyecto

3.3 Costos de la Inversión

3.3.1 Gastos de materiales

Los costos relacionados con los materiales se encuentran en la Tabla 3.

Tabla 3. Gastos materiales

Material	Cantidad	Precio unidad (CUC)	Precio Total (CUC)
Interruptor SF6	2 u	25,000.0	50,000.0
Transformador de corriente	6 u	15,000.0	90,000.0
Transformador de potencial	6 u	15,000.0	90,000.0
Panel y relé Multilin UR-D60	2 u	12,000.0	24,000.0
Otros			35,000.0
Total			289,000.0

3.3.2 Gastos de salario

Para evaluar los gastos relacionados con el montaje, ajuste y puesta en marcha, se estima un tiempo aproximadamente de 30 días con la utilización de 10 trabajadores. La Tabla 4 muestra el desglose por trabajadores y categoría, así como el importe total de los gastos en salario.

Tabla 4. Costo en salario para el montaje

No	Descripción	Cantidad	Costo diario (CUC)	Costo Total (CUC)
01	Técnico Superior	4	35,75	3,432,0
02	Técnico Medio	2	29,79	1,429.9
03	Electricista (Categoría B)	4	27,08	2,599.7
	Costo salario			7,461.6

Para asumir la cantidad de dinero que debe incluirse en virtud de compensar eventos impredecibles tales como: tormentas, huracanes, inundaciones, pequeños cambios de diseño, errores en la estimación, otros gastos imprevistos y para proporcionar un nivel deseado de confianza por la incertidumbre en el nivel de información disponible, se tomó como contingencia un 15 % de todas las actividades consideradas en el proyecto.

El costo total de la inversión queda determinado por la suma del gasto de materiales y el gasto de salario y el resultado multiplicado por el índice 1,15, según se muestra en la expresión (3.1).

$$C_{\text{total}} = (C_{\text{materiales}} + C_{\text{salario}}) \times 1,15 \quad 3.1$$

Donde:

C_{total} – Costo total de inversión

$C_{\text{materiales}}$ - Costo de los materiales

C_{salario} - Costo del salario para el montaje

$$C_{\text{total}} = (289\,000,0 + 7\,461,6) \times 1,15$$

$$C_{\text{total}} = 340\,930,8 \text{ CUC}$$

3.4 Beneficios del Proyecto

El beneficio del proyecto está relacionado con la diferencia de mantenimiento entre uno y otro escenario, a continuación en las tablas 5 y 6 se muestra el mantenimiento necesario a ejecutar anualmente en la subestación Punta Gorda, de no ejecutarse la inversión, constituyendo este gasto un ahorro al ejecutarse las modificaciones.

Tabla 5. Elementos rusos a adquirir anualmente para el mantenimiento de la subestación Punta Gorda

Material	Elementos a adquirir para el mantenimiento				
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Interruptor de aire	1	1			
Transformador de corriente	2	1	1	1	1
Transformador de potencial	2	1	1	1	1
Panel y relé	1	1			
Otros (incluye instalación)	1	1	1	1	1

Tabla 6. Costo anual del mantenimiento de la subestación Punta Gorda

Material	Elementos a adquirir para el mantenimiento				
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Interruptor de aire	40,000.0	40,000.0			
Transformador de corriente	36,000.0	18,000.0	18,000.0	18,000.0	18,000.0
Transformador de potencial	36,000.0	18,000.0	18,000.0	18,000.0	18,000.0
Panel y relé	14,000.0	14,000.0			
Otros (incluye instalación)	25,200.0	25,200.0	25,200.0	25,200.0	25,200.0
Total	151,200.0	151,200.0	61,200.0	61,200.0	61,200.0

	0	0	0	0	0
--	---	---	---	---	---

3.5 Financiamiento del Proyecto

Para la implementación del proyecto se ha previsto la solicitud de un crédito bancario, las condiciones de dicho financiamiento son las siguientes:

Tasa de Interés: 6,0 %

Período de Gracia: 12 meses

Pago del principal: 24 meses

En la tabla 7 se muestra el resumen del financiamiento obtenido, el valor de intereses a pagar por años y el pago del principal.

