

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



Estudio de Coordinación de la Protección del
Sistema Eléctrico Cerro Verde

T E S I S

Para Optar el Título Profesional de

INGENIERO ELECTRICISTA

Félix Roy Ramos Quispe

Promoción 1977-2

Lima - Perú

1985

"ESTUDIO DE COORDINACION DE LA PROTECCION DEL SISTEMA
ELECTRICO CERRO VERDE"

AUTOR: BACHILLER FELIX ROY RAMOS QUISPE

TESIS: PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA

FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

LIMA - PERÚ

1985

E X T R A C T O

La presente Tesis de Grado, denominada "ESTUDIO DE COORDINACION DE LA PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO CERRO VERDE" está aplicado a las instalaciones de la Unidad de Producción Cerro Verde perteneciente a la Empresa Minera del Perú (MINERO PERU), el desarrollo del trabajo analiza en primer lugar, las instalaciones eléctricas a partir del cual se señalan los alcances y objetivos que se lograrán mediante una metodología a seguir, se simulan condiciones de falla y se aplican los criterios de coordinación, como resultado de ello se determinan variaciones en la configuración del sistema y se propone un nuevo ajuste de los dispositivos de protección, las Conclusiones y Recomendaciones resumen el aporte del estudio al sistema eléctrico, los Apéndices señalan los cálculos principales desarrollados y los Anexos resumen la información de apoyo utilizada durante la elaboración del estudio.

C O N T E N I D O

INTRODUCCION

C A P I T U L O 1: Sistema Eléctrico Actual

1.1 Sistema Eléctrico de la Unidad de Producción Cerro Verde.

1.2 Situación actual de las instalaciones eléctricas.

C A P I T U L O 2: Alcances y Objetivo

2.1 Información Utilizada de base

2.2 Alcances y Objetivos del Trabajo.

2.3 Metodología del estudio

C A P I T U L O 3: Análisis Desarrollado y Resultados

3.1 Mapas de Impedancia

3.2 Condiciones de Falla

3.3 Cálculos de corriente de falla

3.4 Coordinación de la Protección

C A P I T U L O 4: Variaciones en la Configuración del Sistema y Ajustes del Sistema de Protección.

4.1 Mejoramiento de instalaciones

4.2 Protección de sobrecorriente a tierra en la red a 10 KV.

4.3. Protección de Sobrecorriente a Tierra en la red de 4.16 KV.

4.4 Conexión a Tierra del neutro de las redes de 4 80 V.

4.5 Seccionamiento de líneas de Distribución

4.6 Cuadros de ajustes de Protección

C A P I T U L O 5: Análisis Económico

5.1. Incidencia en la Producción

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFIA

APENDICE	Análisis y Cálculos desarrollados
ANEXO I	Diagrama Unifilar de Potencia Diagrama Unifilar de Protección
ANEXO II	Mapa de Impedancias: Red de secuencia positiva Mapa de Impedancias: Red de secuencia cero
ANEXO III	Resultados del Estudio de Cortocircuito
ANEXO IV	Cuadros de Ajustes de Dispositivos de Protección.
ANEXO V	Curvas de Operación de los Dispositivos de <u>pro</u> tección empleadas en el estudio.

INTRODUCCION

Los sistemas de protección eléctrica de equipos e instalaciones, cumplen un rol fundamental como medios de prevención y eliminación de fallas durante la operación de instalaciones eléctricas, cuya finalidad dentro de un proceso de producción es proveer un -- servicio continuo, estable y de alta confiabilidad.

Desde el inicio de operación comercial de las Instalaciones de Minado y Planta Industrial de Electrodeposición de la Unidad de Producción Cerro Verde, se han venido registrando un número relativamente alto de fallas de origen eléctrico, las que han causado entre otros problemas los siguientes: Daño y pérdida de equipos, desenergización innecesaria de parte ó total de las instalaciones eléctricas y paradas con la consiguiente pérdua de producción.

Como consecuencia de ajustes ó equipamientos inapropiados en los elementos de protección, muchos de los cuales determinaron una cantidad relativamente alta de salidas del servicio de las Redes de Distribución ó instalaciones de generación y algunos ocasionaron destrucción de equipos; surgió entonces la necesidad de efectuar un estudio de coordinación de protección de las Instalaciones Eléctricas de la Unidad, tal es el propósito del presente trabajo, cuyo estudio, discusión y resultados se presentan.

El desarrollo del presente trabajo consta de cinco capítulos habiéndose tratado en el Capítulo 1, el reconocimiento del Sistema Eléctrico de la Unidad de Producción, lo que nos ha permitido estudiar las Instalaciones Eléctricas de generación, transformación, distribución y utilización, con las características particulares -

adecuadas para una Empresa Minera dedicada a la producción de cobre mediante el proceso de electrodeposición.

El Capítulo 2, trata de los alcances y objetivo del trabajo, - en éste se detectan los problemas y limitaciones que presenta el sistema de protección y se aplica la metodología adecuada para resolverlas.

El Capítulo 3, presenta los criterios empleados para la simulación de las condiciones de falla, el análisis del flujo de carga y cortocircuitos en la topología de la red.

El Capítulo 4, describe las variaciones necesarias en la configuración del sistema eléctrico y propone los nuevos cuadros de ajustes de dispositivos de protección.

El Capítulo 5, trata sobre la ventaja en el aspecto económico que presenta las aplicaciones de las recomendaciones.

