



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

Título: Cálculo de las protecciones eléctricas, para las diferentes formas de operación de la subestación de 110 kV de la Empresa Moa Nickel S/A Pedro Soto Alba.

Autor: Alberto Nicot Rodríguez

5to año Ingeniería Eléctrica.

Tutores: M. Sc. Adol Hernández Rojas.

Consultante: Ing. Geolvis Galano Urtate.

Moa, Holguín

Curso 2013-2014

Año 56 de la Revolución



Declaración de autoría.

Yo: Alberto Nicot Rodríguez

Autor de este Trabajo de Diploma , tutoreado por el M.Sc. Adol Hernández Rojas declaro la propiedad intelectual de este trabajo a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa “Dr. Antonio Núñez Jiménez”, para que disponga de su uso con la finalidad que estime conveniente.

Para que así conste firmamos la presente a los ____ días del mes de _____ del 2013.

Diplomante

Alberto Nicot Rodríguez

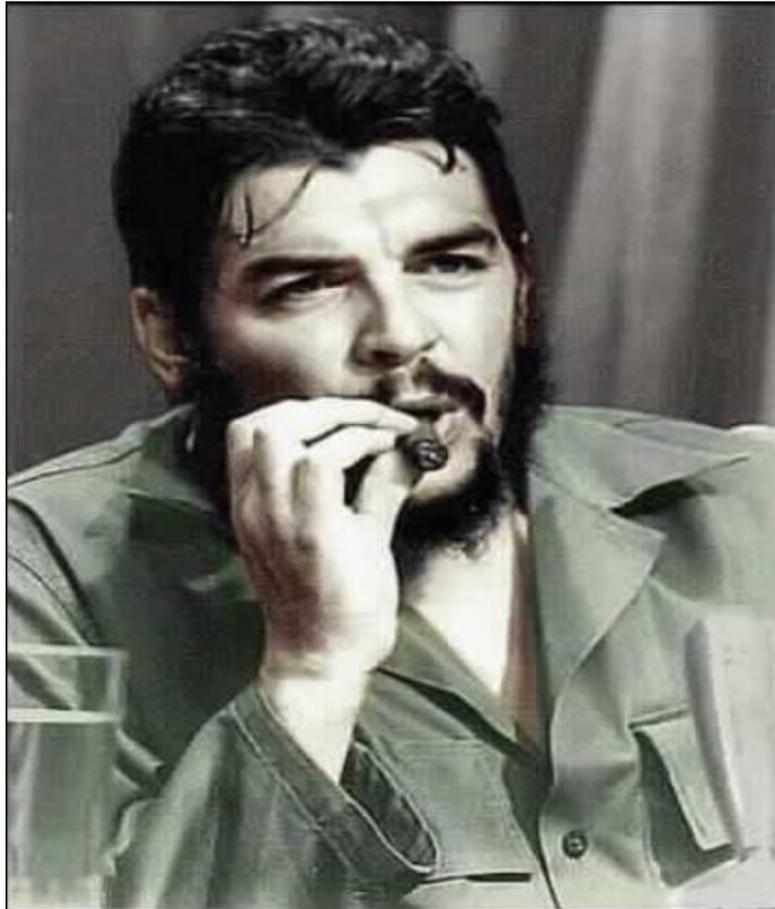
Tutor

M.Sc. Adol Hernández Rojas

Consultante

Ing. Geolvis Galano Urtate

PENSAMIENTO.



“Debemos preocuparnos por prestar servicios con eficiencia y óptima calidad, y simultáneamente producir el nuevo hombre que constituye y crea la nueva sociedad socialista, que es el hombre que produce, sirve, dirige, controla y supervisa. Hace falta tener control y supervisión para prestar servicios con eficiencia....”

Ernesto Che Guevara.



Agradecimientos.

Por la especial significación que tiene la culminación de este trabajo y de mis estudios, quisiera expresar mis más sinceros agradecimientos a mi familia en general, por abrirme cada puerta que se interpuso en mi camino, por la confianza que siempre depositaron en mí, por sus esfuerzos realizados en todas las esferas de la vida para que pudiera terminar este sueño que hoy es una hermosa realidad, a ese excelente colectivo de profesores por su sacrificio e incondicional apoyo que hicieron cumplir esta etapa de mi vida, a todos mis amigos y colegas que estuvieron cerca y al tanto de cuantos sucesos atravesamos, al personal del Laboratorio Eléctrico de la empresa Moa Nickel S/A Pedro Sotto Alba por la ayuda brindada en general, a mis tutores de la tesis por su valiosa colaboración y guía en el desarrollo de este proyecto, y a la Revolución Cubana por haberme dado la oportunidad de formarme como profesional.

A todos ustedes les agradezco.

Mucha Gracias.



Dedicatoria.

Cuando al culminar una meta deseada impone momentos de alegría, se deben tener presentes aquellas personas que con su constancia y dedicación contribuyeron a la realidad que representa llegar hasta el final, obviando de manera impredecible los obstáculos que la vida misma impone y en total conformidad con mis sentimientos dedico este logro personal:

A: Sandra Rodríguez Santana (mi madre) por su constante lucha ante las dificultades que a veces me hacían dudar en la posibilidad del triunfo, a ella que además de mi existencia le debo lo que soy y lo que pueda ser mientras viva.

A: Alberto Nicot Gonzales (mi padre) por su constante inspiración en mi quehacer personal, por su orientación en todo momento y por apoyarme siempre en los momentos decisivos de mi carrera.

A: Lisbet Nicot Rodríguez (mi hermanita) por su apoyo emocional durante todo el proceso de este trabajo.

A mi familia que siempre me apoyaron de todas las formas posible en todos estos años de estudios, a aquellos que de manera muy sencilla me ayudaron y a los que imaginaron que esto sería posible y uno muy especial a mis tutores por haber logrado conmigo el objetivo final.

A todos “les dedico este éxito”



Resumen.

En vista de la necesidad que tiene la empresa Moa Nickel S/A Pedro Sotto Alba, Moa, Holguín, se ha propuesto realizar un reajuste de las protecciones. Para esto fue necesario un estudio de niveles de cortocircuito en las barras del circuito en general y revisión de las protecciones eléctricas, que permita una propuesta de recomendaciones para solventar el problema.

El presente trabajo de investigación incluye el cálculo de corrientes de cortocircuito en las variantes a proponer para el ajuste de las protecciones de la misma; así como su coordinación. Dichos estudios son muy valiosos para la generación de las propuestas que darán una solución al problema, en base a los resultados obtenidos.

El contenido del trabajo se dividió en tres capítulos, definidos de la siguiente manera:

El capítulo uno Incluye los fundamentos teóricos de la investigación: averías en el Sistema Eléctrico de Potencia, métodos de cálculo para corrientes de cortocircuito, teorías de las protecciones, etc.; finalizando con una metodología adecuada de varios tipos de relés que incluye los utilizados en dicha industria.

En el capítulo dos se abordó sobre los cálculos desarrollados para realizar el adecuado ajuste de los dispositivos de protección. Entre estos tenemos los cálculos de cortocircuito en las diferentes barras del circuito para las diferentes variantes a implementar.

El capítulo tres se dedicó a definir las propuestas de ajustes de las protecciones ya instaladas, se realizó un análisis técnico teniendo en cuenta todos los requisitos que se tuvieron para realizar este estudio.

Por último se expusieron conclusiones y recomendaciones como consecuencia del profundo estudio realizado a lo largo de la investigación.



Abstract.

In view of the need for the company Moa Nickel S/A Pedro Sotro Alba, Moa, Holguin, is proposed to perform a reset of the protections. This required a study of levels of short circuit in bars in general and review of electrical protection, enabling a proposal of recommendations to solve the problem.

This research includes the calculation of short circuit currents in the variants to propose for adjusting the protections thereof; and coordination. Such studies are valuable for generating proposals that will give a solution to the problem, based on the results obtained.

The content of the work is divided into three chapters, defined as follows:

Chapter one includes the theoretical foundations of the research. Faults in the Electric Power System, calculation methods for short-circuit current theories of protection, etc.; ending with an adequate methodology for various types of relays including those used in that industry.

In chapter two addressed on calculations developed to make the appropriate adjustment of the protective devices. These calculations have shorted circuit different bars for different variants to implement.

Chapter three is devoted to defining the proposed adjustments of the protections already in place, a technical analysis taking into account all the requirements that were taken for this study was conducted.

Finally conclusions and recommendations as a result of deep study throughout the research were presented.



Índice.

Introducción general.....	1
Situación problemática.....	2
Objeto de estudio.	2
Problema.....	2
Campo de acción.	2
Objetivo general.....	2
Hipótesis.	3
Objetivos Específicos.....	3
Tareas de la investigación	3
Métodos a emplear en desarrollo de la investigación.	3
CAPÍTULO I. MARCO CONTEXTUAL Y TEÓRICO.	5
1.1 Introducción.....	5
1.2 Estudios precedentes.....	5
1.3 Sistema eléctrico de potencia.	7
1.3.1 Regímenes Transitorios Permisibles.	7
1.3.2 Sobrecargas Temporales.	8
1.4 Regímenes Temporales no Permisibles.....	9
1.4.1 Fallas.	9
1.4.2 Cortocircuitos.....	10
1.4.3 Consecuencia de los Cortocircuitos.....	13
1.4.4 Sobrecargas Permanentes.	14
1.5 Teoría del cálculo de las corrientes de cortocircuito.	15
1.6 Teoría de las Protecciones.....	15



1.6.1	Sensibilidad.	16
1.6.2	Selectividad.	16
1.6.3	Rapidez.	17
1.6.4	Fiabilidad.	17
1.7	Relés.	18
1.7.1	Relés de sobrecorriente de fase.	18
1.7.2	Relé de sobre y baja tensión.	19
1.7.3	Relé direccional.	19
1.7.4	Relé diferencial.	19
1.8	Dispositivos de Protección.	20
1.9	Conclusiones del capítulo.	21
CAPÍTULO II. MATERIALES y MÉTODOS A EMPLEAR.....		22
2.1	Introducción.....	22
2.2	Descripción de la subestación Moa Nickel S/A Pedro Sotto Alba.	22
2.2.1	Los datos generales de los transformadores de Fuerza de la subestación Moa Nickel S/A Pedro Sotto Alba:	23
2.3	Características generales del software.	24
2.4	Teoría de ajustes de las protecciones.....	26
2.5	Ajuste del Relé T60 o protecciones diferenciales a transformadores.....	26
2.5.1	Ajuste a la protección diferencial a transformadores.	28
2.6	Ajuste del Relé D60 o protecciones de distancia.	31
2.7	Ajuste del Relé 750/760 o protecciones de sobrecorriente.	35
2.7.1	Ajuste de la Protección de Sobrecorriente de fase para tiempo definido (50p) y (50n).	37



2.7.2	Ajuste de la protección de sobrecorriente de fase a tierra para tiempo inverso (51p) y (51n).....	38
2.8	Conclusiones del capítulo.....	40
CAPÍTULO III. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.		41
3.1	Introducción.....	41
3.2	Análisis técnico.	41
3.3	Validación de los resultados obtenidos.	49
3.4	Luego de analizar todas las variantes y los valores de ajuste de las protecciones se puede asegurar que la número 1 es la óptima para el trabajo continuo de la subestación y que el resto se debe utilizar en función de los trabajos de mantenimiento o averías.	50
3.4.1	Ventajas del estudio realizado.....	50
3.5	Conclusión del capítulo.	51
Conclusiones Generales.....		52
Recomendaciones.....		53
Bibliografía.....		54



Introducción general.

En la actualidad los consumidores de la empresa niquelífera Moa Nickel S/A Pedro Sotto Alba son alimentados por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) mediante dos transformadores de 20 MVA y por dos turbogeneradores de 7.4 MW.

Desde su construcción, la empresa ha contado con algunos proyectos de modernización de sus sistemas de control y protección. La mayoría de las protecciones actuales son modernas pertenecientes a la familia de los (Multilin) con el objetivo de reducir los costos y al mismo tiempo garantizar la mayor seguridad posible de los elementos a proteger.

Para el estudio de las protecciones eléctricas se requieren de muchos requisitos y del estudio profundo de su amplio campo de trabajo. Un sistema eléctrico debidamente bien protegido garantiza un servicio nivelado y seguro a todos los consumidores de energía.

Las protecciones que se coloquen deben ser correctamente seleccionadas y a su vez correctamente regularizadas para evitar dañar algún equipo o personal de trabajo y así minimizar gastos en nuevos equipamientos.

Los elementos del Sistema Eléctrico de Potencia son muchos, al igual que son variadas las protecciones en ellos utilizadas, pero al igual que en todas las ciencias, en ésta también existe un núcleo teórico, una esencia en su estudio. En este caso lo principal es entender, que se deben proteger los elementos del sistema contra los defectos que comúnmente en ellos ocurren y siguiendo este concepto comenzar estudiando los elementos como tal, las causas de sus averías, etc.

Para realizar un buen trabajo en el ajuste de las protecciones se deben tener en cuenta las características de los circuitos, sus componentes principales y secundarios, así como los principales regímenes de funcionamiento, es importante conocer cuál es el objeto del estudio y dominarlo a la perfección.



Situación problemática.

En la Subestación de 110 kV de la empresa Moa Nickel S/A Pedro Sotto Alba, se implementó un segundo campo de alimentación, en la cual se incorporaron ajustes similares en cuanto a las protecciones eléctricas del primer campo. Este en su forma de operación presenta enlaces entre las barras de 110 y 13,8 kV, los cuales varían en función de la forma operacional de la planta termoeléctrica, además de que la operación de dicha subestación deben de cambiar producto a la inminente desaparición de las subestaciones de Punta Gorda 220 kV y Centeno 110 kV lo que impone realizar un estudio de los cálculos y ajustes de las protecciones eléctricas, para las diferentes formas de operación.

Objeto de estudio.

Protecciones eléctricas de la Subestación de 110 kV de la Empresa Moa Nickel S/A Pedro Sotto Alba.

Problema.

En la empresa no se cuenta con una metodología para la correcta selección del grupo de ajustes de las protecciones eléctricas ubicadas en el segundo campo de la subestación de la Empresa Moa Nickel S/A Pedro Sotto Alba, que garantice un óptimo servicio de la misma para los enlaces por 110 y 13,8 kV, respectivamente.

Campo de acción.

Protección de los sistemas eléctricos de potencia

Objetivo general.

Calcular y proponer el grupo de ajustes de las protecciones eléctricas ubicadas en el segundo campo de la subestación de la Empresa Moa Nickel S/A Pedro Sotto Alba.