Tabla 7. Financiamiento del Proyecto

Año	1	2	3	Total
Intereses	14.915,7	14.915,7	4.687,8	34.519,2
Principal		170.465,4	170.465,4	340.930,8
Total	14.915,7	185.381,1	175.153,2	375.450,0

La tasa de interés promedio del proyecto será de 6,7 %, este valor corresponde a la tasa de descuento con el cual se debe calcular el Valor Actualizado Neto del Proyecto. En esta tasa de descuento están presentes componentes objetivos y subjetivos, por lo que esta representa la rentabilidad mínima que se le exige al proyecto, para cuyo cálculo se consideran factores objetivos, tales como: las tasas de interés a que la empresa y el país reciben recursos financieros, los niveles de rentabilidad de la rama económica a que pertenece el proyecto, riesgo financiero, etcétera, pero también criterios subjetivos dictados por la experiencia y la intuición del sujeto decidor.

3.6 Estado de resultados y flujo de caja del Proyecto

Los ingresos del proyecto corresponden a los ahorros obtenidos por concepto de eliminación del excesivo mantenimiento de la subestación de no realizarse el proyecto,

por la compra de elementos en Rusia. Estos ahorros coinciden con la utilidad en operaciones, luego se descuentan los costos financieros y la depreciación obteniéndose las utilidades brutas. Seguidamente, se le restan las reservas para contingencias, llegando a las utilidades imponibles a las cuales se les descuentan los impuestos sobre utilidades obteniéndose finalmente la Utilidad Neta del Proyecto.

En este caso, todas las utilidades imponibles serán utilizadas para el reembolso del crédito solicitado por lo tanto no se descuentan los impuestos sobre las utilidades.

La utilidad neta más las reservas para contingencias constituyen el efectivo neto, a este se le deduce el pago del capital prestado para la ejecución de la inversión, obteniéndose el flujo de caja neto del Proyecto.

El comportamiento del flujo de caja del Proyecto se muestra a continuación en la figura 15, siendo solo negativo durante el periodo de construcción y con un valor acumulado al final del periodo de 110,550.0 CUC.