Las conclusiones y recomendaciones resumen el aporte del presente trabajo al sistema eléctrico.

El Apéndice, presenta los análisis y cálculos típicos para la determinación de los ajustes de los dispositivos de protección en las diversas configuraciones de la red.

los Anexos muestran las ilustraciones gráficas (Diagrama Unifilar) y los Mapas de Impedancia que se utilizarán para el estudio de cortocircuitos, que al ser aplicados adecuadamente a las curvas características de los dispositivos de protección, producirán como resultado final y práctico de este estudio los cuadros de ajuste mostrados en el ANEXO IV.

C A P I T U L O 1

1.0. SISTEMA ELECTRICO DE LA U.P. CERRO VERDE

1.1. Sistema Eléctrico de la U.P. Cerro Verde

El sistema eléctrico de la U.P. Cerro Verde cuyo diagrama unifilar se muestra en el anexo 1, consiste de las siguientes instalaciones principales:

a) Planta de Generación con Turbina a Gas.

Esta planta de generación consiste de dos turbinas a gas, marca General Eléctrica, cuyas características principales son:

- Potencia : 16.5 MW
- Tensión de generación: 10 kV
- Frecuencia : 60 Hz

Generación Conexión estrella con conexión del neutro puesto a tierra a través del transformador.

b) Planta de Generación del Grupo Diesel.

Esta planta está constituida por dos Grupos Diesel - EMA, cuyas características principales son:

- Potencia 2.5 MW
- Tensión de generación: 4.16 kV
- Frecuencia 60 Hz

- Generador Conexión estrella con conexión del neutro puesto a tierra a través de la resistencia (43 ohmios), ambos grupos están conectados a una barra de

4.16 KV que existe en la Subestación Principal. Dicha barra se enlaza mediante dos transformadores de 4MVA cada uno con la barra de 10 KV de la Subestación Principal. Estos Transformadores trabajan uno a la vez, quedando el otro como reserva.

- c) Subestación de enlace con el Sistema Eléctrico de SEAL. Esta Subestación está constituida por un transformador de 30/10 KV y 8/10 MVA, OAN/OAF. El equipo de maniobra y protección de 30 KV consiste de un interruptor de pequeño volúmen de aceite, un seccionador con llave de puesta a tierra y tres pararrayos. La Subestación de enlace recibe la línea de alta tensión 33 KV que parte desde la Subestación Jesús de SEAL en Arequipa. Esta línea de transmisión es el único enlace de interconexión entre los sistemas eléctricos de SEAL y Cerro Verde, el lado de baja tensión del transformador mencionado está conectado a través de un interruptor con la barra de 10 KV de la Subestación principal.
- d) Subestación Principal.- La subestación principal está constituida por un tablero "Metal Clad" de 10 KV donde está la barra de esa tensión y un panel de control y protección asociado con dicho tablero. El tablero "Metal Clad" mencionado se denomina PDC-1 y a él se conectan directamente las dos turbinas de gas, el lado de baja tensión del transformador de enlace con SEAL y los lados de 10 KV de los dos transformadores de enlace con la barra de 4.16 KV, que también se encuen--

tra ubicada en la Subestación. Esta barra de 4,16 KV. es un tablero "Metal Clad" de maniobra, control y protección denominado SDC-11, al cual se conectan los dos grupos generadores Diesel y el lado de 4.16 KV de los transformadores de enlace con el PDC-1.

En adición a los circuitos de generación y de transformación mencionados, el PDC-1 tiene 6 circuitos de carga y un circuito para el neutro artificial. De los circuitos de carga parten los cables y líneas aéreas de distribución 10 KV que alimentan a los diversos tableros de distribución. Los circuitos de carga y los tableros asociados son los siguientes:

<u>CIRCUITO N°</u>	<u>TABLERO ALIMENTADO</u>	<u>AREA SERVIDA</u>
1 - 3	PDC-2	SE Mina Norte
1 - 5	PDC-3	Electrodeposición
1 - 7	PDC-3	Electrodeposición
1 - 10	PDC-4 y otros	Lixiviación
1 - 9	PDC-5 y "	Area Sur y Bombas
S/N	Ser. Aux.	Subestación Principal

El Tablero de 4.16 KV denominado SDC-11, en adición a los circuitos de generación y transformación ya mencionados, tiene dos circuitos de carga que son los siguientes:

<u>CIRCUITO</u>	<u>TABLERO ALIMENTADO</u>	<u>AREA SERVIDA</u>
11- 1	SDC- 12	Chancadora Primaria y Estación de Transferencia.

11-4 SDC-14 Chancadora secundaria y carguío.

e) Red de Distribución Primaria a 10 KV. Esta red está constituida por un conjunto de circuitos con cables - monofásicos secos y líneas de distribución aéreas que utilizan estructuras de madera de simple circuito y doble circuito. La red de distribución a 10 KV terminando en el lado primario de transformadores de bajada a 4.16 KV ó a 480 V. No hay utilización directa de energía en el nivel de tensión de 10 KV.