Hipótesis.

Si se realizara la correcta selección del grupo de ajustes, a partir de un estudio de los cálculos de las protecciones eléctricas ubicadas en el segundo campo de la subestación de la Empresa Moa Nickel S/A Pedro Sotto Alba, se podría garantizar un óptimo servicio de la misma para los enlaces por 110 y 13,8 kV respectivamente.

Objetivos Específicos.

1. Realizar una recopilación bibliográfica sobre la temática u objeto de estudio.
2. Realizar el cálculo del ajuste de las protecciones eléctricas del segundo campo de la subestación de la Empresa Moa Nickel S/A Pedro Sotto Alba asociado a las condiciones reales de la misma.
3. Determinar técnicamente las variantes óptimas para las diferentes formas de operación de la subestación.

Tareas de la investigación

1. Revisión del ajuste de los relés que intervienen en las protecciones eléctricas de la subestación de 110 kV.
2. Actualización del estado del arte de los relés SR 750-760 y UR D60-T60.
3. Actualización del monolinial para realizar los cálculos de las corrientes de cortocircuito.
4. Desarrollo de la ingeniería del detalle.
5. Cálculo y ajuste de las protecciones para las diferentes variantes.

Métodos a emplear en desarrollo de la investigación.

En el diseño de la investigación, se tuvieron en cuenta los siguientes métodos:



Análisis y Síntesis: Para el estudio y análisis de las protecciones eléctricas en la subestación de la PSA, se tomaron en cuenta los antecedentes y los trabajos precedentes realizados anteriormente en función del mejoramiento de los circuitos para reducción de las pérdidas técnicas.

Hipotético-Deductivo: Para la elaboración de la hipótesis, cuya veracidad se intentará materializar en la investigación.

La observación científica: Para estar al tanto del desarrollo y el comportamiento del objeto de estudio de la investigación, para la validación de los resultados esperados en la investigación.

La entrevista: Para recopilar informaciones referentes al comportamiento precedente y actual de nuestro objeto de estudio, con el fin de diagnosticar su estado, teniendo en cuenta las necesidades que proporcionaran un camino correcto en la elaboración de un plan de acciones en función de la selección de un método eficaz para lograr los objetivos trazados.

Criterio de expertos: En la proposición de las variantes a implementar como resultado de la investigación, de acuerdo a los resultados esperados en el proceso investigativo, y de implementación.

Capítulo I.

Marco contextual

y

Teórico.



CAPÍTULO I. MARCO CONTEXTUAL Y TEÓRICO.

1.1 Introducción.

Toda instalación eléctrica debe estar provista de una serie de protecciones que la hagan 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. Las protecciones eléctricas están destinadas a proteger de cortocircuitos o fallas, y de condiciones anormales los diferentes elementos de un circuito: Generadores, Transformadores, Motores, Barras de Pizarras, Alimentadores etc. Con la adquisición de los relay electrónicos digitales MULTILIN, se incorporaron a los esquemas nuevas protecciones eléctricas que anteriormente no se venían utilizando, por lo que requirió establecer una política adecuada sobre la explotación de todas las protecciones eléctricas. No es nuestro objetivo adentrarnos dentro de estas especificaciones, más bien conocer cuáles son las protecciones que tenemos activadas según el elemento a proteger, principios básicos de las protecciones, ajustes, etc.

1.2 Estudios precedentes.

El ajuste de las protecciones eléctricas en las industrias se ha puesto en práctica a nivel internacional como nacional y se consideran relevantes por los resultados beneficiosos obtenidos. Son varios los trabajos relacionados con el tema a raíz de los cambios existentes que surgen en las industrias para solventar cualquier problema que se presente.

Como antecedentes de este trabajo de diploma tenemos otros realizados anteriormente como:

- El Máster en Ciencias e Ingeniero Eléctrico Karell Bisset del departamento de desarrollo de dicha empresa Moa Nickel S/A Pedro Sotto Alba, donde realizó la construcción del modelo del sistema eléctrico de la empresa, mediante el



software MATLAB. Así como la modelación de las protecciones más usadas para la protección de barras (Sobrecorriente y Diferencial de corriente).

- Maikel San Luis Luis realizó en el 2009 el ajuste de las protecciones eléctricas de la subestación Moa Nickel S/A Pedro Sotto Alba para la disminución de posibles riesgos en la producción, debido a la instalación de un nuevo transformador en la subestación de 110 kV de dicha empresa, con el fin de satisfacer toda la carga en su totalidad.
- El trabajo realizado por el Ing. Michel Montero Martínez en el 2011 sobre el ajuste de la subestación Las Pasas de 34,5 a 13,8 kV, debido a los constantes déficits de cogeneración y las variaciones de las cargas fundamentales de la empresa René Ramos Latour.
- Yoanney Ramírez Pérez en el 2011 realizó el ajuste de las protecciones eléctricas en el lazo de 110 kV de la subestación de Mayabe para situaciones críticas del sistema por la ocurrencias de fallas en la SE de Holguín 220 kV, en la que se ha tenido que brindar servicio a los clientes de la SE de Güirabo y Holguín 110 kV a través del lazo de 110 kV de la SE de Mayabe sin un previo análisis de las protecciones implicadas, para los nuevos regímenes del sistema (SEN).
- El trabajo realizado por el Ing. Ulises Fuentes Noris en el 2011 sobre la evaluación del ajuste de las protecciones eléctricas en la Batería Pedernales en Holguín, donde realiza un recálculo de los cortocircuitos para verificar el correcto ajustes de las mismas.

1.3 Sistema eléctrico de potencia.

Una subestación eléctrica es una instalación destinada a modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, constituido por máquinas, aparatos y circuitos que tienen la función de facilitar el transporte y distribución de la energía eléctrica, permitiendo esto modificar los parámetros de la potencia eléctrica, así como el flujo de la energía (Donald, 1969), Figura1.1.



Figura1.1 Subetación Eléctrica

1.3.1 Regímenes Transitorios Permisibles.

Los regímenes transitorios permisibles ocurren en los circuitos de distribución para los cuales no debe perderse el correcto funcionamiento. Estos son los regímenes para los cuales la carga no debe perder el suministro de energía. Es importante destacar que al ser transitorios solamente duran un período determinado de tiempo. Dentro de este tipo de régimen abordaremos sobre las sobrecargas temporales y la carga fría (Stevenson, 1986).



1.3.2 Sobrecargas Temporales.

Una sobrecarga es causada fundamentalmente por cargar en exceso al sistema eléctrico, como lo podemos ver al instalar demasiados equipos, tales como mucho consumidores en una misma línea. Los elementos de un sistema eléctrico son contruidos para soportar un tiempo determinado de sobrecarga. Al ser llamados sobrecargas temporales el dispositivo de protección no debe operar antes su aparición (Feodorov, y otros).

La carga fría es el resultado de la combinación de cargas conectadas en el circuito y que en el momento de energizar dicho circuito pueden intervenir. Experimentalmente muchos especialistas han demostrado que las protecciones en los transformadores de subestaciones deben quedar por encima de varios puntos de tiempo contra corriente, los cuales se muestran en la Tabla1.1. Nótese como la corriente va decreciendo con el aumento del tiempo desde valores superiores a la corriente nominal hasta acercarse a ella.

Tabla1.1 Puntos de la curva de carga fría

Valor de corriente	Tiempo (s)
3 In	10 s
6 In	1s
2 In	15 x 60 s

Los fusibles del primario de los transformadores de las subestaciones son sometidos a sobre intensidades de corriente de larga duración que ocurren debido a la pérdida de diversidad de la carga después de una interrupción extendida (30 minutos o más). Estas sobre intensidades de larga duración son las causantes de la carga fría. Las corrientes de carga fría suelen tener una duración de hasta 30 minutos después del reavivamiento. Este fenómeno ocurre desde cargas eléctricas grandes tales como acondicionadores de aire, refrigeradores, y los calentadores eléctricos que se controlan por termostatos. Se debe evitar para este régimen una operación del



fusible conectado al primario del transformador. Este debe ser capaz de soportar la corriente del transformador expuesto a la sobre intensidad de corriente transitoria provocada por la carga fría. Para transformadores regularmente grandes (hasta 1000 kVA) el perfil de la recolección de la carga fría no se diferencia mucho de los transformadores más pequeños. Siempre se debe tratar de que las protecciones de los transformadores queden por encima de los puntos mostrados en la Tabla 1.1.

1.4 Regímenes Temporales no Permisibles.

Los regímenes transitorios no permisibles son aquellos que pueden causar daños en el equipamiento y en el circuito de distribución como tal. Su acción es indeseada, causando pérdida de la calidad de la energía. Por tales razones, deben ser desconectados en el menor tiempo posible, evitando la ruptura de dispositivos y el mal funcionamiento del sistema. Los dispositivos de protección en los sistemas de distribución deben desconectar los circuitos y equipos antes de que ocurran aumentos de temperatura dañinas. Aún moderados aumentos de temperatura pueden reducir considerablemente la vida de los equipos; por ejemplo, sobrecargas de tan solo el 15% en algunos consumidores reducen la vida de aislamiento en un 50%. Los elementos de protección seleccionados deben ser lo suficientemente capaces de detectar sin ejecutar operación alguna la conexión de grandes cargas y sobrecargas temporales. Sin embargo, si la sobrecarga continúa, las protecciones deben operar antes de que haya daños en el sistema o sus componentes (Marcovich I, 1972).

1.4.1 Fallas.

El que ocurran fallas en sistemas de distribución es mucho más frecuente que en los sistemas de transmisión y generación debido a que en estas hay gran cantidad de equipos y circuitos instalados. El problema de las fallas no tendría importancia si la distribución de la energía eléctrica fuera mediante cables subterráneos, sin embargo desde ya hace más de 20 años se viene utilizando cada vez más las líneas



aéreas, lo que origina un peligro latente de riesgo eléctrico a las personas ante la caída a tierra de un conductor (Mazorra, y otros).

1.4.1.1 Las fallas se podrían clasificar de acuerdo a su naturaleza en dos tipos:

- Temporales.
- Permanentes.

El 85 % de las fallas es de carácter transitorio, en la mayoría de las ocasiones provocadas por descargas atmosféricas y solamente un 15 % es de fallas permanentes.

1.4.2 Cortocircuitos.

El conocimiento de la magnitud de las corrientes que circulan por los equipos y circuitos de los sistemas eléctricos de potencia, tanto en condiciones normales como en condiciones de falla, es la base fundamental para la selección y coordinación de los dispositivos de protección de sobrecorriente en serie. Normalmente las corrientes de cortocircuito son muy elevadas, entre 5 y 20 veces el valor máximo de la corriente de carga en el punto de falla. La condición normal de un sistema de potencia es sin falla, sin embargo es casi imposible evitar su presencia en el sistema, debido a muchas causas, las cuales están fuera del control humano. Debido a ello, los equipos o el sistema en general, en estas condiciones, pueden sufrir daños que en ocasiones son graves, por lo que es necesario al diseñar las instalaciones que éstas contengan todos los elementos adecuados de protección, considerando los valores más altos de corriente de cortocircuito para poder llevar a cabo el ajuste de los dispositivos de protección (relés) y la capacidad de cortocircuito de los equipos. De igual manera, es importante conocer los valores mínimos de corriente de falla para poder calibrar las protecciones de tal manera que las puedan detectar y aislar (Barreto Garcia, 1969).

Los cortocircuitos se pueden clasificar en simétricos (balanceados) y asimétricos (desbalanceados). Figura 1.2.

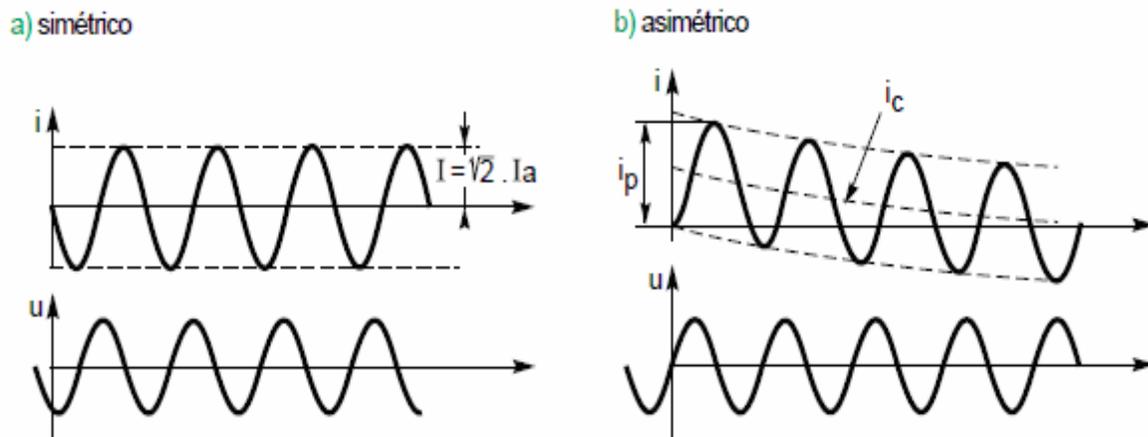


Figura 1.2 Presentación gráfica de una corriente de cortocircuito simétrica y asimétrica.

En los cortocircuitos simétricos las corrientes de las tres fases del sistema son iguales en el instante del cortocircuito. Entre ellas se tiene:

- Cortocircuito trifásico.
- Cortocircuito trifásico a tierra.

En los cortocircuitos asimétricos las corrientes en las tres fases del sistema no son iguales en el instante del cortocircuito (Peláez González, 1986). Entre ellas se pueden citar:

- Cortocircuito bifásico (fase a fase).
- Cortocircuito bifásico a tierra (dos fases a tierra).
- Cortocircuito monofásico (fase a tierra).

El que ocurran estos cortocircuitos es causado por una serie de un porcentaje relativo de factores tales como la configuración de los circuitos, condiciones atmosféricas, el método de puesta a tierra, etc. Figura 2.3.



Las principales características de los cortocircuitos son:

- Su duración: auto extingible, transitorio, permanente.

Su origen:

- Originados por factores mecánicos (rotura de conductores, conexión eléctrica accidental entre dos conductores producida por un objeto conductor extraño, como herramientas o animales).
- Debidos a sobretensiones eléctricas de origen interno o atmosférico.

Causados por la degradación del aislamiento provocada por el calor, la humedad o un ambiente corrosivo.

Su localización: dentro o fuera de una máquina o un tablero eléctrico.