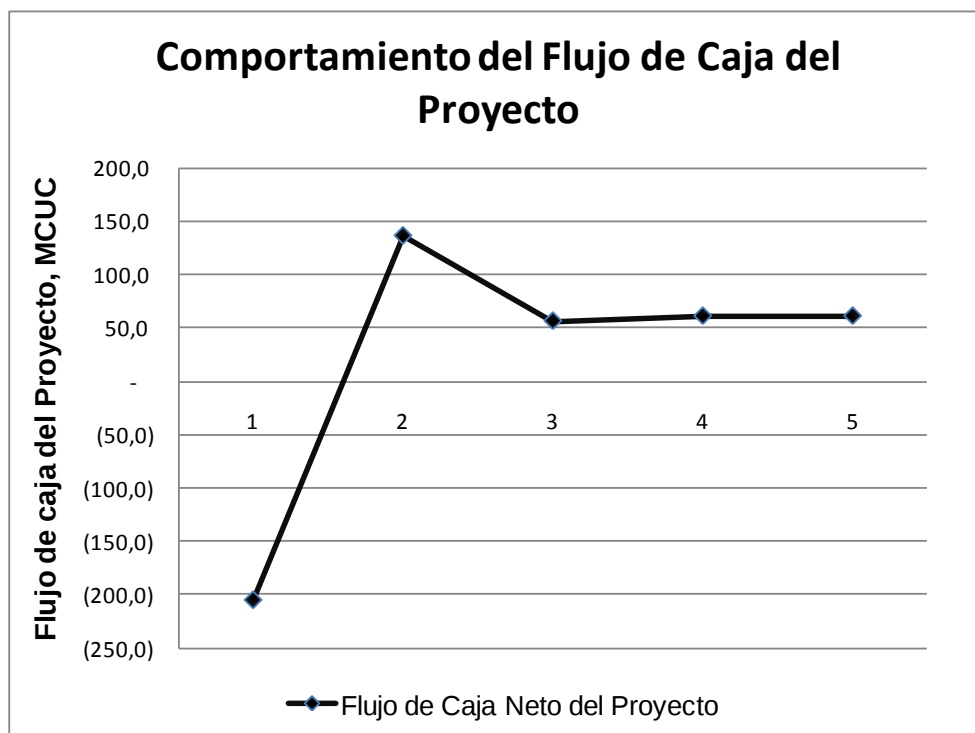


Figura 15. Comportamiento del flujo de caja del Proyecto

En resumen, la evaluación económica muestra indicadores favorables para la ejecución del Proyecto, la TIR, tasa máxima de interés que puede soportar la inversión, sin que entre en pérdidas, es de 24,0 %.

El VAN a la tasa de descuento del 6,7 % es de 65 899 CUC, valor positivo por lo que se considera que la inversión es exitosa, es decir, la ganancia que generará será superior a la tasa de descuento utilizada, por tanto el proyecto agregará valor a la organización.

El período de recuperación de la inversión será de 3 años y 2,3 meses, este tiempo incluye el año previsto de construcción. En la tabla E1 del anexo E se muestra el estado de resultados y flujo de caja del Proyecto. Los indicadores económicos financieros se muestran también en esta tabla.

3.7 Conclusiones parciales

- ❖ El ahorro fundamental de este trabajo está relacionado con la sustitución de la vieja tecnología rusa por una nueva con menor costo.
- ❖ La evaluación económica muestra indicadores favorables para la ejecución del Proyecto, la Tasa Interna de Retorno es de 24,0 %, el Valor Actualizado Neto a la tasa de descuento del 6,7 % de 65,899.0 CUC y el periodo de retorno de la inversión de 3 años y 2,3 meses.



Conclusiones Generales

1. El proyecto de inversión para la modernización de la subestación de Punta Gorda que garantice el reemplazo de los interruptores PG109 y PG112 con los mandos de control y protecciones de tecnología atrasadas por nuevos y avanzados elementos, constituye la solución a los problemas de averías y afectaciones al servicio eléctrico tanto a las industrias del níquel como al sector residencial.
2. La evaluación económica realizada al Proyecto muestra indicadores favorables para la ejecución del Proyecto, la Tasa Interna de Retorno es de 24,0 %, el Valor Actualizado Neto a la tasa de descuento del 6,7 % de 65,899.0 CUC y el periodo de retorno de la inversión de 3 años y 2,3 meses.
3. Se estableció la caracterización de los nuevos elementos de los circuitos PG109 y PG112, que cubre los procedimientos para la selección, instalación y operación de los elementos que se sustituirán.



Recomendaciones

1. Que se evalúe por parte de la Dirección los resultados obtenidos en este trabajo para su aplicación.
2. Utilizar los resultados de este trabajo para la formación de los estudiantes de Ingeniería Eléctrica.
3. Tomar el trabajo como referencia para futuros proyectos de subestaciones.

Referencias Bibliográficas

Bibliografía

- A. **ANÍBAL BORROTO NORDELO**. Administración de Energía: Auditorías Energéticas y Cogeneración., Especialización en Ciencias Térmicas, Universidad de Valle, Cali, Colombia, 2010.
- B. **BEEMAN, D.** Power Systems Handbook. Editora Revolucionaria, La Habana, 1966.
- C. **CANADIAN ELECTRICAL CODE**, 2002.
- D. **D. A. DOUGLASS**, "Current Transformer Accuracy with Asymmetric and High Frequency Fault Currents," IEEE Transactions on Power Apparatus on Systems, Vol. PAS-100, No. 3, March 2005.
- E. **D. A. DOUGLASS**, Potential Transformer Accuracy at 60-Hz Voltages above and below Rating and at Frequencies above 60 Hz. Presented at the IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Minneapolis, Minn. July 13–18, 2005.
- F. **IEC STD 62271-100**, Dispositivos de protección, seccionamiento y control de alta tensión.
- G. **IEC STD 60439-1**, Equipamiento eléctrico de distribución de baja tensión y conjuntos de control
- H. **IEEE STD C57**. Standards on Transformers, New York: IEEE Press, 1992 Power and Communication Cables: Theory and Applications Edited by R. Bartnikas and K. D. Srivastava 2000 Hardcover 896pp 0-7803-1196-5.
- I. **IEEE STD 141-1993**, Recommended Practice for Power Distribution in Industrial Plants.
- J. **IEC 61000-4-15**, Electromagnetic Compatibility (EMC). Part 4: Testing and Measuring Techniques. Section 15: Flicker meter—Functional and Design Specifications.
- K. **IEEE STD 1159-1995**, Recommended Practice on Monitoring Electric Power.
- L. **IEEE DRAFT STANDARD P1159.3**, Recommended Practice for a Power Quality Data Interchange Format—An Extensible File Format for the Exchange of Power Quality Measurement and Simulation Data, SCC 22.
- M. **BARTNIKAS AND K. D. SRIVASTAVA**. Power and Communication Cables: Theory and Applications. Hardcover 896pp 0-7803-1196-5. 2000.
- N. **P. M. ANDERSON, A. A. FOUAD J.** Power System Control and Stability, Second Edition Hardcover 672pp 0-471-23862-7. 2002