La red de 10 KV es una red trifásica con neutro artificial, puesto a tierra a través de una resistencia - (300 ohmios). Los devanados primarios de la mayoría de los transformadores están conectados en delta.

f) Redes de Distribución Secundaria a 4.16 KV. Estas redes son tres, no enlazadas directamente entre sí, sino a través de la red a 10 KV. Sirven para distribuir energía hasta los puntos de utilización en las áreas - de Chancado primario y secundario, lixiviación y Mina. En las citadas áreas, las principales cargas que son a 4.16 KV, se alimentan desde los centros de distribución secundaria a esa tensión (SDC) y switch Houses (SH) que hay en esas áreas. También existe un cierto número de subestaciones de 4.16 KV a 480 V. para el - servicio de los pequeños motores y otras cargas ubicadas en las áreas servidas para las redes de 4.16 KV. Estas redes están constituidas principalmente por líneas aéreas de

distribución en estructuras de madera de simple y doble circuito. Las estructuras y el aislamiento de las mismas son iguales a las utilizadas para la red de distribución a 10 KV.

Las redes de 4.16 KV son trifásicas con cuatro hilos tres de fase y uno de neutro , el que está conectado a tierra a través de una resistencia de 43 ohms. El neutro de cada red se hace en el devanado secundario de los transformadores de 10/4.16 KV, los transformadores de 4.16/0.48 KV tienen conexión en delta en el devanado de 4.16 KV.

- g) Redes Secundarias a 480 V.- Estas redes están compuestas por los circuitos secundarios de las Subestaciones de 10/0.48 KV. Con este nivel de tensión se sirve a la mayor parte de las cargas de la Planta Industrial, los talleres, las cargas medianas, pequeñas de las áreas de Chancado Primario y Secundario, Lixiviación y Mina. Las redes de 480 V son de 3 alambres con neutro sólidamente conectado a tierra. El neutro se hace en el secundario de los transformadores de distribución de 10/0.48 KV. y de 4.16/0.48 KV, que tienen conexión estrella.
- h) Redes Secundarias a 230 V.- Estas redes son para el servicio de la Subestación principal y de las oficinas del Area Sur. Están constituidas por los circuitos secundarios de las Subestaciones de 10/0.23 KV. Con este nivel de tensión se sirven las cargas de iluminación y toma-

corrientes de las citadas áreas.

Las redes de 230 V. son de tres hilos sin neutro.

- i) Redes Secundarias a 2.3 KV. Estas redes están compuestas por los circuitos secundarios de dos transformadores de 900 KVA que alimentan a sendas electrobombas de agua en las Estaciones de Bombeo Nros. 2 y 3.

Los dispositivos de protección del Sistema Eléctrico de Cerro Verde, varían según el nivel de tensión en el que se encuentran instalados. En el cuadro 1 se muestran los tipos principales de dispositivos de protección que se usan.

1.2. Situación actual de las Instalaciones

De las inspecciones efectuadas y reuniones sostenidas con los funcionarios, encargados de la operación y mantenimiento de la Unidad del examen de los planos y otros documentos técnicos de las instalaciones eléctricas, se puede determinar que una parte importante de las mismas, se encuentran en un estado de operación no satisfactorio, debido a varias causas, entre las cuales se puede citar las siguientes:

- a) Algunas instalaciones de fuerza, tales como tableros y líneas de distribución han sido instalados usando materiales inapropiados, los que con el tiempo han ido causando un número significativo de fallas, tal es el caso de los conectores empleados en las líneas de 10 KV que dañan los conductores, ya que al crearse falsos contactos se producen recalentamientos que terminarán por romperlos.

CUADRO 1

DISPOSITIVOS DE PROTECCION POR TIPO DE INSTALACION

TIPO DE INSTALACION	CLASE DE PROBLEMA CUBIERTO	PRINCIPALES DISPOSITIVOS DE PROTECCION EMPLEADOS
Generadores de turbogas (10 KV)	Defectos en grupo generador Defectos externos al grupo generador	Relés de: protección diferencial; sobrecorriente de neutro; pérdida de excitación; potencia inversa; secuencia negativa; mínima tensión. Relés de: sobrecorriente; sobrecorriente a tierra; sobrecorriente con restricción de tensión; verificación de sincronismo.
Generadores Diesel (4.16 KV)	Defectos en grupo generador Defectos externos al grupo generador	Relés de: protección diferencial; sobrecorriente de neutro; mínima tensión; potencia inversa. * Relés de: sobrecorriente; sobrecorriente a tierra; verificación de sincronismo.
Transformadores grandes	Sobrecarga y cortocircuito Falla interna	Relés de imagen térmica, de sobretemperatura y de sobrecorriente. Relés Buchholz; diferenciales de transformador, sobrecorriente de neutro.

* Sólo en el Grupo Diesel N° 1

sigue

Continuación del Cuadro N° 1

TIPO DE INSTALACION	CLASE DE PROBLEMA CUBIERTO	PRINCIPALES DISPOSITIVOS DE PROTECCION EMPLEADOS
Transformadores chicos	Cortocircuito	Fusibles
Línea de enlace con SEAL (30 KV)	Defectos en la línea	Relés de: distancia; sobrecorriente; sobrecorriente a tierra; verificación de sincronización.
Circuitos de 10 KV	Cortocircuito 3Ø y 2Ø Cortocircuito 2Ø y 1Ø a tierra Sobrecarga	Relés de sobrecorriente y fusibles. Relés de sobrecorriente s tierra. ** Relés de sobrecorriente.
Circuitos de 4.16 KV	Cortocircuito 3Ø y 2Ø Cortocircuito 2Ø y 1Ø a tierra Sobrecarga	Relés de sobrecorriente y fusibles Relés detectores de corriente residual Relés térmicos, relés de sobrecorriente.
Circuitos de 2.3 KV y 480 V	Cortocircuitos Sobrecarga	Fusibles e interruptores termomagnéticos Relés termicos
Circuitos de 230 V	Cortocircuitos y sobrecarga	Interruptores termomagnéticos