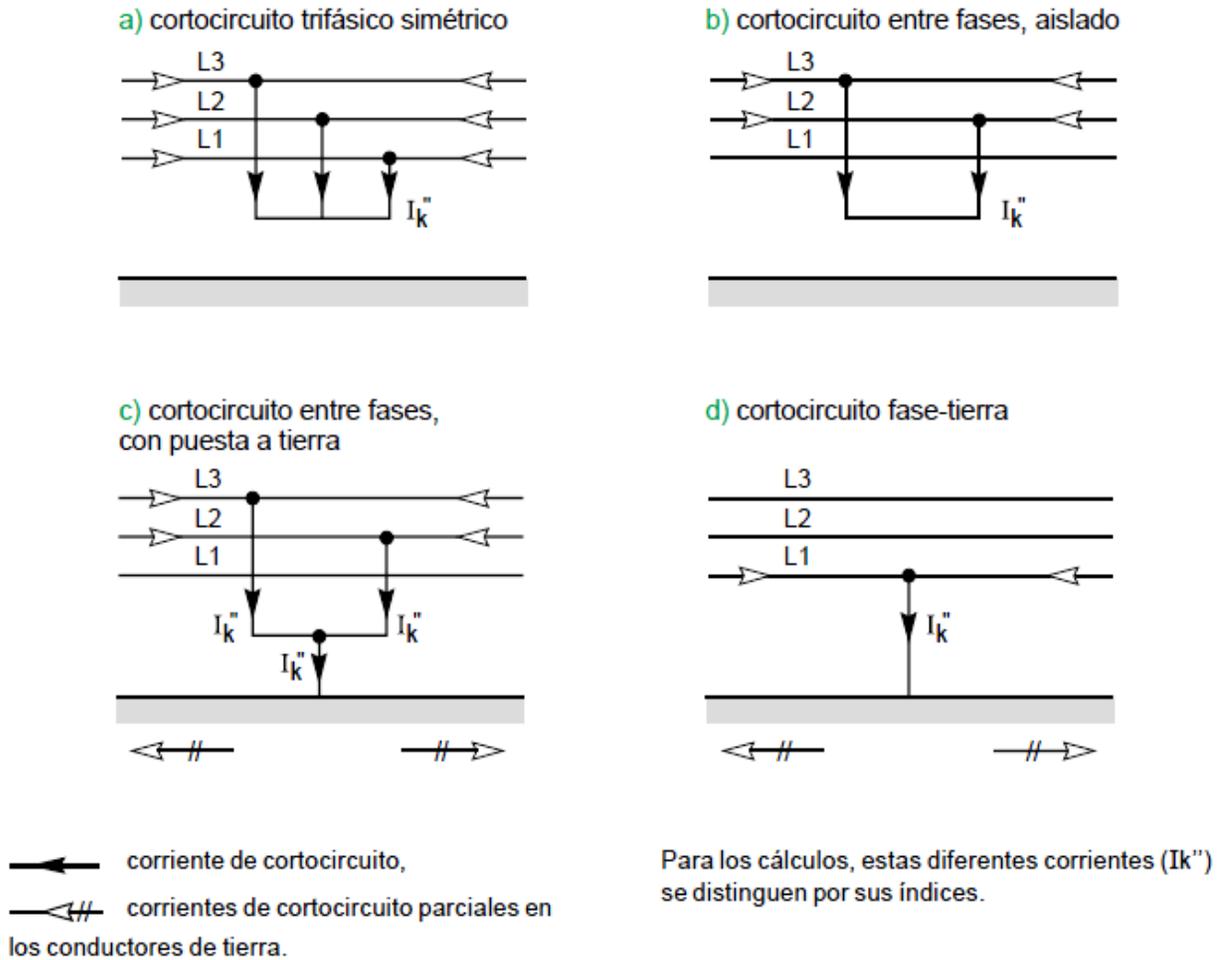


Figura 2.3 Los diferentes cortocircuitos y sus corrientes.

1.4.3 Consecuencia de los Cortocircuitos.

Depende de la naturaleza y duración de los defectos, del punto de la instalación afectado y de la magnitud de la intensidad.

Según el lugar del defecto, la presencia de un arco puede:

- Degradar los aislantes.
- Fundir los conductores.
- Provocar un incendio o representar un peligro para las persona.

Según el circuito afectado, pueden presentarse:



- Sobre esfuerzos electrodinámicos con: deformación de los juegos de barras, arrancado o desprendimiento de los cables, sobrecalentamiento debido al aumento de pérdidas por efecto Joule, con riesgo de deterioro de los aislantes.

Para los otros circuitos eléctricos de la red afectada o de redes próximas:

- Bajadas de tensión durante el tiempo de la eliminación del defecto, de algunos milisegundos a varias centenas de milisegundos.
- Desconexión de una parte más o menos importante de la instalación, según el esquema y la selectividad de sus protecciones.
- Inestabilidad dinámica y/o pérdida de sincronismo de las máquinas.
- Perturbaciones en los circuitos de mando y control.

1.4.4 Sobrecargas Permanentes.

En el momento que una sobrecarga supera un tiempo determinado para el cual un elemento puede ser dañado, esta se convierte en una avería. Los dispositivos conectados en las líneas de distribución, tales como transformadores y otros elementos deben ser protegidos contra sobrecargas excesivas. En el caso de los transformadores se construyen con un margen de tiempo de sobrecarga para el cual no deben dañarse sus elementos de construcción. Muchos circuitos de distribución se construyen con múltiples posibilidades de enlace, evitando así las desconexiones por tiempos prolongados y las sobrecargas excesivas del transformador de alimentación. Las sobrecargas permanentes se caracterizan por provocar un incremento de temperatura en las partes conductoras de transformadores y otros. Debido a esta acción, pueden perderse las propiedades de los conductores y perder gran parte de la vida útil del dispositivo en general (Llamo Laborí, 1985).



1.5 Teoría del cálculo de las corrientes de cortocircuito.

Para el cálculo de cortocircuito hay muchos imponderables y este en muchas ocasiones solamente se realiza tomando en consideración las condiciones más severas, que en realidad pueden no ocurrir nunca, pero contra las cuales se debe estar prevenido. La determinación de la magnitud de la corriente de cortocircuito es tan importante como la determinación de las corrientes a plena carga, máxima demanda, factor de potencia y todos los parámetros básicos para el proyecto y explotación de la unidad de producción o la unidad consumidora de energía eléctrica. Esto garantiza que en caso de ocurrir una falla, esta sea interrumpida con seguridad por el equipo adecuado en el tiempo previsto, de manera que se pueda aislar el circuito dañado y continuar abasteciendo de energía eléctrica los circuitos vecinos, sin afectar otra área de producción (Alamos Hernández, 2006).

Existen diferentes métodos para el cálculo de la corriente de cortocircuito, (Dumas, 2000) entre los más difundidos se encuentran:

- Método de ohm.
- Método del cálculo por unidades relativas (por unidad).
- Método de los MVA.
- Método de la impedancia de barra.

El cálculo manual de la corriente de cortocircuito a través de los métodos antes mencionados, resulta una tarea bastante trabajosa cuando se desea conocer las corrientes de cortocircuito en fallas trifásicas o asimétricas. La resolución de estos métodos lleva implícito el conocimiento del método de las componentes simétricas para la conversión del sistema en los respectivos diagramas de reactancias equivalentes de secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero (Bravo).

1.6 Teoría de las Protecciones.

Las protecciones tienen unos 70 años de antigüedad, a lo largo de los cuales se han realizado grandes evoluciones con la utilización de la tecnología. Los fenómenos de



la red siguen siendo prácticamente las mismas y las faltas de las que proteger también, pero las posibilidades que ofrecen las nuevas tecnologías deben de hacernos modificar todos los fenómenos derivados de las perturbaciones en el sistema eléctrico, para hacer el mejor uso. Se deben tener en cuenta tres principios básicos de las protecciones:

- Todas las fallas deben considerarse como transitorias.
- Si la falla es permanente, se debe desconectar (eliminar) la falla.
- Se debe desconectar la menor parte del circuito.

A todo relé o sistema de protección, se le exigen cuatro requisitos fundamentales para que realice su función correctamente (Autores). Estos requisitos son:

1-Sensibilidad. 3-Rapidez. 5-Coordinación.
2-Selectividad. 4-Fiabilidad.

1.6.1 Sensibilidad.

Un relé o sistemas de protección debe ser lo suficientemente sensible como para operar en las condiciones de falla mínima que se puedan dar en la parte del sistema que tenga encomendada. En cualquier sistema eléctrico, en varias ocasiones en el día y durante las distintas estaciones del año, la carga puede variar entre límites muy amplios. Para cubrir estas exigencias cambiantes de la carga solicitada, es preciso poner diferentes combinaciones en la generación con el fin de atender la demanda de la forma más adecuada. La condición de mínima exigencia de generación es generalmente la que nos va a definir la sensibilidad de las protecciones. En estas condiciones, circulará por la protección la mínima corriente de falta al producirse un cortocircuito y este deberá ser lo suficientemente sensible para detectar esa falta.

1.6.2 Selectividad.

La selectividad de un relé de protección o de un sistema de protección determinada es la posibilidad de escoger adecuadamente dentro de que zona encomendada y después disparar los elementos necesarios para despejar la falta. Las protecciones



deben diferenciar entre aquellas faltas para las que deben de operar por haberse producido en los propios equipos que protegen, de las faltas que se produzcan en otros equipos para las que no deben de operar. En ocasiones las protecciones no son seleccionadas con el cuidado debido y ello implica el que no se vean afectadas por las faltas que se produzcan fuera de los equipos o de las zonas que tienen bajo su responsabilidad. Otro tipo de protecciones, con actuación diferida en faltas fuera de su zona encomendada, son consideradas relativamente selectivas. En estas protecciones generalmente, la selectividad se obtiene a través de diferentes ajustes de los niveles de respuesta y de los tiempos de operación, en coordinación con los que se pretende sean selectivos.

1.6.3 Rapidez.

La rapidez es un aspecto esencial para el correcto uso de las protecciones eléctricas, puesto que estas garantizan una respuesta eficaz para casos de elementos dañados, por ende evita que se produzcan mayores desperfectos debidos a los efectos del cortocircuito y de esta manera, reducir los costos de reparación y el de su permanencia fuera de servicio. La rapidez de operación tiene además, repercusión directa en la estabilidad general del sistema eléctrico.

1.6.4 Fiabilidad.

Otro de los requisitos indispensables para un satisfactorio funcionamiento de las protecciones es que debe de ser fiable, lo que está en la medida del grado de confianza de que un sistema de protección va a actuar correctamente. Este término de fiabilidad trae incluido dentro de sí dos conceptos. Por un lado, la obediencia que es la cualidad de que una protección opere correctamente cuando es requerido para operar y por otro lado la seguridad que es la cualidad de no operar ante unas causas extrañas, evitando actuaciones incorrectas. La fiabilidad de un sistema de protecciones depende, en primer lugar, de la fiabilidad de los propios relés y en segundo lugar, de su aplicación, de su correcta instalación y de su mantenimiento preventivo.



1.7 Relés.

El relé es el elemento principal del circuito de la protección por relés. Los estudios muestran que el relé fue por vez primera diseñado y construido en los años 1830-1832 por el científico ruso P.L.Shilling. Este relé era un importante elemento del aparato de llamada en el telégrafo ideado por dicho científico ruso. En la actualidad se denominan relés muchos aparatos automáticos que se emplean en la protección por relé, relé se entiende un aparato de acción automática que tiene como objeto, mediante una magnitud actuante que caracteriza ciertos fenómenos exteriores, provocar cambios ocasionales en los sistemas controlados. Estos surgieron en todas sus variantes con grandes posibilidades de ajustes y menor costo. Los relés pueden medir corriente o tensión y en muchos casos las dos al mismo tiempo, extraen la componente que desean, la comparan, esperan el tiempo determinado por el tipo de temporización que posean; ya sea tiempo inverso o definido y actúan cerrando sus contactos. Por lo general los contactos de un relé no tienen la suficiente potencia como para controlar las bobinas de los interruptores y, por tanto, se hace necesario utilizar otros elementos intermedios.

1.7.1 Relés de sobrecorriente de fase.

Estos dispositivos son muy sencillos y su principio de acción está muy relacionado con el valor eficaz de la corriente. Este dispositivo mide el valor eficaz de la corriente que llega a sus bornes, y opera el valor medido supera un valor preestablecido con anterioridad (ajuste). La operación la hará en dependencia del tipo de temporización que posea: Tiempo inverso (51) o Tiempo definido (50).

En la actualidad existen relés que extraen las componentes de secuencia cero de las corrientes de las fases y actúan de manera similar a los explicado anteriormente, pero con las corrientes de secuencia cero. Son conocidos en la norma ANSI como 50G y 51G. Estos últimos sólo actuarían para aquellos fenómenos con la tierra como los cortocircuitos monofásicos.



1.7.2 Relé de sobre y baja tensión.

En estos relés sucede de la misma forma a lo explicado en los Relés de Sobrecorriente pero con la tensión. Claro que se colocarían en el secundario de un transformador de potencial. Aunque son más comunes los de características de tiempo definido también aparecen los de tiempo inverso, pero su aplicación no está muy generalizada. Se conocen en la norma ANSI como 27 y 59. Se pueden encontrar variantes de estos dispositivos pero que operen con algunos de las componentes armónicas de la tensión, por ejemplo el tercer armónico y son muy comunes en la protección de generadores contra fallos a tierra.

1.7.3 Relé direccional.

En muchas ocasiones y principalmente en redes multilaterales se hace necesario medir con efectividad que corriente, durante un fallo, proviene de una u otra fuente; es decir, se hace necesario medir la dirección de la corriente de cortocircuito. Estos Relés Direccionales aparecen por dos razones, la primera por la imposibilidad de coordinar los relés de sobrecorriente en las redes multilaterales y la segunda por la detección de inversión no permitida de la potencia en un sistema. Su función es detectar la dirección de la corriente o de la potencia durante regímenes en los sistemas. También miden la tensión y corriente, y con ellos miden la dirección de la potencia. En algunos relés sólo interesa conocer la dirección de la potencia (67) y en otros, se necesitan conocer la cantidad de potencia invertida (32). De aquí se derivan dos variantes de relés: unos que reaccionan al desfase entre la tensión y la corriente, mientras que existen otros que reaccionan a la cantidad de potencia invertida.