Referencias Bibliográficas

O. **MCEACHERN**, “Roles of Intelligent Systems in Power Quality Monitoring: Past, Present, and Future,” Conference Record, Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 2, pp. 1103–1105. 2011.

P. **PROTECTIVE RELAYS APPLICATION GUIDE**, 3rd edition. AREVA Transmission and Distribution, Protection and Control, 1987.vol. PAS-100, No. 3, March 2005.

Q. **UR-D60** Line Distance Protection System. Instruction Manual P/N 16001-0089-53. 2008.

Anexos

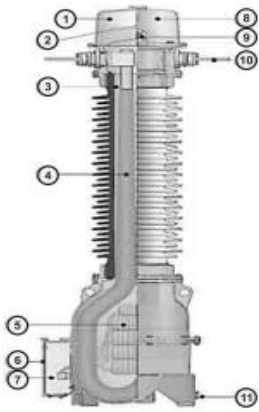
Anexo A



Interruptor de Exafloruro de Sodio (SF6) Nulec

Anexos

Anexo B

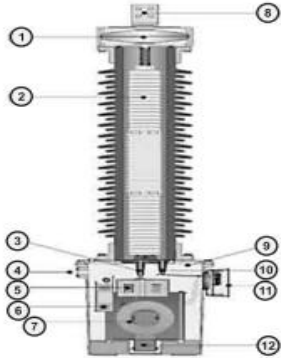


- 1. Colchón de gas.
- 2. Unidad de relleno de aceite (oculta).
- 3. Relleno de cuarzo.
- 4. Conductor primario aislado por papel.
- 5. Núcleos / devanado secundario.
- 6. Caja de bornes secundarios.
- 7. Toma de tensión capacitiva (previa petición).
- 8. Vaso de expansión.
- 9. Luz de aviso del nivel de aceite.
- 10. Borne primario.
- 11. Borne de tierra.



TENSIONES DE PRUEBA IEC 60044-1.

Anexo B1. Transformadores de Corriente



- 1. Sistema de expansión.
- 2. Elementos de condensador.
- 3. Pasatapas de tensión intermedia.
- 8. Borne primario, terminal de Aluminio de 4 agujeros.
- 10. Borne de baja tensión (Para uso de onda portadora).

Unidad electromagnética EOA o EOB:

- 4. Cristal de control de nivel del aceite.
- 5. Reactor de compensación.
- 6. Circuito de amortiguamiento de ferresonancia.
- 7. Devanados primario y secundario.
- 9. Colchón de gas.
- 11. Caja de bornes.
- 12. Núcleo.

TENSIONES DE PRUEBA: IEC 60186, IEC 60358, IEC 60044-4, IEC 60044-2.