** Actualmente inoperantes por estar fuera de rango

- b) Los sistemas de protección de sobrecorriente a tierra en la red de 10 KV, que sirven para detectar las fallas de ocurrencia más frecuentes en todo sistema eléctrico, han quedado fuera de rango, como consecuencia del establecimiento de un neutro artificial de alta resistencia a tierra (300 ohmios) que no permite la actuación de los relés previstos para tal fin, ya que limita las corrientes de cortocircuito monofásico a valores mucho más bajos que los mínimos detectables por tales relés.
- c) El ajuste inapropiado de cierto número de dispositivos de protección, dá como resultado la actuación no selectiva de los mismos, originando la salida de servicio de grandes porciones del sistema.
- d) Las protecciones contra falla interna, sobre temperatura bajo nivel de aceite y otros dispositivos de algunos transformadores de 10 KV, no están alambrados y por lo tanto no cumplen su función de proteger a dichos equipos. De hecho, en los casos en que se ha producido fallas internas en los transformadores (que por otro lado han sido muchos) la magnitud de los daños han sido muy grandes debido precisamente a la inoperancia de los sistemas de protección contra fallas internas.
- e) Algunas configuraciones de las instalaciones de fuerza no son las más adecuadas para las condiciones de operación existentes, ocasionando problemas en la continuidad del servicio o no siendo lo suficientemente confiables.

La U.P. Cerro Verde, a este respecto, ha decidido desarrollar el estudio de un conjunto de remodelaciones en un sistema de potencia que permita proveer de un suministro eléctrico más adecuado a las diversas instalaciones productivas en función de la calidad de servicio requerida - por éstas.

f) La ubicación actual de los detectores de sobrecorriente - a tierra en los circuitos de 4.16 KV, que parten del SDC-11, no permite la coordinación entre los SDC's, dando por resultado que no haya selectividad en la separación de fallas.

g) Varios transformadores de distribución a 480 V han sido reemplazados por unidades con el neutro flotante, ésto da origen a que no puedan ser detectadas las fallas a tierra que se produzcan en los circuitos servidos desde esos transformadores.

Además en las redes con neutro flotante se pueden presentar fallas intermitentes que originen sobretensiones que dañen los equipos muy seriamente.

C A P I T U L O 2

ALCANCES Y OBJETIVOS

2.1. Información Utilizada de Base.

Para los fines de estudio la información utilizada como base del trabajo ha provenído de tres fuentes principales a saber.

2.1.1. Planos preparados por los Proyectistas de la Unidad Wright Engineers Ltd y planos preparados por los suministradores de equipos, tales como:

- General Electric C
- English Electric C
- Westinghouse E. C.
- Indeco S.A.
- Brown Boveri Industrial Cánepa Tabini
- G E C Rectifiers
- Federal Pacific
- Canadian Controllers
- Federal Pioneers, etc.

2.1.2. Inspecciones de reconocimiento técnico de los equipos,

su emplazamiento actual, durante este proceso se registraron los datos de placas de los equipos de maniobra y de protección y los ajustes de redes.

Las inspecciones alcanzaron a todos los tableros de Unidades de Generación, Centros de Distribución Primaria (PDC), Centros de Distribución Secundaria (CDS) Centros de Control de Motores (MCC), Estaciones de Bombeo y otras Subestaciones.

Cabe indicar como fuente de error la carencia de planos de obras terminadas.

2.1.3 Reuniones de coordinación con los funcionarios responsables de la operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas de la Unidad, las cuales tuvieron por objeto:

- Definir las condiciones de operación actuales.
- Identificar las características principales de los problemas registrados.
- Elaborar la estadística de fallas
- Complementar la información sobre la configuración de las instalaciones, en especial en cuanto a los cambios realizados desde la puesta en operación de la Unidad.

Cabe mencionar que en muchas oportunidades la única posibilidad de acceder a la forma de conexión u operación de ciertas instalaciones fue mediante la información verbal de los funcionarios responsables, ya que las instalaciones en cuestión se encontraban en operación, no pudiendo ser abiertas para inspección.

2.2. Alcances y Objetivos del Trabajo

Los alcances del presente trabajo están limitados por la extensión de las instalaciones eléctricas de generación, transformación, distribución y utilización de la U.P. Cerro Verde y de acuerdo al estudio de la información utilizada como base, se pueden considerar los siguientes aspectos principales:

Selección de la información apropiada para el estudio.

Cálculos de cortocircuito en cada uno de los puntos de aplicación de dispositivos de protección.

Coordinación de los dispositivos de protección, de modo que se obtengan procesos selectivos de separación de fallas.

Definición de las modificaciones que resultasen necesarias

Especificación de tales nuevos elementos requeridos.

Recomendaciones relativas a una mejor operación y mantenimiento de las instalaciones.

El objetivo del estudio es proveer a la Unidad de Producción Cerro Verde, cuadros de ajustes de dispositivos de protección, de modo que al aplicarla, el sistema eléctrico de potencia alcance su confiabilidad de diseño, mediante la separación selectiva de las fallas. De esta manera, las interrupciones del servicio y daños a los equipos, quedarán reducidas al mínimo, así como los períodos de pérdidas de producción asociados. Para el cumplimiento de este objetivo es que se han desarrollado las tareas relacionadas con este estudio y que se describen más adelante.