1.7.4 Relé diferencial.

En algunas redes, fundamentalmente las de Transmisión, son imprescindibles acciones rápidas de las protecciones para todos los fallos que se puedan presentar en la línea; es decir, una protección de acción instantánea que proteja el total de la línea sin dejar zonas muertas o de no operación. Entonces el problema radica en encontrar un método de protección que sea independiente de los cambios de la



generación, como la protección de distancia, pero que a la vez no tenga zona muerta y en este sentido aparece la protección diferencial que es altamente sensible y absoluta. Un relé diferencial mide dos corrientes por cada paso, muchas veces no son solo dos, pero el principio de acción es el mismo. En este tipo de relés se ajusta una corriente y si el valor de la diferencia que el mide es superior al valor ajustado opera. Estos son conocidos como relés diferenciales instantáneos y su numeración ANSI es 87 (Ramos, 2009).

1.8 Dispositivos de Protección.

Las protecciones se caracterizan por ser Primarias o Secundarias. Es decir, si las señales se medirán directamente de la línea o a través de un elemento de medición (transformadores de corriente, de potencial, etc.). Muchas veces algunos autores las caracterizan como principales o auxiliares. La protección que actuará contra los defectos más graves que ocurran en el elemento que por tanto hará caso omiso a los fallos externos a éste, son las llamadas principales. Se le llama protección a la unión de todos los elementos que participan en ella, desde el transformador de corriente hasta el interruptor que es el desconectivo. En este sentido se le denominan a las partes de una protección: Elementos de Protección. Entre estos elementos está el elemento de comparación, que accionará cuando el valor del o los parámetros medidos supere el nivel de ajuste (Elementos de máxima) o cuando estos parámetros estén por debajo del valor de ajuste (Elementos de mínima). Es muy fácil convertir un elemento de máxima en uno de mínima o viceversa. La acción de las protecciones nunca es instantánea. Aunque se han logrado tiempos muy pequeños, siempre hay un retraso entre la ocurrencia del fallo y la desconexión del mismo, en esto influyen los retardos de tiempo de cada uno de los elementos de la protección. En ocasiones, estos elementos presentan una demora de tiempo que no tiene relación alguna con el valor o nivel del fenómeno transitorio (Temporización Independiente) y en otros casos si (temporización dependiente). Esta característica es tratada por algunos autores como elementos de tiempo definido y elementos de tiempo inverso, porque generalmente en los segundos, el tiempo tiene relación



inversa al nivel del parámetro que mide. La localización de las protecciones es variable, pero por lo general está situada en el lugar donde enlaza con el elemento que le sirve de alimentación. Muchas protecciones son compactas, es decir, no están divididas en partes. El mismo equipo mide las corrientes, compara y acciona o desconecta al elemento averiado, en este caso tenemos a los fusibles, interruptores automáticos, algunos relés térmicos, etc. En ocasiones estos dispositivos son diseñados de tal forma que se comportan siguiendo una única característica, es decir, no puede ser cambiada su característica de operación, un ejemplo de esto se observa en los fusibles. Esta característica divide a las protecciones en ajustables o no ajustables. Las protecciones no ajustables únicamente hay que seleccionarlas adecuadamente. Un punto importante es el proceso de ajuste, este concepto un poco antiguo apareció con los elementos electromagnéticos y mixtos (electrónicos y electromagnéticos) y está relacionado con el mantenimiento del dispositivo. Cuando los dispositivos de protección llevan un tiempo de operación, hay que verificar si aún se está comportando correctamente, nótese que puede haber estado instalado y como no ocurrió ningún fallo, no ha actuado jamás. Para hacer estas verificaciones, el fabricante brinda algunas reglas que lo permiten (Monografía de Protecciones Eléctricas, 2001).

1.9 Conclusiones del capítulo.

- La búsqueda bibliográfica permitió actualizar el estado del arte sobre los trabajos realizados en este campo, demostrando que los mismos se realizan apoyándose fundamentalmente de software de cálculo y simulación de eventos.
- Se identificaron las principales fallas que aparecen en estos circuitos y los elementos necesarios para proteger el sistema.

Capítulo II.

*Materiales y métodos
a
emplear.*



CAPÍTULO II. MATERIALES y MÉTODOS A EMPLEAR.

2.1 Introducción.

Después del comienzo de un cortocircuito, son conocidos los elevados niveles que alcanzan las corrientes durante su ocurrencia y por tanto, su permanencia, no solo sería fatal para el elemento averiado, sino también para otros elementos que no participan directamente en el fenómeno transitorio. Las altas corrientes generan grandes temperaturas en el punto de descarga o de cortocircuito y si estos no son desconectados con extrema rapidez, el elemento averiado quedaría destruido completamente y no podrá ser siquiera reparado. Esto puede traer como consecuencia explosiones peligrosas para la seguridad del personal operario, etc. son algunos de las consecuencias que traen consigo las averías, y para evitar estos desastres, se deben instalar protecciones y que su acción sea lo más rápida posible. Los niveles de las corrientes de cortocircuitos trifásicos pueden superar en 10 veces las corrientes nominales del equipo averiado y solo bastará que este permanezca unas centésimas de segundo y el equipo puede quedar inutilizable. Los tiempos de actuación casi siempre son, en caso de cortocircuitos, menores que 0.5 segundos; por tanto, los sistemas eléctricos necesitan elementos que actúen con gran velocidad. Evidentemente estos no pueden ser logrados con la acción física del hombre y se necesitan elementos autónomos para actuar contra los fallos en los sistemas eléctricos y estos son llamados Protecciones Eléctricas. Después de un tiempo de uso estos dispositivos utilizados para proteger las cargas deben de verificarse para su correcto funcionamiento y así mantener la seguridad en todas las instalaciones y como ya se había mencionado, en la del personal que está relacionado con dichas instalaciones.

2.2 Descripción de la subestación Moa Nickel S/A Pedro Sotto Alba.

La S/E Moa-Nickel S.A 110 / 13.8 kV se encuentra situada en la periferia de dicha empresa a orillas del embalse de suministro de agua. Esta S/E esta enlazada al sistema nacional por dos líneas a 110 kV tomadas como derivación tap de la línea



doble circuito que enlaza las S/E Punta Gorda 220 / 110 kV y la S/E Centeno 110 / 34.5 kV. En cada campo de la Subestación existen instalados: un desconectivo de línea con cuchilla de puesta a Tierra, un juego de pararrayos trifásico, un juego trifásico de transformadores de potencial, un juego trifásico de transformadores de corriente, un interruptor de SF6, una cuchilla trifásica de barra, un juego trifásico de aisladores de apoyo en el campo 1 y un transformador de fuerza de 20 MVA, 110 kV/13,8 kV, del tipo inmerso en aceite con conexión estrella/ estrella aterrada. En la **Figura 2.1** se muestra el monolinial de dicha subestación (Autores, 2002).

2.2.1 Los datos generales de los transformadores de Fuerza de la subestación Moa Nickel S/A Pedro Sotto Alba:

➤ Tipo de Transformador	Inmerso en aceite con conservador
➤ Operación Normal	Intemperie
➤ Servicio	Continuo
➤ Enfriamiento	ONAN/ONAF
➤ Frecuencia	60 Hz
➤ Potencia Nominal	20 MVA
➤ Temperatura ambiente	40°C máx. 30°C promedio
➤ Relación transf.	110/13,8 kV
➤ Impedancia de Voltaje	12,5%
➤ Grupo Conexión	Ynyno
➤ Fabricante	UNINDO - Alsthom

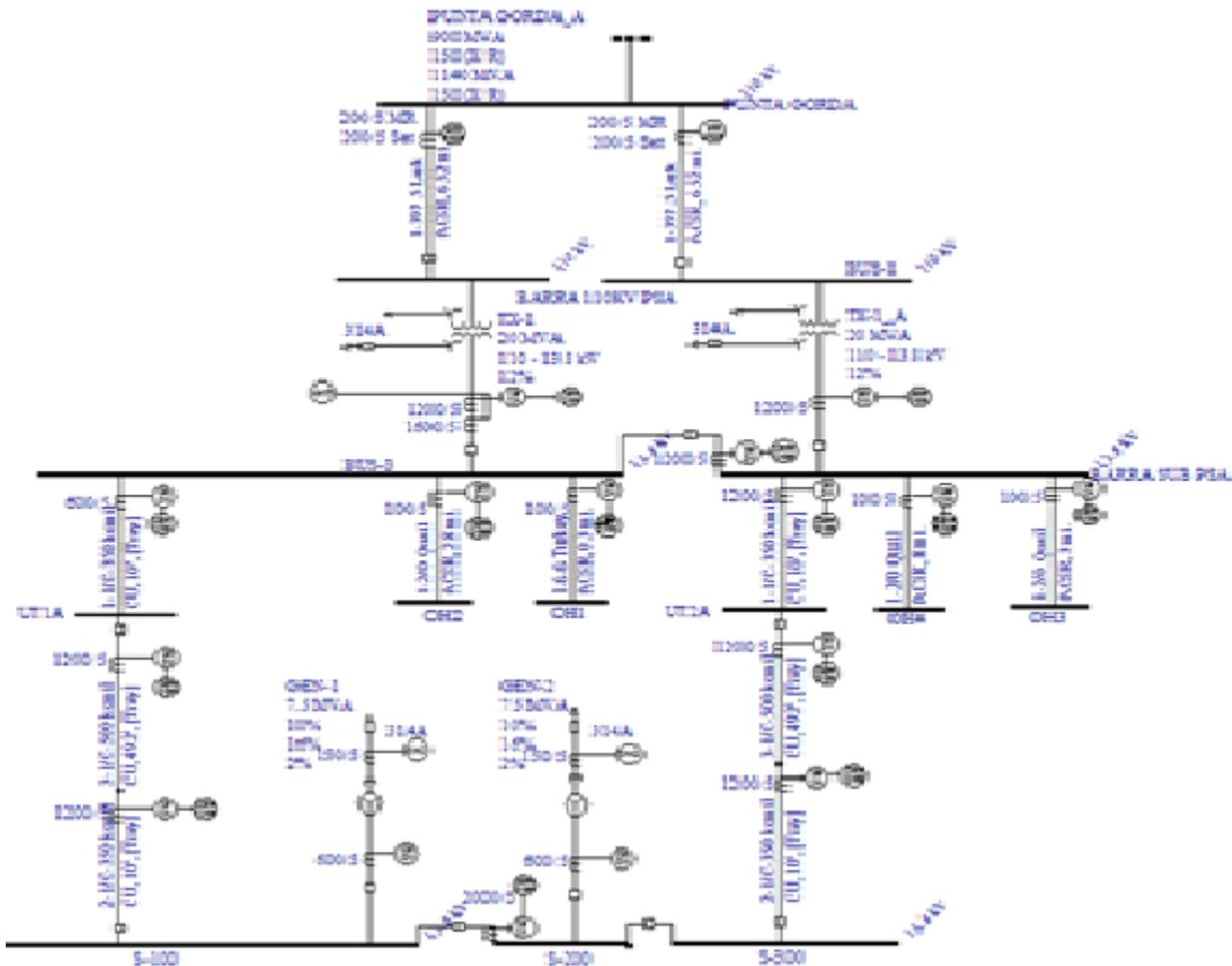


Figura 2.1 Monolinial de la subestación.

2.3 Características generales del software.

Para el cálculo de las corrientes de corto circuitos existen varios software de mucha importancia como es el caso del PSX, el Radial, el CYMDIST y el Easy Power por tan solo mencionar algunos. Los cuales son de mucha importancia y a su vez son muy utilizadas por su gran campo de acción en distintas ramas de las protecciones eléctricas. Estos se pueden encontrar en muchas investigaciones gracias a su forma sorprendente y amena de realizar el cálculo. En nuestro caso utilizaremos el software Easy Power, el cual está instalado de manera convencional en la empresa



Moa Nickel S/A Pedro Sotro Alba, permitiéndonos la posibilidad de acceso y utilización del mismo. Este software viene hace unos años demostrando su efectividad a la hora de la obtención de resultados. El Easy Power es una herramienta ingenieril computacional para el análisis de sistemas eléctricos ya sean completamente el cálculo de cortocircuito y el análisis del flujo de potencia. Este software es muy aceptado por su fácil manipulación ya que se controla interactiva y directamente desde el propio monolinal. Dicho software posee grandes ventajas sobre otros programas en cuanto a tiempo de ejecución, capacidad de modelación, seguridad y confiabilidad en sus cálculos. El análisis de cortocircuito por Easy Power fue diseñado para fallos trifásicos y fallos asimétricos utilizando la norma ANSI estándar. Las mayores corrientes de cortocircuito se experimentan en las zonas cercanas a las fuentes de alimentación y a medida que se incrementa la distancia las corrientes tienden a disminuir por la aparición de reactancias en todo el trayecto ().

Para una aplicación apropiada de los equipos de protección se deben tener en cuenta una serie de factores de gran importancia entre los cuales tenemos:

- Distancia y calibre de conductores a lo largo del circuito que se desea proteger.
- Voltaje del sistema.
- Corrientes normales de carga en las ubicaciones del equipo de protección.
- Niveles de falla máxima y mínima en los puntos que se desean proteger.
- Valores mínimos de operación.
- Características operativas (curvas tiempo-corriente) y secuencia seleccionada en los equipos de protección.
- En el equipo de protección se deben considerar ciertos márgenes de capacidad, tales que cubran los futuros crecimientos de carga o probables modificaciones del sistema.



- Normalmente, a medida que las distancias desde la subestación aumentan, se utilizan equipos menos caros y menos sofisticados. (Distribution System Protection and Apparatus Coordination, 1962).

2.4 Teoría de ajustes de las protecciones.

Existen muchas variantes de protecciones colectoras, pero como protecciones para este tipo de elementos se emplean fundamentalmente las protecciones de sobrecorriente, direccionales de corriente, protecciones a distancia y diferenciales de corriente. Por ser las más utilizadas y conocidas para estos fines, en este capítulo se analizará el ajuste de los relés de protecciones diferenciales de transformadores, de protecciones a distancia y por último protecciones de sobrecorriente (Metodología para la selección y Coordinación de Protecciones Eléctricas, 2004).

2.5 Ajuste del Relé T60 o protecciones diferenciales a transformadores.

El Sistema de Protección de Transformador T60 es un relé basado en microprocesadores para la protección de transformadores de potencia trifásicos pequeños, medianos y grandes. El relé puede ser configurado con un máximo de cuatro entradas de corriente trifásica y cuatro entradas de corriente a tierra y pueden satisfacer aplicaciones con los enrollados del transformador conectados entre dos breaker, tal como en una barra en forma de anillo o en la configuración del breaker. El T60 realiza compensación de magnitud y de desfase internamente, eliminando requisitos para la conexión externa del transformador de corriente (TC) y TCs auxiliares, el mismo lo podemos observar en la Figura 2.2.