Tipo	Máxima tensión de la red(Um)	1 min, húmedo/seco	LJWL* 1,2/50 µs	Impulso de funcionamiento 250/2500 µs	Tensión de prueba PD	Nivel PD máx.	Tensión de prueba RV	Nivel RV
	kV	kV	kV	kV	kV	pC	kV Máx.	µV
CPA/CPB 72	72.5	140/140	325	-	46	10	-	-
CPA/CPB 123	123	230/230	550	-	78	10	78	2500
CPA/CPB 145	145	275/275	650	-	92	10	92	2500
CPA/CPB 170	170	325/325	750	-	108	10	108	2500
CPA/CPB 245	245	460/460	1050	-	156	10	156	2500
CPA/CPB 300	300	-/460	1050	850	191	10	191	2500
CPA/CPB 362	362	-/510	1175	950	230	10	230	2500
CPA/CPB 420	420	-/630	1425	1050	267	10	267	2500
CPA/CPB 550	525	-/680	1550	1175	350	10	349	2500
CPB 800	765	-/975	2100	1425	508	10	508	2500

Las tensiones de prueba indicadas arriba son válidas para altitudes inferiores o iguales a 1000 metros sobre el nivel del mar.
* Nivel de Resistencia al Impulso.

Anexo B2. Transformador de potencial capacitivo

D60 Revision: 5.5x

Manual P/N: 1601-0089-**S3** (GEK-113411B)