2.3. Metodología del Estudio

Para los diferentes tipos de fallas, tales como cortocircuitos monofásico, bifásico y trifásico se han determinado criterios de coordinación para los diversos dispositivos de protección, los que se describen a continuación.

2.3.1. Alcance de los estudios de cortocircuito.

Para los efectos se han hecho cálculos de cortocircuito monofásico, bifásico y trifásico para condiciones de máxima y mínima generación, los cálculos se han desarrollado utilizando como datos, las impedancias de los elementos componentes del sistema eléctrico de la Unidad de Producción Cerro Verde, desde las fuentes de generación hasta las barras de utilización en los Centros de Distribución Secundaria (SDC) o Centros de Control de Motores (MCC) según fuese el caso.

Las impedancias de las máquinas se han obtenido de los datos de placa o información técnica disponible; los parámetros de cable, líneas aéreas, etc. se han calculado en base a métodos normalmente utilizados.

2.3.2. Centros de Control de Motores (MCC).

Para cada MCC se ha considerado como carga representativa al motor más grande servido desde las barras mismo para iniciar el proceso de coordinación de la protección a partir del módulo de control de dicho motor. En todos los casos, se ha procurado contar con un dispositivo de protección primaria y por lo menos uno más de respaldo para las condiciones de falla previstas.

Estas condiciones han incluido los varios tipos de corto -

circuitos considerados y diversas ubicaciones de punto de falla.

En el caso de los circuitos que alimentan a los motores, se han determinado las longitudes máximas favorables para las que se trató de conseguir un proceso selectivo de separación de fallas, de la misma manera que se ha procurado para cables cortos o fallas cercanas al MCC, como ejemplos típicos de esta aplicación se muestran los casos del MCC-28 y MCC-29 de la Planta Industrial.

2.3.3. Consideraciones prácticas en la adopción de criterios de protección.

En todos los casos se ha considerado la configuración del sistema, tal como existe actualmente, puesto que la intención del estudio es proporcionar condiciones de ajuste inmediatamente utilizables para los dispositivos de protección existentes.

Cuando no ha sido posible obtener la coordinación necesaria con los dispositivos de protección existentes, se han indicado los reemplazos, reubicaciones o nuevas instalaciones necesarias, incluyéndose la especificación respectiva para las últimas.

2.3.4. Criterios de coordinación para fusibles escalonados.

El criterio para los fusibles de protección escalonados ha sido el siguiente:

Para una falla situada en el extremo lejano de un circuito con dos fusibles en sucesión, el primer fusible debe completar la separación total de falla en un tiempo no mayor

que el 75% del tiempo mínimo de fusión del siguiente escalón de fusible de protección (asegurando de este modo una diferencia práctica de actuación en tiempos).

2.3.5. Criterio de coordinación para relés escalonados.

En este caso, el margen entre la actuación de dos relés escalonados ha estado dado por un mínimo determinado por los escalones de temporización del relé de acuerdo a su característica de diseño ó 0.4 segundos, valor aproximado que representa la sumatoria de los tiempos de inicio de accionamiento del relé e interruptor.

2.3.6. Criterios generales de coordinación para dispositivos de sobrecorriente.

La coordinación de la operación de los dispositivos de protección se ha desarrollado por comparación de los tiempos de operación obtenidos de las curvas tiempo-corriente producidas por los fabricantes. Para los dispositivos de sobrecorrientes (relés, fusibles) se usaron las máximas corrientes de falla, que resultaron de las condiciones de cortocircuito trifásico con máxima generación como un criterio a cumplir. Para las mínimas corrientes de falla que resultaron de las condiciones de cortocircuito bifásico con mínima generación ó 50% de las máximas corrientes, lo que resultó menor en la mayoría de casos (representa una condición de mínima generación) como el otro criterio a satisfacer en todos los casos considerados.

2.3.7. Criterios de coordinación para sobrecorriente a tierra.

Para los dispositivos de sobrecorriente a tierra se usaron -

valores fijos de corriente para coordinación debido a que - las corrientes de falla no varían significativamente con - la ubicación del punto de falla por la predominancia de las resistencias del neutro artificial o las conectadas en los neutros de los transformadores.

2.3.8. Método de solución.

Dada la naturaleza del problema, el proceso de selección de ajustes es necesariamente iterativo, por cuanto se han aplicado los criterios de coordinación para las condiciones de falla eléctrica debido a la máxima y mínima generación habiéndose arribado a los resultados por "prueba y error".

Se ha elaborado cuadros de ajustes (anexo IV) de dispositivos de protección de todos los circuitos, agrupándolos por tableros de maniobra para facilitar su ubicación. En estos cuadros se incluyen, tanto la descripción de los dispositivos de protección, como la de los dispositivos de maniobra comandados.

C A P I T U L O 3

3.0. ANALISIS DESARROLLADOS Y RESULTADOS

A continuación se describen los análisis que se han considerado necesarios para la elaboración de los Cuadros de Coordinación de dispositivos de protección, tales como:

Valores de impedancias de las redes de secuencia positiva.

Valores de impedancias de las redes de secuencia homopolar.

- Selección de las condiciones de falla
- Cálculo de las corrientes de falla en diferentes niveles de tensión:

a) Nivel 10 kV - PDS's

b) Nivel 4.16 kV - SDC's

c) Nivel 2.3 kV - Estaciones de Bombeo

d) Nivel 480 V MCC's

- Coordinación de los dispositivos de protección.