Figura 2.2 Relé de protecciones diferenciales a transformadores T60.

El elemento del diferencial de porcentaje es el dispositivo principal de protección en el T60. Los elementos de protección diferencial instantánea, de voltio por Hertz, de falla de tierra restringida y muchos otros elementos de la protección de corriente, voltaje y frecuencia son también incorporados. El T60 incluye dieciséis comparadores programables completamente universales, o Flex Elements, que provee flexibilidad adicional permitiendo al usuario hacer a medida sus funciones de protección que responden a cualquier señal medida o calculada por el relé. Las funciones de medición del T60 incluyen fasores y valores verdaderos de raíz media cuadrática para corrientes y voltajes, armónicos de corriente y THD, componentes simétricos, frecuencia, potencia, factor de potencia y energía. Las características diagnósticas incluyen una grabadora de acontecimiento capaz de almacenar 1024 acontecimientos marcados por tiempo, un oscilográfico capaz de almacenar hasta 64 registros con habilitación programable, contenido y tasa de muestreo y adquisición del registrador de datos de hasta 16 canales, con un contenido y tasa de muestreo programable. El reloj interno usado para etiquetar tiempos puede estar sincronizado con una señal IRIG-Bo por el protocolo SNTP de un puerto de Ethernet. Este conteo de tiempo preciso permite que se pueda determinar la secuencia de acontecimientos en todo el sistema. Los acontecimientos también pueden estar programados por ecuaciones Flex Logic para provocar la captura de datos del oscilográfico que pueden ser configurados para registrar los parámetros medidos antes y después el



acontecimiento para analizar en una computadora personal (la PC). Estas herramientas significativamente se achican el tiempo de localización de fallas y simplifican la generación del informe en el caso de una falla del sistema. Un puerto delantero RS232 puede ser usado para conectarse a una PC para la programación de las configuraciones y el monitoreo de valores reales. Una variedad de módulos de comunicaciones está disponible. Dos puertos traseros RS485 permiten el acceso independiente por el cuerpo administrativo de ingeniería de computadoras del sistema. Todos los puertos series usan el protocolo operativo Modbus RTU. Los puertos RS485 pueden estar conectados a las computadoras del sistema con velocidades en audios de hasta 115.2 kilobits (Multilin, 2004).

2.5.1 Ajuste a la protección diferencial a transformadores.

$$I_{n_{alta}} = \frac{20MVA}{\sqrt{3} * 0,11} = 104,97A \quad (1)$$

Por tanto el que se toma es TC1=200TC Transformador de corriente

$$I_{n_{baja}} = \frac{20MVA}{\sqrt{3} * 0,0138} = 836,74A \quad (2)$$

Por tanto el que se toma es TC2=1200

$$\text{Margen de error (110kV)} = \frac{200}{104,97} = 1,905 \quad (3)$$

$$\text{Margen de error (13,8kV)} = \frac{1200}{836,74} = 1,434 \quad (4)$$

Para la realización de estos cálculos tomamos como referencia el TC1 o enrollado secundario de transformador

$$\text{Por tanto } M1 = \frac{1,905}{1,434} = 1,32 \quad (5)$$

(6) Por tanto M 2 = 1 (porque este enrollado fue tomado como referencia).



Esto es lo que normalmente denominamos como la compensación de magnitud que tiene el relé.

Por ejemplo si la carga real fuera de 100A por alta y de 797A por baja.

$$\frac{100}{40} * 1,32 = 3,3$$

$$\frac{797}{240} * 1 = 3,3$$

Por tanto la corriente diferencial $I_{Dif} = 3,3 - 3,3 = 0$

(7) Otro método que es el llamado por unidad (p.u).

$$I_{1sec} = \frac{100}{40} = 2,5$$

$$I_{2sec} = \frac{797}{240} = 3,3$$

(8) Corrientes compensadas.

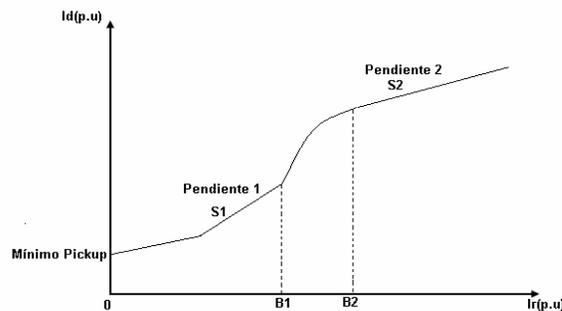
$$I_{1comp} = \frac{100}{200} * 1,32 = 0,66pu$$

$$I_{2comp} = \frac{797}{240} * 1 = 0,66pu$$

Corriente diferencial: $I_{Dif} = 0,66 - 0,66 = 0 p.u$

Corriente de restricción.

(9)



B1: Breakpoint #1.

B2: Breakpoint #2.

S1: Slope#1.

S2: Slope#2.

Figura 2.3 Curva del relé T60.



B1: Este ajuste corresponde al valor máximo de la operación lineal de los TCs.

(10) Error en los TCs: el error en los TCs es de $\pm 10\%$

+ 10% TC1= 10,497A, por tanto $104,97+10,497=115,467A$

- 10% TC2= 83,674A, por tanto $836,74-83,674=753,066A$

Referido a valores por unidad (p.u):

$$\frac{115,467}{200} * 1,32 = 0,76pu$$

$$\frac{753,066}{1200} * 1 = 0,62pu$$

Por tanto la corriente diferencial = $0,76-0,62= 0,14p.u.$

(11) El cambio de taps. de los transformadores de fuerza pudiera adicionar otro 10% del error.

Por tanto el mínimo pick up = $0,14+0,1=0,24p.u.$

(12) Slope1: S1

➤ $I_d = 0,104$

➤ Corriente de restricción $I_r = 0,76$

$$\text{Slope1: } \frac{I_d}{I_r} * 10\% = 18\%$$

Se adiciona un 5% como margen de seguridad.

Por tanto $S1=18\% + 5\% = 23\%$

Un valor típico para la primera pendiente es de 25%.

(13) Break point 1= B1



Es escogido como B1 el error en magnitud que introducen los TCs, en este caso es de 1,32p.u. Un valor típico usado es 2,00 p.u.

Este ajuste debe ser lo suficientemente alto para contrarrestar la corriente diferencial causada por la saturación de los TCs.

Un valor típico es $S2 = 100\%$

Valores calculados para los ajustes.

- Minimum Pick up =0, $2*1200 =240A$, corriente diferencial.
- Break 1, $B1 =2*1200 =2400A$, corriente de restricción.
- Break 2, $B1=8*1200 =9600A$, corriente de restricción.
- Slope 1 =25% (0, 25).
- Slope 2 =100% (1, 00).

2.6 Ajuste del Relé D60 o protecciones de distancia.

El Sistema de Protección Línea a Distancia D60 es un relé basado en microprocesadores, pretendido para el uso en las líneas de transmisión de cualquier nivel de voltaje y en las cercanías de una compensación serie, en aplicaciones de disparo de tres polos y de uno solo. La función primaria del relé consta de cinco zonas de protección de fase y de tierra a distancia, ya sea mho o circunferencia según la selección del usuario, con lógica incorporada para los cinco.

Los elementos de distancia son optimizados para proveer buena exactitud de medida con un tiempo rápido de operación, aun cuando se usan con transformadores de voltaje capacitivos (TVCs), y pueden ser supervisados por la detección de oscilaciones de potencia. El relé también provee elementos direccionales de sobrecorriente a tierra, los cuáles son común mente usados como parte de un sistema global de protección de las líneas, este dispositivo se puede observar en la Figura 2.4.

Las zonas de distancia de fase del D60 pueden ser con figuradas para operar con voltajes y corrientes alimentados de TVs y TCs localizados independientemente de uno a otro en cada lado de un transformador trifásico de potencia. El relé compensa consecuentemente para conservar, alcanzar y corregir la información meta a pesar de la posición y tipo de falla. Una función de acercamiento a la falla (o del paso a la falla) es realizada por el elemento de arresto de la línea. El disparo fuera-de-paso, el auto recierre de tres polos o de un polo del breaker dual, la comprobación del sincronismo, la locación de la falla y muchas otras funciones están también disponibles. Además, la protección contra sobrecorriente y baja tensión, el diagnóstico de fallas, la medición de potencia y las funciones RTU son provistas.



Figura 2.4 Relé protección de distancia D60.

El D60 provee protección de fase, neutro y contra baja corriente temporizado a tierra. Las funciones de sobrecorrientes temporizadas pueden ser programadas con la curva de formas múltiples o la Flex Curve para la coordinación óptima. La medición del voltaje, la corriente y la potencia están incorporadas en el relé como un rasgo estándar. Los parámetros de la corriente están disponibles como magnitud total de raíz media cuadrática de la forma de onda, o como la frecuencia fundamental con sólo magnitud de raíz media cuadrática y el ángulo (el fasor). Las características diagnósticas incluyen una grabadora de acontecimiento capaz de almacenar 1024 acontecimientos marcados por tiempo, un oscilográfico capaz de almacenar hasta 64



registros con habilitación programable, contenido y tasa de muestreo y adquisición del registrador de datos de hasta 16 canales, con un contenido y tasa de muestreo programable. El reloj interno usado para el etiquetar tiempos puede estar sincronizado con una señal IRIG-B o por el protocolo SNTP de un puerto de Ethernet. Los relés de distancia se prefieren a los de sobrecorriente porque no se ven tan afectados por los cambios de la magnitud de la corriente de cortocircuito ni por los cambios en la capacidad de generación y de la configuración del sistema. Los relés de distancia de fase se ajustan con base en la impedancia de secuencia positiva entre la localización del relé y la falla; más allá de la cual deberá detenerse el funcionamiento de un relé dado. Los relés de distancia de tierra están ajustados de la misma forma, aunque algunos tipos pueden responder a la impedancia de secuencia cero. Esta impedancia, o la distancia correspondiente, son conocidas como el alcance del relé o de la unidad (Multilin, 2004). Para convertir la impedancia primaria en un valor secundario para utilizarlo en el ajuste de un relé de distancia de fase o tierra, se usa la fórmula siguiente:

$$Z_{\text{sec}} = Z_{\text{prim}} * \frac{RTC}{RTP} \quad (14)$$

Donde RTC es la relación de la corriente de fase de alta tensión con la corriente de fase del relevador, y RTP es la relación de la tensión de fase a fase de la alta tensión con la tensión de fase a fase del relé todas en condiciones trifásicas equilibradas. La práctica es ajustar la primera zona o de alta velocidad, de los relés de distancia, para alcanzar de 80% a 90% de la longitud de la línea de dos extremos o bien de 80% a 90% de la distancia a la Terminal más cercana de una línea de terminales múltiples. No hay ajuste de acción retardada para esta unidad, es decir que el tiempo es 0.

Ajuste:

$$Z1=0,80 * ZI=0,80 * 4,35=3,5\Omega/\text{prim.}$$



$$(0,1527\Omega/\text{sec})$$

$$\Phi_{ms}=70^\circ$$

Φ_{ms} →Ángulo de máxima sensibilidad

El propósito principal de la unidad de segunda zona de un relé de distancia es proporcionar protección para el resto de la línea más allá del alcance de la unidad de primera zona. Esta deberá ajustarse de tal manera que sea capaz de funcionar aún en las fallas de arco en el extremo de la línea. Para hacer esto la unidad debe alcanzar hasta más allá del extremo de la línea. Se acostumbra conservar el alcance de la unidad de segunda zona aun mínimo de 20% de la sección de línea adyacente; cuanto más lejos pueda extenderse esta en la sección de la línea adyacente, mayor será la desviación permitida en el alcance de la unidad de tercera zona, de la siguiente sección de línea posterior, que debe ser selectivo con esta unidad de segunda zona. Por lo que la zona 2 (Final de la línea más un 20 a un 60% de la línea adyacente) y con un tiempo $t_2=T_1 + \Delta t$. ($\Delta t=0,4$ a $0,6$ seg.). El valor máximo del alcance de la segunda zona también tiene un límite. En condiciones de sobre alcance máximo, el alcance de la segunda zona deberá ser bastante corto para ser selectivo con las unidades de segunda zona de los relevadores de distancia en las secciones de líneas adyacentes.

Ajuste:

$$Z_2=Z_1+40\%*Z_2=4,35\angle 69.4^\circ+40\%*7.6\angle 69.4^\circ=7\Omega/\text{prim.} (0.31\Omega/\text{sec})$$

$$\Phi_{ms}=70^\circ$$

Φ_{ms} →Ángulo de máxima sensibilidad

$$\Delta t_2=0,5\text{seg}$$

La tercera zona proporciona protección de respaldo en las fallas en las secciones de líneas adyacentes. Su alcance deberá extenderse tan lejos como sea posible, más allá del extremo de la sección de línea adyacente más larga, en las condiciones que



originan la cantidad máxima de sobre alcance, es decir, arcos y fuentes de corriente intermedias.

Ajustes

$$Z_3 = Z_{l1} + Z_{l2} + Z_t = 4,35 + 4,2 + 99,2 = 107,7 \Omega / \text{prim.}$$

$$(4,7 \Omega / \text{sec})$$

$$\Phi_{ms} = 70^\circ$$

$\Phi_{ms} \rightarrow$ Ángulo de máxima sensibilidad.

$$\Delta t_2 = \Delta t_2 + \Delta t = 1,1 \text{ seg}$$

2.7 Ajuste del Relé 750/760 o protecciones de sobrecorriente.

El relé 750 Feeder Management es una unidad basada en microprocesadores pretendidas para el manejo y la protección primaria de alimentadores de distribución, así como para el manejo y la protección de apoyo de barras, transformadores, y las líneas de transmisión. El relé 750 es particularmente adecuado para alimentadores aéreos, dónde el recierre automático es normalmente aplicado. Cada relé provee protección, control y funciones de monitoreo con interfaces locales y las controladas remotas por humanos. También ostenta las condiciones presentes de disparo / alarma y la mayor parte de los más de 35 parámetros medidos del sistema. La grabación de anteriores disparos, alarma o eventos de control, los niveles de demanda máxima y el consumo de energía son también realizados este relé se puede observar en la Figura 3.5.