Copyright © 2008 GE Multilin



Anexo C1. Relé Multilin tipo UR-D60

HARDWARE ARCHITECTURE

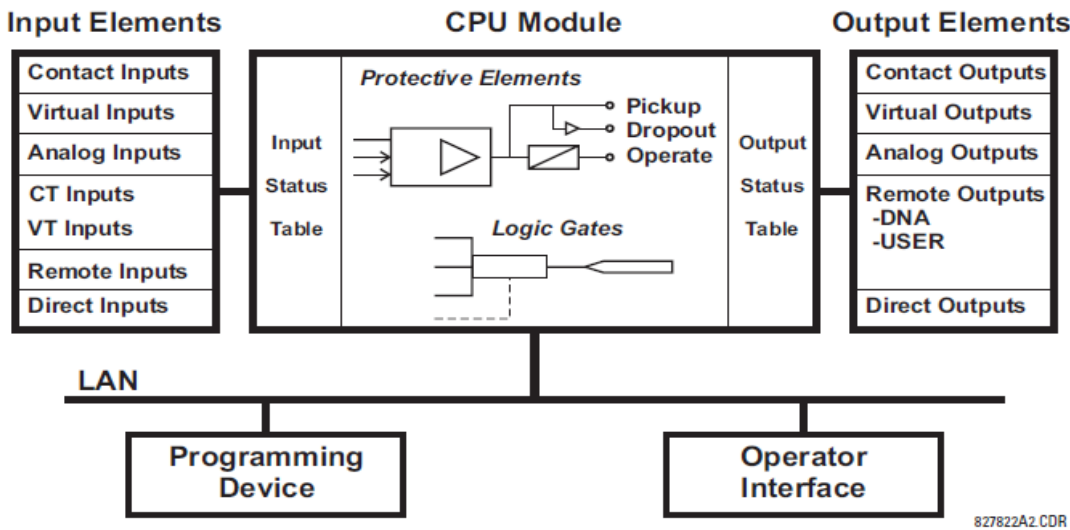


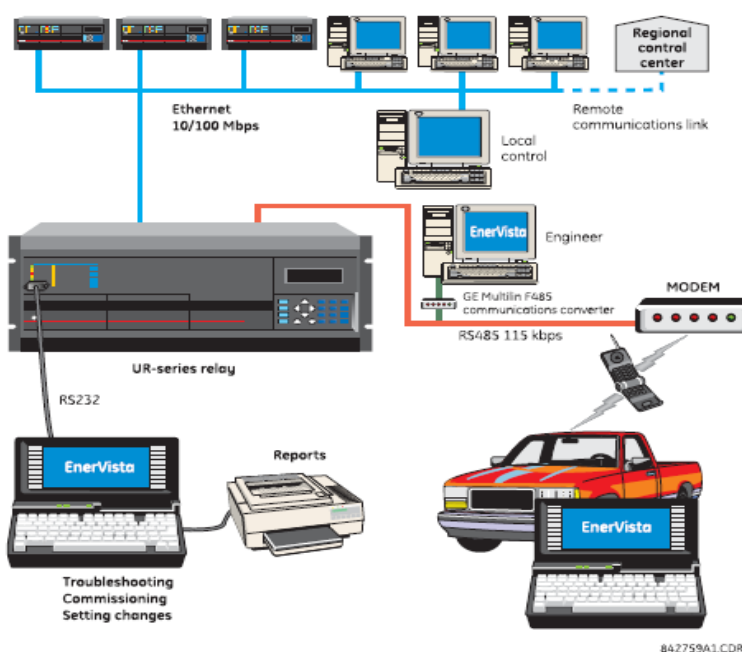
Figure 1–3: UR CONCEPT BLOCK DIAGRAM

Anexo C2. Arquitectura del hardware

Anexos

DEVICE NUMBER	FUNCTION	DEVICE NUMBER	FUNCTION
21G	Ground distance	51P	Phase time overcurrent
21P	Phase distance	51_2	Negative-sequence time overcurrent
25	Synchrocheck	52	AC circuit breaker
27P	Phase undervoltage	59N	Neutral overvoltage
27X	Auxiliary undervoltage	59P	Phase overvoltage
32N	Wattmetric zero-sequence directional	59X	Auxiliary overvoltage
50BF	Breaker failure	59_2	Negative-sequence overvoltage
50DD	Current disturbance detector	67N	Neutral directional overcurrent
50G	Ground instantaneous overcurrent	67P	Phase directional overcurrent
50N	Neutral instantaneous overcurrent	67_2	Negative-sequence directional overcurrent
50P	Phase instantaneous overcurrent	68	Power swing blocking
50_2	Negative-sequence instantaneous overcurrent	78	Out-of-step tripping
51G	Ground time overcurrent	79	Automatic recloser
51N	Neutral time overcurrent		

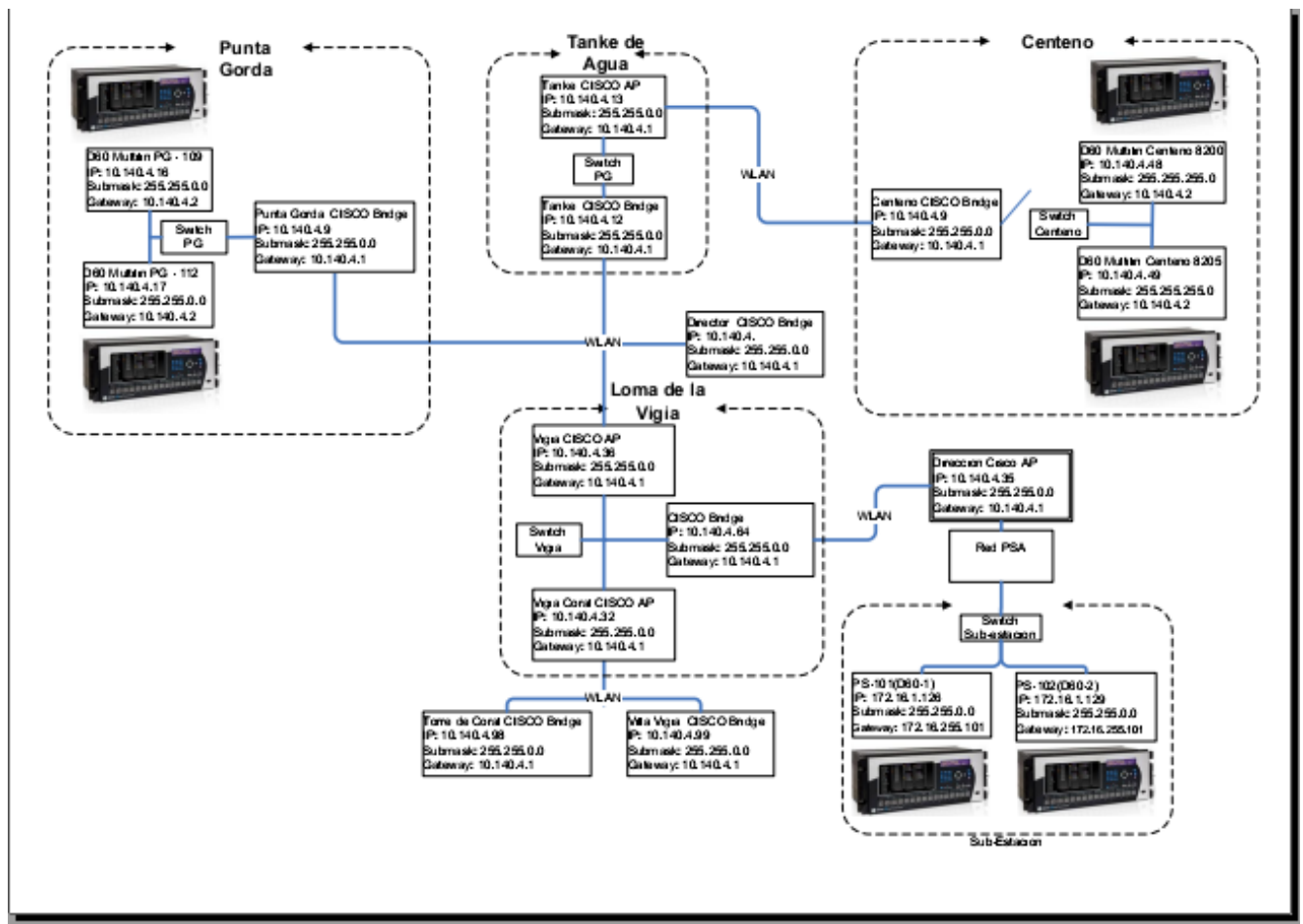
Anexo C3. Funciones de protecciones del relé UR-D60