3.1. MAPAS DE IMPEDANCIAS

Para el desarrollo de estudios de cortocircuito, se elaboraron los Mapas de Impedancias de las redes de secuencia positiva y de secuencia homopolar del sistema eléctrico de la

Unidad de Producción Cerro Verde. El mapa de impedancias de la red de secuencia negativa, es similar al de la red positiva, excepto que se eliminaron las fuentes de tensión. El diagrama unifilar a partir del cual se desarrollaron los mapas de impedancias está basado en el diagrama unifilar del sistema eléctrico en su versión actual, - plano CV-001 (Anexo I), los valores de las impedancias utilizadas para la elaboración de los mapas de impedancias, se muestran en el Anexo II, CV-004, CV-003 y para los diversos componentes del sistema fueron determinados de la siguiente manera.

3.1.1. Máquinas Eléctricas.

Se usaron los datos de placa o se extrajeron de los manuales del fabricante. Cuando estos datos no estuvieron disponibles, como es el caso de los generadores de los grupos Diesel, las impedancias fueron supuestas iguales a las de las máquinas de tamaño y velocidad similares a las de las U.P. Cerro Verde. No siendo posible efectuar pruebas de medición para las impedancias, por la reducida disponibilidad de máquinas para estos fines. Las impedancias consideradas, fueron las subtransitorias. No se incluyeron máquinas asincrónicas por ser su efecto de valor reducido y limitado a fallas cercanas a las cargas, produciendo en todo caso una actuación más rápida de las etapas primarias de protección, contribuyendo así a una mejor selectividad.

3.1.2. Cables.

Las resistencias y reactancias de los cables se determinaron, considerándolos similares a los cables SINTENAX, tipo NYSHY fabricados por SIEMENS de Alemania en los calibres - equivalentes a los instalados en la U.P. Cerro Verde.

En los circuitos de reciente construcción que no han utilizado cable SINTENAX, se ha verificado la semejanza geométrica de constitución interna para la determinación de sus parámetros.

3.1.3. Líneas aéreas.

Tanto las resistencias como las reactancias de las líneas aéreas, fueron calculados unitariamente usando las tablas y fórmulas del libro "Transmisión y Distribución Reference Book" de Westinghouse para los calibres de conductor y espaciamentos entre fases, obtenidos de los planos correspondientes a armados de estructuras y lista de cables.

Para las impedancias homopolares de acuerdo a los estudios geológica y de corte para un tipo de terreno seco de acuerdo a las tablas de resistividad, se consideró una resistividad promedio del terreno de 1,000 Ohm-metro.

3.1.4. Enlace con Arequipa.

Se han estimado las impedancias equivalentes del sistema - de SEAL (Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.), vistas desde la subestación de enlace en Cerro Verde a usar en las redes de secuencia positiva, negativa y homopolar. No se discriminaron los componentes del sistema SEAL, puesto que escapan a los alcances del estudio de la distribución de corrientes de falla dentro de dicho sistema.

Para la estructuración topológica de los mapas de impedancias, se tomó en cuenta los modos de operación preferidos, tanto bajo condiciones normales, como bajo condiciones de emergencia, de acuerdo a lo indicado por los funcionarios responsables de la operación del sistema. Los mapas de impedancias en sus versiones totales reducidos se muestran en el Anexo II.

3.2.0. Condiciones de falla.

Las condiciones de falla fueron seleccionadas, tomando en consideración las configuraciones del sistema más probable, tanto durante la operación normal, como bajo las circunstancias usualmente consideradas de emergencia o restringidas.

Como condición de máxima generación, se supuso la operación simultánea y en paralelo a todas las máquinas de la U.P. Cerro Verde más el enlace con SEAL. Para SEAL se consideró la operación simultánea de Chilina III, el convertidor de frecuencia y la CHE, Charcani VI generando a 60 Hz. Como condición de mínima generación, se supuso la operación de una sola turbina a gas. Para ciertas coordinaciones de los relés del tablero SDC-11 se supuso como condición de mínima generación, la operación de un sólo generador de grupo Diesel, estando abierto el enlace con el PDC-1.

3.2.1. Consideraciones de la Red Topológica.

Se consideró como configuración topológica normal del sistema a la operación simultánea de todos los circuitos de

distribución a excepción de las siguientes instalaciones que están fuera de servicio, transformador T2 y SE Mina Sur, para éstas se abrieron los dispositivos de maniobras - que los enlazan con el resto de las redes.

Sin embargo, para los efectos de determinar los ajustes aplicables en los circuitos del transformador T2, se le consideró energizado en operación alternativa al transformador T-1 (reserva).

3.2.2. Selección de los puntos de falla.

Como ubicaciones de falla fueron seleccionados todas las barras de:

Centros de Distribución Primaria (PDC's).

Centros de Distribución Secundaria (SDC's)

Centros de Control de Motores (MCC's) y ubicaciones selectas en las Redes de Distribución de Mina. Para un conjunto de varias fallas, la ubicación fué estimada a lo largo de los cables de alimentación a cargas principales, tales como los circuitos derivados de "Switch Houses" y "MCC's"

En todos los casos se investigarán las fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas en cada punto seleccionado.

3.3.0. Cálculos de corrientes de falla.

Para cada ubicación de falla seleccionada, se calculó la corriente total de falla y las contribuciones por aquellos circuitos que conectan al punto de falla con las fuentes de generación, los cálculos fueron hechos mediante técnicas no matriciales de reducción de redes empleado en el proceso calculadoras programables.