Este relé contiene muchas características innovadoras. Para responsabilizarse por normas diversas de utilidad y los requisitos de la industria, estos rasgos tienen la flexibilidad para estar programados para utilizarse como el usuario específico necesite. Esta flexibilidad naturalmente hará de este equipo difícil. Para auxiliar a los

usuarios nuevos a hacer funcionar la protección básica rápidamente, los puntos de referencia están configurados a valores predeterminados típicos y las características avanzadas están deshabilitadas. Estas configuraciones pueden ser reprogramado en cualquier momento. La programación puede ser realizada con el panel y el despliegue de la parte delantera. Debido a las numerosas configuraciones, este método manual puede ser algo difícil. Para simplificar la programación y proveer una interface más intuitiva, los puntos de referencia pueden ser introducidos con una PC que ejecuta el software Ener Vista 750 Setup, lo cual viene con el relé. Aún con el mínimo conocimiento de la computadora, este software accionado por menú provee acceso fácil para todas las funciones del panel delantero. Los valores reales y los de referencia pueden ser exhibidos, alterados, guardados, e impresos. Si las configuraciones son guardadas en un archivo de referencia, estas pueden ser descargadas en cualquier momento al puerto de programas del panel delantero del relé a través de un cable de la computadora que se conecta al puerto serie de cualquier otra computadora personal (Multilin, 2004).



Figura 3.5 Relé protección de sobrecorriente SR-750



2.7.1 Ajuste de la Protección de Sobrecorriente de fase para tiempo definido (50p) y (50n).

$$Iop_{50PH} = Kseg * Icc_{extm\acute{a}x} \quad (15)$$

$$Iop_{50N} = Kseg * Icc_{extm\acute{a}x} \quad (16)$$

$$Ks = \frac{Icc_{2\Phi m\acute{i}n}}{Iop_{50PH}} > 2 \quad (17)$$

$$Ks = \frac{Icc_{2\Phi m\acute{i}n}}{Iop_{50N}} > 2 \quad (18)$$

Ejemplo 1: Ajuste de la protección de sobrecorriente de fase para tiempo definido (50p) en la barra 110 kV PSA para el interruptor H-941(V5=0) y en la barra Bus-1 para el interruptor H-942 (V4=0).

$$Iop_{50PH} = Kseg * Icc_{extm\acute{a}x}$$

$$Ks = \frac{Icc_{2\Phi m\acute{i}n}}{Iop_{50PH}} > 2$$

$$Iop_{50PH} = 1.2 * 4043A$$

$$Ks = \frac{3501}{4851} = 0.72 > 2 \quad \text{No se cumple el ajuste}$$

$$Iop_{50PH} = 4851A$$

Para lograr el ajuste se despeja:

$$2 = \frac{Icc_{2\Phi m\acute{i}n}}{Iop_{50PH}}$$

$$Iop_{50PH} = \frac{Icc_{2\Phi m\acute{i}n}}{2} = \frac{3501}{2} = 1750A$$

$$Top_{50} = (0)s \quad \text{Que actúa tan rápido como pueda (instantáneo)}$$

Ejemplo 2: Ajuste de la protección de sobrecorriente de fase a tierra para tiempo definido (50p) en la barra 110 kV PSA para el interruptor H-941(V5=0) y en la barra Bus-1 para el interruptor H-942 (V4=0).

$$Iop_{50N} = Kseg * Icc_{extm\acute{a}x}$$

$$Ks = \frac{Icc_{2\Phi m\acute{i}n}}{Iop_{50N}} > 2$$



$$Iop_{50N} = 1.2 * 3807A \qquad Ks = \frac{3589}{4568} = 0.78 > 2 \quad \text{No se cumple el ajuste}$$

$$Iop_{50N} = 4568A$$

Para lograr el ajuste se despeja:

$$2 = \frac{Icc_{2\Phi\min}}{Iop_{50N}} \qquad Iop_{50N} = \frac{Icc_{2\Phi\min}}{2} = \frac{3589}{2} = 1794A$$

$$Top_{50} = (0)s \qquad \text{Que actúa tan rápido como pueda (instantáneo)}$$

Dónde:

Iccext máx.: Corriente de cortocircuito externa a máxima generación. Puede calcularse la que existe en el extremo de la línea

Kseg: Coeficiente que toma en cuenta los posibles errores de los relés, transformadores de corrientes, etc. (1,2 -1,3).

Iop50: Corriente de ajuste de los relés que constituyen el primer escalón.

Ks: Coeficiente de sensibilidad que garantiza el completo respaldo a las líneas adyacentes.

2.7.2 Ajuste de la protección de sobrecorriente de fase a tierra para tiempo inverso (51p) y (51n).

$$Iop_{51P} = Kseg * I_{sermáx} \qquad (19) \qquad S = \sqrt{3} * I * V \qquad (20)$$

$$Ks = \frac{Icc_{2\Phi\min}}{Iop_{51P}} > 1.2 \qquad (21) \qquad I_{sm} = \frac{S}{\sqrt{3} * V} \qquad (22)$$



Ejemplo 3: Ajuste de la protección de sobrecorriente de fase para tiempo inverso (51p) en la barra 110 kV PSA para el interruptor H-941 (V5=0) y en la barra Bus-1 para el interruptor H-942 (V4=0).

$$I_{op}_{51P} = K_{seg} * I_{serm\acute{a}x}$$

$$S = \sqrt{3} * I * V$$

$$I_{op}_{51P} = 1.5 * 105A$$

$$I_{sm} = \frac{S}{\sqrt{3} * V}$$

$$I_{op}_{51P} = 1.5 * 105A$$

$$I_{sm} = \frac{20MVA}{\sqrt{3} * 110} = 105.5A$$

$$K_S = \frac{I_{cc_{2\Phi_{m\acute{i}n}}}}{I_{op}_{51P}} > 1.2$$

$$K_S = \frac{3501}{157.5} = 22.2 > 1.2$$

Se cumple

$$T_{op}_{51} = (0)s$$

Que actúa tan rápido como pueda (instantáneo)

Ejemplo 4: Ajuste de la protección de sobrecorriente de fase a tierra para tiempo inverso (51n) en la barra 110 kV PSA para el interruptor H-941(V5=0) y en la barra Bus-1 para el interruptor H-942 (V4=0).

$$I_{op}_{51N} = K_{seg} * I_{serm\acute{a}x}$$

$$S = \sqrt{3} * I * V$$

$$I_{op}_{51N} = 1.5 * 105A$$

$$I_{sm} = \frac{S}{\sqrt{3} * V}$$

$$I_{op}_{51N} = 1.5 * 105A$$

$$I_{sm} = \frac{20MVA}{\sqrt{3} * 110} = 105.5A$$

$$K_S = \frac{I_{cc_{2\Phi_{m\acute{i}n}}}}{I_{op}_{51N}} > 1.2$$

$$K_S = \frac{3589}{157.5} = 22.8 > 1.2$$

Se cumple



$$Top_{51} = (0)s$$

Que actúa tan rápido como pueda (instantáneo)

Dónde:

Kseg: Coeficiente de seguridad que toma en cuenta el error de medición del relé (1.5÷2).

Iser.máx: Máxima corriente permisible por la línea.

Ks: Coeficiente de sensibilidad que garantiza el completo respaldo a las líneas adyacentes.

2.8 Conclusiones del capítulo

- La caracterización de la subestación eléctrica de 110 kV de la empresa Moa Nickel S/A Pedro Sotto Alba permitió actualizar el diagrama monolinial para el cálculo de los niveles de corriente de cortocircuito en el software Easy Power.
- Se seleccionaron los dispositivos de protección y se planteó la metodología necesaria para el ajuste de sus funciones.

Capítulo III.

Análisis

de los

Resultados.



Capítulo III. Análisis de los resultados.

3.1 Introducción.

Los cálculos ingenieriles aplicados en este trabajo se enfocaron principalmente en ajustar los parámetros de los dispositivos de protección ya existentes en la subestación de la empresa Moa Nickel S/A Pedro Sotro Alba para las seis variantes a implementar, por lo que el análisis técnico se enfoca preferentemente en el aporte social, al valorar la importancia de contar con los ajustes del segundo campo.

3.2 Análisis técnico.

A raíz de los cálculos realizados en el Capítulo II para las protecciones de sobrecorriente (750), se realizó un análisis técnico en cuanto a los ajustes de las variantes a implementar para las diferentes formas de operación de la subestación, con el objetivo de lograr una mayor fiabilidad a las protecciones para el empleo de algunas de estas propuestas. A continuación presentamos las diferentes variantes con sus respectivos ajustes de los interruptores.

1- Para el mantenimiento o falla en las líneas ya sea desde el interruptor PS-101 hasta el H-941 o desde el interruptor PS-102 hasta el H-942 empleamos la Variante 1 (ver Tabla 3.1.): Ambas líneas de 110 kV, carga de termoeléctrica a través del UT-1 y UT-2, enlace de 13.8 kV abierto.

Tabla 3.1 Interruptores de las barras para la Variante 1.

VARIANTE	PS-101	PS-102	Cuchilla 110 kV	TIE 13.8 kV	UT-1A y UT-1	UT-2A y UT-2	TIE 200/300	TIE 200/300
1	ON	ON	OFF	OFF	ON	ON	ON	ON

Ajuste en la barra 110 kV para el interruptor H941 y en la barra BUS-1 para el interruptor H942. Tabla 3.2.



Tabla 3.2 Ajuste para los interruptores H941 y H942 en la Variante 1.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	K_{s51p}	I_{op50n} (A)	K_{s51n}
1	1750	22,2	1794	22,8

- Ajuste de los interruptores: TIE 13.8 kV, OH-1, OH-2, OH-3, OH-4, UT-1A, UT-2A en las barras SUB y Bus-3. Tabla 3.3.

Tabla 3.3 Ajuste de los interruptores: TIE 13.8 kV, OH-1, OH-2, OH-3, OH-4, UT-1A, UT-2A en la Variante 1.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	K_{s51p}	I_{op50n} (A)	K_{s51n}
1	6884	10,9	6928	11,1

- Ajuste de los interruptores UT-1 y UT-2 en las barras UT-1A y UT-2A respectivamente. Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Ajuste de los interruptores UT-1 y UT-2 en la Variante 1.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	K_{s51p}	I_{op50n} (A)	K_{s51n}
V1=TIE 13.8 kV	6884	10,9	6928	11,1

- Ajuste de los interruptores TIE 100/200 y 200/300 en las barras S-100-200-300 respectivamente. Tabla 3.5.

Tabla 3.5 Ajuste de los interruptores TIE 100/200 y 200/300 en la Variante 1.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	K_{s51p}	I_{op50n} (A)	K_{s51n}
1	6929	11,5	6973	11,12

2- Para el mantenimiento o falla en los UT-1 y UT-1A empleamos la Variante 2: Ambas líneas de 110 kV, carga de termoeléctrica a través del UT-2A y UT-2 con enlace de 13.8kV cerrado. Tabla 3.6.



Tabla 3.6 Interruptores de las barras para la Variante 2.

VARIANTE	PS-101	PS-102	Cuchilla 110 kV	TIE 13.8 kV	UT-1A y UT-1	UT-2A y UT-2	TIE 200/300	TIE 200/300
2	ON	ON	OFF	ON	OFF	ON	ON	ON

- Ajuste en la barra 110 kV para el interruptor H941 y en la barra BUS-1 para el interruptor H942. Tabla 3.7.

Tabla 3.7 Ajuste para los interruptores H941 y H942 en la Variante 2.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	Ks_{51p}	I_{op50n} (A)	Ks_{51n}
2	1750	22,2	1794	22,8

- Ajuste de los interruptores: TIE 13.8 kV, OH-1, OH-2, OH-3, OH-4, UT-1A, UT-2A en las barras SUB y Bus-3. Tabla 3.8.

Tabla 3.8 Ajuste de los interruptores: TIE 13.8 kV, OH-1, OH-2, OH-3, OH-4, UT-1A, UT-2A en la Variante 2.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	Ks_{51p}	I_{op50n} (A)	Ks_{51n}
2	6929	11,5	6973	11,12

- Ajuste de los interruptores UT-1 y UT-2 en las barras UT-1A y UT-2A respectivamente. Tabla 3.9.

Tabla 3.9 Ajuste de los interruptores UT-1 y UT-2 en la Variante 2.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	Ks_{51p}	I_{op50n} (A)	Ks_{51n}
2	6929	11,5	6973	11,12

- Ajuste de los interruptores TIE 100/200 y 200/300 en las barras S-100-200-300 respectivamente. Tabla 3.10.



Tabla 3.10 Ajuste de los interruptores TIE 100/200 y 200/300 en la Variante 2.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	K_{s51p}	I_{op50n} (A)	K_{s51n}
2	6905	11,01	6969	12,5

3- Para el mantenimiento o falla en los UT-2 y UT-2A empleamos la Variante 3: Ambas líneas de 110 kV, carga de termoelectrica a través del UT-1A y UT-1 con enlace de 13.8 kV cerrado. Tabla 3.11.

Tabla 3.11 Interruptores de las barras para la Variante 3.

VARIANTE	PS-101	PS-102	Cuchilla 110 kV	TIE 13.8 kV	UT-1A y UT-1	UT-2A y UT-2	TIE 200/300	TIE 200/300
3	ON	ON	OFF	ON	ON	OFF	ON	ON

- Ajuste en la barra 110 kV para el interruptor H941 y en la barra BUS-1 para el interruptor H942. Tabla 3.12.

Tabla 3.12 Ajuste para los interruptores H941 y H942 en la Variante 3.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	K_{s51p}	I_{op50n} (A)	K_{s51n}
3	1750	22,2	1794	22,8

- Ajuste de los interruptores: TIE 13.8 kV, OH-1, OH-2, OH-3, OH-4, UT-1A, UT-2A en las barras SUB y Bus-3. Tabla 3.13.

Tabla 3.13 Ajuste de los interruptores: TIE 13.8 kV, OH-1, OH-2, OH-3, OH-4, UT-1A, UT-2A en la Variante 3.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	K_{s51p}	I_{op50n} (A)	K_{s51n}
3	6929	11,5	6973	11,12



- Ajuste de los interruptores UT-1 y UT-2 en las barras UT-1A y UT-2A respectivamente. Tabla 3.14.

Tabla 3.14 Ajuste de los interruptores UT-1 y UT-2 en la Variante 3.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	K_{s51p}	I_{op50n} (A)	K_{s51n}
3	6929	11,5	6973	11,12

- Ajuste de los interruptores TIE 100/200 y 200/300 en las barras S-100-200-300 respectivamente. Tabla 3.15.

Tabla 3.15 Ajuste de los interruptores TIE 100/200 y 200/300 en la Variante 3.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	K_{s51p}	I_{op50n} (A)	K_{s51n}
3	6905	11,01	6969	12,5

4- Para el mantenimiento ya sea del interruptor PS-102, de la línea correspondida (poda de árboles y limpieza de aisladores) y falla en la línea empleamos la Variante 4: Una sola línea de 110 kV PS-101, carga de termoeléctrica a través del UT-2A y UT-2 solamente con enlace de 13.8 kV cerrado. Tabla 3.16.