Anexo C4. Tipos de conexiones del relé UR-D60

Anexos

Anexo D



Esquema de teleprotecciones

Anexos

Anexo E

Tabla E1. Ingresos, Estado de Resultado y Flujo de Efectivo del Proyecto (CUC)

DESCRIPCION	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total
Costo de Operación Subestación						
Costos sin Inversión \$	151.200,0	151.200,0	61.200,0	61.200,0	61.200,0	486.000
Costos con Inversión \$						
Incremento de los Costos (1-2) \$	-151200,0	-151200,0	-61200,0	-61200,0	-61200,0	-486000,0

Resumen Estado de Resultado, (CUC)\$x'000						
ESTADO DE RESULTADO DEL PROYECTO	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total
Costo de Operación del Proyecto \$	-151.200,0	-151.200,0	-61.200,0	-61.200,0	-61.200,0	-486.000,0
Utilidad/Pérdida en Operaciones \$	151.200	151.200	61.200	61.200	61.200	486.000
(-) Gastos Financieros \$	14.916	14.916	4.688			34.519
Utilidades/Pérdida \$	136.284	136.284	56.512	61.200	61.200	451.481
(-) Reservas para contingencia \$	6.814	6.814	2.826	3.060	3.060	22.574
Utilidades/Pérdida \$	129.470	129.470	53.687	58.140	58.140	428.907
(-) Impuestos sobre las Utilidades \$	0	0	0	0	0	0
Utilidad Neta \$	129.470	129.470	53.687	58.140	58.140	428.907

UM:MCUC+MCUP	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	TOTAL
Utilidad Neta del Proyecto \$	129.470	129.470	53.687	58.140	58.140	428.907
Mas Reservas para contingencia \$	6.814	6.814	2.826	3.060	3.060	22.574
Menos Inversiones \$	340.931					340.931
Flujo de Efectivo Neto del Proyecto \$	-204.646,5	136.284,3	56.512,2	61.200,0	61.200,0	110.550,0
Flujo de Efectivo Acumulado \$	-204.646,5	-68.362,2	-11.850,0	49.350,0	110.550,0	
Tasa Interna de Retorno,(TIR) 24,0%	0,0%	0,0%	0,0%	13,9%	24,0%	
Tasa de Descuento	6,7%	15,0%	24,0%			
Valor Actualizado Neto. (VAN)	65.899,2	27.673,2	0,0			
Periodo de Recuperación	3 Años 2,3 meses					