En esta oportunidad y dado el tamaño del Sistema de la U. P. Cerro Verde, no se justificó el empleo de una computadora grande, los resultados de los cálculos de cortocircuito se muestran en el Apéndice IV.

3.4.0 Coordinación de la Protección

3.4.1 Protección de Sobrecorriente.- En el sistema eléctrico de la U.P. Cerro Verde los principales dispositivos de protección de sobrecorriente son los siguientes:

- Fusibles

Relés térmicas

Relés de sobrecorrientes instantáneas y de tiempo inverso.

Este tipo de protección existe prácticamente en todos los PDC's, SDC's, MCC's y SH's. Las fallas que intenta separar la protección de sobrecorriente son cortocircuitos bifásicas y trifásicas en todo el sistema. En el caso de las redes a 440 V, la protección de sobre corriente también elimina los cortocircuitos monofásicos ya que se trata de redes con neutro sólidamente conectado a tierra.

3.4.1.1 Alcance de la Coordinación de Protección.- La coordinación entre los diversos elementos de protección de sobrecorriente se ha realizado mediante la definición de sus ajustes, tanto de corriente como de tiempo, de modo tal que satisfagan los criterios mencionados en el capítulo 2 (item 2.3) Metodología del estudio.

Tratándose en general de redes radiales la coordi-

nación se ha iniciado determinando actuaciones con tiempos muy cortos para las partes más alejadas de las fuentes de generación y tiempo progresivamente mayores, conforme los dispositivos de protección se alejan del punto de falla y se acercan a la generación.

Esta verificación se ha realizado para dos casos considerados extremos:

- La máxima falla posible (falla trifásica con máxima generación).
- La mínima falla posible (falla bifásica con mínima generación) ó 50% de la corriente de falla trifásica, lo que resulta menor.

Los ajustes de corriente han sido verificados para las corrientes de carga del circuito y los ajustes de tiempo han sido verificados por capacidad térmica de los cables.

3.4.1.2. Criterios Mínimos a satisfacer.

En todos los casos el criterio mínimo a satisfacer ha sido que para toda falla considerada, existe un dispositivo de protección primaria y por lo menos uno más de respaldo que sean capaces de detectar la falla y eliminarla. Este criterio no es aplicable, cuando el dispositivo de protección primaria es fusible, ya que los fusibles no requieren respaldo.

Otro criterio mínimo que se ha satisfecho es que para cada falla considerada, el tiempo de actuación del dispositivo de protección primaria ha sido más

corto que los tiempos de respaldo de dicha falla.

Donde ha sido posible, se ha procurado además con seguir tiempos de actuación progresivos entre los dispositivos de protección de modo que se afecte a la mínima porción de sistema posible aún cuando el dispositivo de protección actuante no sea el primario sino uno de respaldo.

Los ajustes de cada dispositivo de protección han sido determinados procurando los tiempos más cortos de actuación posibles, limitando de esta manera el daño en las instalaciones al mínimo.

Si es que se produjo algún conflicto entre la coordinación a máxima generación y la coordinación a mínima generación, las condiciones a máxima generación se consideran prevalecientes. Sin embargo, estos conflictos no representan un número de casos muy significativo.

3.4.1.3 Elaboración de Cuadros de Ajuste de Dispositivos de Protección.- Con los ajustes obtenidos de los cálculos iterativos se llenaron hojas de tiempo de actuación en las cuales se consignan todos los elementos de protección afectados por una falla dada. De esta manera se verificaron las distancias en --- tiempo de actuación que aseguren la coordinación entre dichos elementos de protección.

3.4.2. Protección de Sobrecorriente a tierra.- El sistema eléctri-

co de la Unidad de Producción Cerro Verde tiene tres tipos diferentes de conexión a tierra, según las redes de que se trate.

3.4.2.1 Constitución de los Sistemas de puesta a Tierra.

En las redes de 10 KV el neutro está artificialmente constituido por un transformador Zig-Zag y una resistencia de puesta a tierra de 300 Ohms. Adicionalmente las turbinas de gas tienen el neutro de los generadores conectados a tierra a través de resistencias equivalentes a 2700 ohms para cada generador. Esto hace que la resistencia a tierra del neutro sea como sigue según el número de turbinas de gas que se encuentren en servicio:

- 300 Ohms sin turbinas de gas.
- 270 Ohms con turbinas de gas en operación.
- 245 Ohms cuando las dos turbinas de gas están en paralelo.

Por su parte las redes de 4.16 KV tienen el neutro de los transformadores conectados a tierra a través de una resistencia. Esto es válido para las redes de distribución a la Mina y a Lixiviación. En el caso de la red de distribución a Chancada por la presencia de los generadores Diesel, cuyos neutros están conectados a tierra a través de resistencias de 80 Ohms, la situación es diferente según el número de generadores que se encuentran en servicio.

43 ohmios sin operación de grupos Diesel
28 ohmios, cuando hay uno
- 21 ohmios, cuando ambos Diesel están en paralelo.

En el caso de las redes de Baja Tensión (480 V) el neutro de los transformadores está conectado sólidamente a tierra.

3.4.2.2. Dispositivos de protección de sobrecorriente a tierra.

La protección de sobrecorriente a tierra en las redes de 10 kV, consiste de relés de sobrecorriente a tierra en todos los PDC's. Por razones que no es del caso examinar en este Estudio, los relés de sobrecorriente a tierra de la red de 10 kV, actualmente están fuera de rango de actuación, con excepción de los instalados en los PDC's 2, 4 y 5.