Tabla 3.16 Interruptores de las barras para la Variante 4.

VARIANTE	PS-101	PS-102	Cuchilla 110 kV	TIE 13.8 kV	UT-1A y UT-1	UT-2A y UT-2	TIE 200/300	TIE 200/300
4	ON	OFF	OFF	ON	OFF	ON	ON	ON

- Ajuste en la barra 110 kV para el interruptor H941 y en la barra BUS-1 para el interruptor H942 ($V_4=0$). Tabla 3.17.

Tabla 3.17 Ajuste para los interruptores H941 y H942 en la Variante 4.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	K_{s51p}	I_{op50n} (A)	K_{s51n}
4	1738	22,0	1782	22,6



- Ajuste de los interruptores: TIE 13.8 kV, OH-1, OH-2, OH-3, OH-4, UT-1A, UT-2A en las barras SUB y Bus-3. Tabla 3.18.

Tabla 3.18 Ajuste de los interruptores: TIE 13.8 kV, OH-1, OH-2, OH-3, OH-4, UT-1A, UT-2A en la Variante 4.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	Ks_{51p}	I_{op50n} (A)	Ks_{51n}
4	5129	8,18	5173	8,25

- Ajuste de los interruptores UT-1 y UT-2 en las barras UT-1A y UT-2A respectivamente. Tabla 3.19.

Tabla 3.19 Ajuste de los interruptores UT-1 y UT-2 en la Variante 4.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	Ks_{51p}	I_{op50n} (A)	Ks_{51n}
4	5129	8,18	5173	8,25

- Ajuste de los interruptores TIE 100/200 y 200/300 en las barras S-100-200-300 respectivamente. Tabla 3.20.

Tabla 3.20 Ajuste de los interruptores TIE 100/200 y 200/300 en la Variante 4.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	Ks_{51p}	I_{op50n} (A)	Ks_{51n}
4	5129	8,18	5173	8,25

5- Para el mantenimiento ya sea del interruptor PS-101, de la línea correspondida (poda de árboles y limpieza de aisladores) y falla en la línea empleamos la Variante 5: Una sola línea de 110 kV PS-102, carga de termoeléctrica a través del UT-1A y UT-1 solamente con enlace de 13.8 kV cerrado. Tabla 3.21.

Tabla 3.21 Interruptores de las barras para la Variante 5.

VARIANTE	PS-101	PS-102	Cuchilla 110 kV	TIE 13.8 kV	UT-1A y UT-1	UT-2A y UT-2	TIE 200/300	TIE 200/300
5	OFF	ON	OFF	ON	ON	OFF	ON	ON



- Ajuste en la barra 110 kV para el interruptor H941 ($V_5=0$) y en la barra BUS-1 para el interruptor H942. Tabla 3.22.

Tabla 3.22 Ajuste para los interruptores H941 y H942 en la Variante 5.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	K_{s51p}	I_{op50n} (A)	K_{s51n}
5	1680	21,2	1732	21,8

- Ajuste de los interruptores: TIE 13.8 kV, OH-1, OH-2, OH-3, OH-4, UT-1A, UT-2A en las barras SUB y Bus-3. Tabla 3.23.

Tabla 3.23 Ajuste de los interruptores: TIE 13.8 kV, OH-1, OH-2, OH-3, OH-4, UT-1A, UT-2A en la Variante 5.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	K_{s51p}	I_{op50n} (A)	K_{s51n}
5	5129	8,18	5173	8,25

- Ajuste de los interruptores UT-1 y UT-2 en las barras UT-1A y UT-2A respectivamente. Tabla 3.24.

Tabla 3.24 Ajuste de los interruptores UT-1 y UT-2 en la Variante 5.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	K_{s51p}	I_{op50n} (A)	K_{s51n}
5	5129	8,18	5173	8,25

- Ajuste de los interruptores TIE 100/200 y 200/300 en las barras S-100-200-300 respectivamente. Tabla 3.25.

Tabla 3.25 Ajuste de los interruptores TIE 100/200 y 200/300 en la Variante 5.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	K_{s51p}	I_{op50n} (A)	K_{s51n}
5	5129	8,18	5173	8,25

6- Para el mantenimiento o falla ya sea en el Transformador 1 como en el Transformador 2 empleamos la Variante 6: Ambas líneas de 110 kV, carga de termoeléctrica a través de los dos UT con enlace de 13,8 kV abierto. Tabla 3.26.



Tabla 3.26 Interruptores de las barras para la Variante 6.

VARIANTE	PS-101	PS-102	Cuchilla 110 kV	TIE 13.8 kV	UT-1A y UT-1	UT-2A y UT-2	TIE 200/300	TIE 200/300
6	ON	ON	ON	OFF	ON	ON	ON	ON

Ajuste en la barra 110 kV para el interruptor H941 ($V5=0$) y en la barra BUS-1 para el interruptor H942 ($V4=0$). Tabla 3.27.

Tabla 3.27 Ajuste para los interruptores H941 y H942 en la Variante 6.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	Ks_{51p}	I_{op50n} (A)	Ks_{51n}
6	1950	24,8	1994	25,3

- Ajuste de los interruptores: TIE 13.8 kV, OH-1, OH-2, OH-3, OH-4, UT-1A, UT-2A en las barras SUB y Bus-3. Tabla 3.28.

Tabla 3.28 Ajuste de los interruptores: TIE 13.8 kV, OH-1, OH-2, OH-3, OH-4, UT-1A, UT-2A en la Variante 6.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	Ks_{51p}	I_{op50n} (A)	Ks_{51n}
V6:barra SUB	5187	8,27	5231	8,34
V6:barra Bus-3	2528	4,03	2572	4,10

- Ajuste de los interruptores UT-1 y UT-2 en las barras UT-1A y UT-2A respectivamente. Tabla 3.29.

Tabla 3.29 Ajuste de los interruptores UT-1 y UT-2 en la Variante 6.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	Ks_{51p}	I_{op50n} (A)	Ks_{51n}
(V6 del UT-1A)	2528	4,03	2572	4,10
(V6 del UT-2A)	5187	8,27	5231	8,34

- Ajuste de los interruptores TIE 100/200 y 200/300 en las barras S-100-200-300 respectivamente. Tabla 3.30.



Tabla 3.30 Ajuste de los interruptores TIE 100/200 y 200/300 en la Variante 6.

VARIANTE	I_{op50p} (A)	Ks_{51p}	I_{op50n} (A)	Ks_{51n}
6	5187	8,27	5231	8,34

3.3 Validación de los resultados obtenidos.

Con los resultados obtenidos en el análisis técnico de las variantes a implementar se comprueba que los ajustes propuestos a los diferentes interruptores de las barras en algunos casos son iguales. En las siguientes tablas presentamos el grupo de ajuste final.

- Ajuste en la barra 110 kV para el interruptor H941 (la Variante 5 es nula) y en la barra BUS-1 para el interruptor H942 (la Variante 4 es nula).

VARIANTES	I_{op50p} (A)	Ks_{51p}	I_{op50n} (A)	Ks_{51n}
V1=V2=V3	1750	22,2	1794	22,8
V6	1950	24,8	1994	25,3
H941 V4	1738	22,0	1782	22,6
H942 V5	1680	21,2	1732	21,8

- Ajuste de los interruptores: TIE 13.8 kV, OH-1, OH-2, OH-3, OH-4, UT-1A, UT-2A en las barras SUB y Bus-3.

VARIANTES	I_{op50p} (A)	Ks_{51p}	I_{op50n} (A)	Ks_{51n}
V1	6884	10,9	6928	11,1
V2=V3	6929	11,5	6973	11,12
V4=V5	5129	8,18	5173	8,25
V6:barra SUB	5187	8,27	5231	8,34
V6:barra Bus-3	2528	4,03	2572	4,10



- Ajuste de los interruptores UT-1 y UT-2 en las barras UT-1A y UT-2A respectivamente.

VARIANTES	I_{op50p} (A)	K_{s51p}	I_{op50n} (A)	K_{s51n}
V1=TIE 13.8kV	6884	10,9	6928	11,1
(V2=V3)=(V2 y V3 del TIE13.8 kV)	6929	11,5	6973	11,12
(V4=V5)=(V4 y V5 del TIE13.8 kV)	5129	8,18	5173	8,25
(V6 del UT-1A)=(V6 del BUS-3)	2528	4,03	2572	4,10
(V6 del UT-2A)=(V6 de la SUB)	5187	8,27	5231	8,34

- Ajuste de los interruptores TIE 100/200 y 200/300 en las barras S-100-200-300 respectivamente.

VARIANTES	I_{op50p} (A)	K_{s51p}	I_{op50n} (A)	K_{s51n}
V1=(V2 y V3 de la barra SUB)	6929	11,5	6973	11,12
V2=V3	6905	11,01	6969	12,5
(V4=V5)=(V4 y V5 de la barra UT1A)	5129	8,18	5173	8,25
V6=(V6 de la barra UT-2A)	5187	8,27	5231	8,34

3.4 Luego de analizar todas las variantes y los valores de ajuste de las protecciones se puede asegurar que la número 1 es la óptima para el trabajo continuo de la subestación y que el resto se debe utilizar en función de los trabajos de mantenimiento o averías.

3.4.1 Ventajas del estudio realizado.

- La mayoría de las operaciones se pueden realizar a distancia, con ayuda del software VIWPOINT lo que permitirá mayor eficiencia en las operaciones.
- Visualización instantánea de los resultados con un entorno gráfico



confortable y en un intervalo de tiempo corto.

- El costo de la aplicación si se compara con dispositivos más antiguos pueden ser menos fiable para un monitoreo seguro en la producción.

3.5 Conclusión del capítulo.

- El resultado del cálculo de los ajustes de las protecciones permitieron identificar las seis posibles variantes de operación para la subestación de 110 kV de la empresa Moa Nickel S/A Pedro Sotto Alba.
- Se definieron las ventajas del poder contar con los niveles de ajuste para las diferentes formas de operación de la subestación.



Conclusiones Generales.

- Mediante la metodología de cálculo propuesta en el capítulo dos se determinó el ajuste de todas las funciones de protección implementadas en los tres relés digitales en subestación de la empresa Moa Nickel S/A Pedro Sotto Alba.
- El análisis bibliográfico permitió identificar los diferentes tipos de fallos que pueden aparecer en la subestación y las ventajas del uso del software Easy Power para realizar el cálculo de los niveles de corriente de cortocircuito.
- La actualización del esquema monolinial eléctrico de la subestación permitió calcular con mayor exactitud los valores de las corrientes de cortocircuito.
- El análisis técnico arrojó las seis posibles variantes de operación de la subestación y los grupos de ajuste de las protecciones para cada una de las variantes.



Recomendaciones.

Una vez concluido el presente trabajo investigativo se pasará a hacer referencia a las siguientes recomendaciones:

- Actualizar el diagrama monolinial periódicamente para asegurar la veracidad de los valores de corriente utilizado para el ajuste de las protecciones de la subestación y el ajuste de las protecciones.
- Utilizar los valores de ajuste propuestos en la Variante 1 para la nueva forma de operación en la subestación de la empresa Moa Nickel S/A Pedro Sotto Alba.



Bibliografía

Alamos Hernández, Juan Alercio. 2006. *Cálculo de corriente de cortocircuito.* La Habana : s.n., 2006.

Autores, Clectivo de. 2002. *Manual de operaciones del sistema eléctrico de la PSA.* Moa : s.n., 2002.

Autores, Colectivos de. *Protecciones eléctricas en sistemas industriales.*

Barreto Garcia, Rafael. 1969. *cálculo de cortocircuitos.* La Habana : Ciencias Técnicas, 1969.

Bravo, Marta. *Ajuste de las protecciones en subestaciones de distribución con generación distribuida.* La Habana : s.n.

Distribution System Protection and Apparatus Coodination. **Tecnología, Asociación de Estudiantes de. 1962.** Canadá : s.n., 1962.

Donald, Beeman. 1969. *Industrial Power System.* La Habana : Instituto del Libro, 1969.

Dumas, F. 2000. *Cuadernos Técnicos Schneider # 158. Cálculo de corrientes de cortocircuitos.* 2000.

Feodorov, A y Rodríguez, A. *Suministros Eléctricos de Potencia.*

<http://es.wikipedia.org/wiki/>. [En línea]

Llamo Laborí, Hector Silvio. 1985. *Transmisión de la energía eléctrica mediante la corriente alterna.* La Habana : s.n., 1985.

Marcovich I, M. 1972. *Los regímenes de operación de los Sistemas energéticos.* La Habana : Pueblo y Educación, 1972.

Mazorra, J y Grionella, J. *Suministro Eléctrico Industrial.*



Metodología para la selección y Coordinación de Protecciones Eléctricas. **Díaz Aguirre, Yordilexis y Pelier Samón, Leonardo. 2004.** Moa : s.n., 2004.

Monografía de Protecciones Eléctricas. **Torres Breffe, Orlys Ernesto. 2001.** Moa : s.n., 2001.

Multilin, GE Industrial. 2004. *750/760 Feeder Management Relay.* Canadá : s.n., 2004.

— **2004.** *D60 Line Distance Protection System.* Canadá : s.n., 2004.

— **2004.** *T60 Transformer Protection System.* Canadá : s.n., 2004.

Peláez González, Alberto. 1986. *Fallas Asimétricas en Sistemas de Energía Eléctrica.* La Habana : Edición Revolucionaria, 1986.

Ramos, Simón. 2009. *Protección diferencial.* 2009.

Stevenson, Willian. 1986. *Análisis de los sistemas eléctricos de potencia.* La Habana : Edición Revolucionaria, 1986.

Software utilizados.

- Librería Virtual de Protecciones Eléctricas
- Paquete Microsoft Office (Word, Excel, Power Point).
- Easy Power (simulación de dispositivos de protección).

Anexos

Anexos

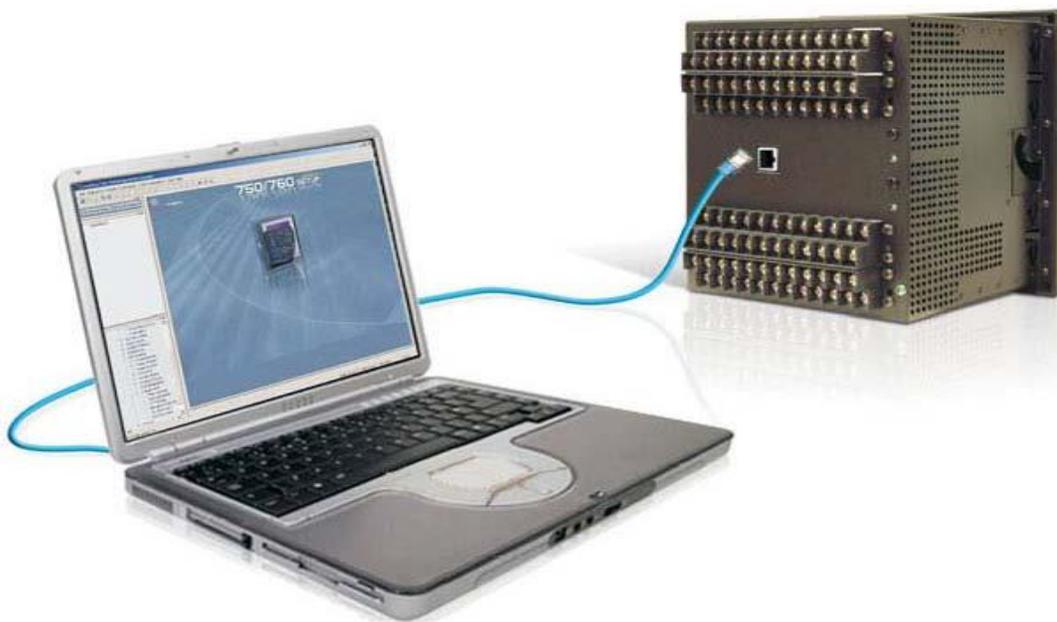
Anexo # 1.

Interface de conexión de estos relés.

Comunicaciones que usan el Puerto de RS232 Delantero.



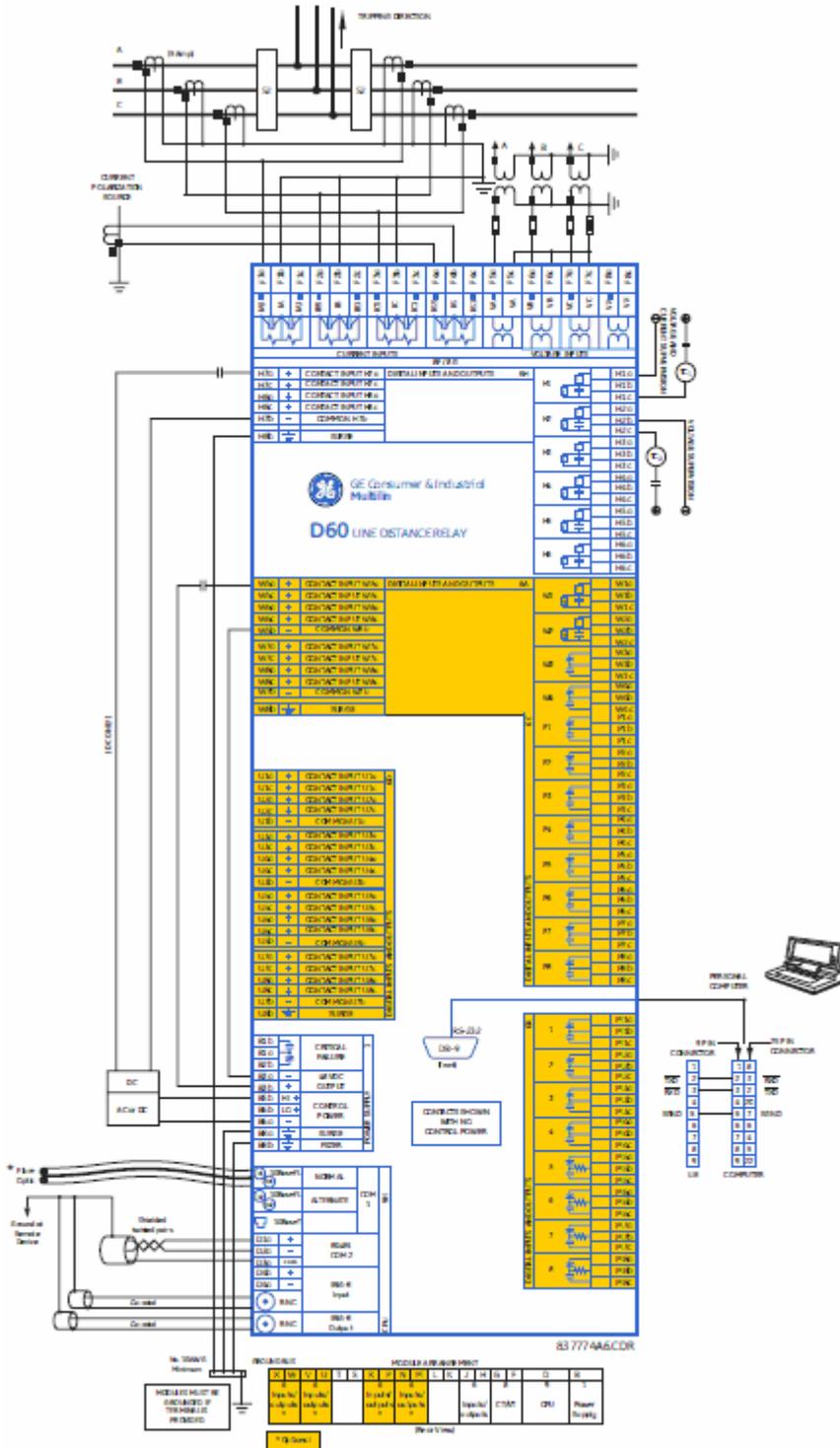
Conexión con el cable de red.





Anexo # 3.

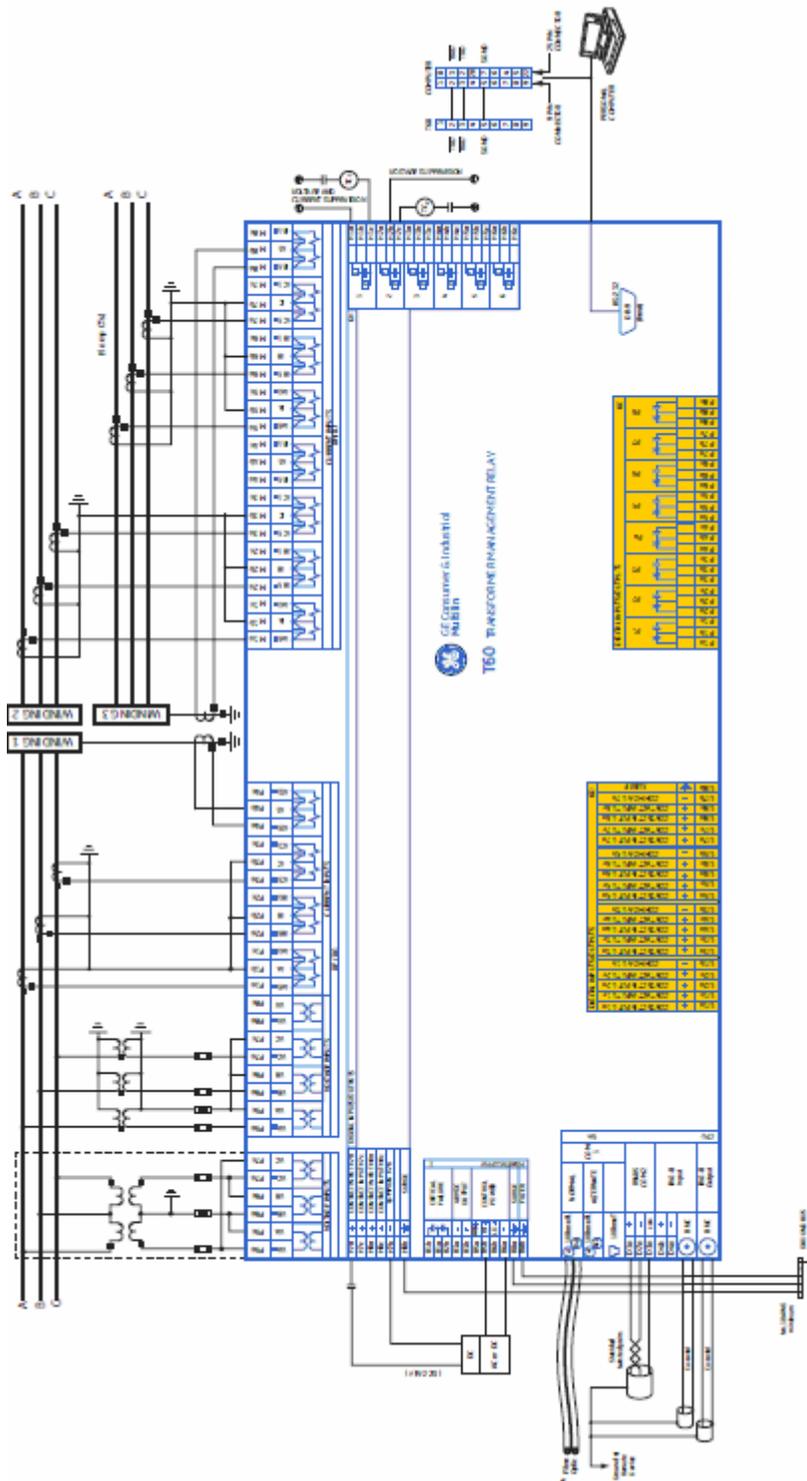
Diagrama de la instalación eléctrica del D-60.





Anexo # 4.

Diagrama de la instalación eléctrica del T-60.





Anexo # 5.

Tabla: Números de dispositivo y funciones del T60.

Números de dispositivo	Funciones	Números de dispositivo	Funciones
21G	Tierra a distancia	51P	Sobrecorriente temporizado por fase
21P	Fase a distancia	59N	Sobretensión neutro
24	Volts per hertz	59P	Sobretensión por fase
25	Comprobación de Sincronización	59X	Sobretensión auxiliar
27	Sub-voltaje por fase	67N	Sobrecorriente direccional neutro
27X	Sub-voltaje auxiliar	67P	Sobrecorriente direccional por fase
50/87	Sobrecorriente instantáneo diferencial	68	Bloqueo de las oscilaciones de potencia
50G	Sobrecorriente instantáneo a tierra	78	Disparos fuera-de-paso (sin sincronización)
50N	Sobrecorriente instantáneo neutro	81"O"	Sobre frecuencia
50P	Sobrecorriente instantáneo de fase	81U	Baja frecuencia
51G	Sobrecorriente temporizado a tierra	81G	Fallas a tierra
51N	Sobrecorriente temporizado neutro	87T	Diferencial transformador de



Anexo # 6.

Tabla: Otras funciones del dispositivo T60.

Funciones	Funciones	Funciones
Corriente del arco del breaker I^2t	Flex Elements™ (16)	Entradas y salidas del transductor
Control del breaker	Ecuaciones Flex Logic™	Factor de envejecimiento del transformador
Entradas de contacto (hasta 96)	Comunicaciones IEC 61850 (opcional)	Temperatura del punto más caliente del transformador
Salidas de contacto (hasta 64)	Intrusión de la carga	Pérdida de vida del transformador
Botones de control	Mediciones: corriente, voltaje, potencia, factor de potencia, energía, frecuencia, armónicos, THD.	Barra de disparos
Registro de datos		Despliegue definido por el usuario
Contadores digitales (8)	Comunicaciones Modbus	Informes de fallas programables por el usuario
Elementos digitales (48)	Mapa de usuario del Modbus	LEDs programables por el usuario
Entradas y salidas directas (32)	Cerrosjos no volátiles	Botones programables por el usuario
Interruptores de desconexión	Selector no volátil	Auto-pruebas programables por el usuario
Protocolo DNP 3.0 o IEC 60870-5-104 (opcional)	Oscilográfico	Entradas virtuales (64)
Protocolo de Dato Global por Ethernet (opcional)	Grupos de configuración	Salidas virtuales (96)
Registro de eventos	Sincronización temporizada con SNTP	Fallo del fusible del transformador de voltaje



Anexo # 7.

Tabla: Números de dispositivo y funciones del D60.

Números de dispositivo	Funciones	Números de dispositivo	Funciones
21G	Tierra a distancia	51P	Sobrecorriente temporizado por fase
21P	Fase a distancia	59N	Sobretensión neutro
25	Comprobación del Sincronismo	59P	Sobretensión por fase
27P	Sub-voltaje por fase	59X	Sobretensión auxiliar
27X	Sub-voltaje auxiliar	59_2	Sobretensión de secuencia negativa
32N	Secuencia cero direccional vatimétrico	67N	Sobrecorriente direccional neutro
50BF	Fallo del breaker	67P	Sobrecorriente instantáneo de fase
50DD	Detector de perturbación en la corriente	67_2	Sobrecorriente direccional de secuencia negativa
50G	Sobrecorriente instantáneo a tierra	68	Bloqueo de las oscilaciones de potencia
50N	Sobrecorriente instantáneo neutro	78	Disparos fuera-de-paso (sin sincronización)
50P	Sobrecorriente instantáneo de fase	79	Recerrador automático
50_2	Sobrecorriente instantáneo de secuencia negativa		
51G	Sobrecorriente temporizado a tierra		
51N	Sobrecorriente temporizado		



Anexo # 8.

Tabla: Otras funciones del dispositivo D60.

Funciones	Funciones	Funciones
Corriente del arco del breaker I ² t	Detector de fallas e informes de fallas	Esquema pilotos
Control del breaker	Ubicación de fallas	Grupo de configuración (6)
Acarreo del arco del breaker	FlexElements™ (16)	Sincro-fasores
Entradas de contacto (hasta 96)	Ecuaciones FlexLogic™	Sincronización del tiempo utilizando SNTP
Salidas de contacto (hasta 64)	Comunicaciones IEC 61850 (opcional)	Entradas y salidas del transductor
Botones de control	Mediciones: corriente, voltaje, potencia, factor de potencia, energía, frecuencia, armónicos, THD.	Barra de disparos
Registro de datos		Despliegue definido por el usuario
Contadores digitales (8)	Intrusión de la carga	Informes de fallas programables por el usuario
Elementos digitales (48)	Mapa de usuario del Modbus	LEDs programables por el usuario
Entradas y salidas directas (32)	Cerrosjos no volátiles	Botones programables por el usuario
Interruptores de desconexión	Selector no volátil	Auto-pruebas programables por el usuario
Comunicaciones DNP 3.0 o IEC 60870-5-104	Oscilográfico	Entradas virtuales (64)
Registro de eventos		Salidas virtuales (96)
		Fallo del fusible del transformador de voltaje