A consecuencia de esto, no es posible la separación de fallas monofásicas a tierra en las redes de 10 kV, con excepción de las fallas que puedan presentarse en el lado de carga de los relés instalados en los PDC's 2, 4 y 5 y de la actuación de los relés de sobretensión de neutro de las turbinas de gas. Este último tiene el inconveniente de causar la salida de servicio de las fuentes de generación para fallas que normalmente deben efectuar sólo una reducida porción del sistema.

Una discusión sobre este problema y las recomendaciones de implementación para resolverlo se encuen

tran en el Capítulo 4, acápite 4.1.

Para la coordinación de la protección de sobre corriente a Tierra en las Redes de 10 KV, se ha considerado como implementadas las recomendaciones -- pertinentes que se hacen en el Capítulo 4 (Acápite 4.1 y 4.3), consiguiéndose así un proceso selectivo de separación de falla para los cortocircuitos monofásicos en dichas redes.

En el caso de las redes de 4.16 KV., la protección de sobrecorriente a tierra está constituida por relés de sobrecorriente de neutro y por detectores de sobrecorriente a Tierra, instalados en los PDC's y grupos Diesel los primeros y en los SDC's los segundos. Esta protección está actualmente operativa, pero en las redes de Distribución Chancado los rangos de ajuste de los detectores del SDC-11 impiden la operación coordinada entre el SDC-11 y los SDC's 12,13, y 14, y por tanto la separación selectiva de las fallas que se puedan presentar en los segundos. Con un intercambio adecuado entre los relés detectores de corriente del SDC-11 y los de los SDC's 12 y 13 se logra que sea posible la coordinación de la protección. En el capítulo 4, acápite 4.1 se discuten los intercambios de relés necesarios.

3.4.3. Otros Tipos de Protección.- Tanto los transformadores grandes (con una capacidad superior a 1000 KVA) como los grupos generadores requieren (y tienen instalada) protección

adicional a la de sobrecorriente y sobrecorriente a tierra, los dispositivos de protección especializados (tales como relés de sincronismo, de mínima tensión, de potencia inversa, de pérdida de excitación, etc), han sido coordinados con los dispositivos de protección de sobrecorriente y sobrecorriente a tierra, de modo que los tiempos de actuación de los primeros, no interfieren con el proceso selectivo de separación de fallas que se han obtenido con el ajuste coordinado de los segundos.

Esto se logra en todos los casos, con excepción de los relés de secuencia negativa de las turbinas de gas que tienen tiempos de actuación más cortos que los relés de sobrecorriente del PDC-1 y PDC-2 para fallas bifásicas con mínima generación.

Siendo la filosofía de los relés de secuencia negativa, - la protección de los generadores de efectos térmicos por corrientes desbalanceadas, se ha considerado no modificar los ajustes existentes que satisfacen este principio.

Sin embargo, cabe mencionar que la condición prevista como mínima generación (operación una turbina sola en el sistema) será en el futuro menos probable al aumentar la utilización del enlace con SEAL.

Para todos los relés especializados donde resultó aplicable, se determinaron nuevos ajustes, cuando los existentes no permitían cumplir con los requisitos mencionados. En todos los casos se ha respetado la filosofía de protección que es inherente a esos dispositivos.

C A P I T U L O 4

4.0. Variaciones en la Configuración del Sistema y Ajustes del Sistema de Protección.

4.1. Mejoramiento de Instalaciones.

Algunas instalaciones existentes adolecen de defectos que impiden una operación selectiva del sistema de protección. Otras instalaciones pueden ser mejoradas en cuanto a confiabilidad, mediante un gasto de inversión reducido y un - disturbio mínimo en la continuidad del servicio, tales como:

Protección de sobrecorriente a tierra en la red a 10 kV

Protección de sobrecorriente a tierra en la red a 4.16 kV

Conexión a tierra del neutro de las redes a 480 V

- Seccionamiento de las líneas de distribución.

En este capítulo se discuten las principales mejoras que - se recomienda implementar con el objeto de corregir defectos y mejorar la confiabilidad, los sistemas de protección a ser discutidos se tratan en los acápite siguientes.

4.2. Protección de Sobrecorriente a Tierra en la Red a 10 kV

La red de distribución a 10 kV tiene neutro artificial a través de un transformador zig-zag y una resistencia a tierra de 300 ohmios. Además el neutro de cada generador de turbina es ta conectado a tierra a través de un transformador de distribución con resistencia de carga en el secundario, lo que re presenta una resistencia de puesta a tierra del neutro de 2700 ohmios. Esta configuración para el neutro del sistema, limita las corrientes de cortocircuito a tierra a valores del orden de 20 amperes. Todos los circuitos alimentadores de carga de la red de 10 kV están provistos de protección de sobrecorriente residual con la intención de producir desenergización rápida en el caso de la ocurrencia de un cortocircuito a tierra. Los circuitos que cuentan con relés de sobrecorriente a tierra, son los siguientes:

PDC-1 Circuitos: 1-2, 1-3, 1-4, 1-5, 1-6, 1-7, 1-8, 1-9, 1-10
y 1-11

PDC-2 Circuito 2-1

PDC-3 Circuito 3-1, 3-2, 3-5 y 3-6

PDC-4 Circuito de alimentación al transformador

PDC-5 Circuito de alimentación al transformador

Por razones cuya determinación escapa a los alcances de este Estudio, los relés de sobrecorriente a tierra adquiridos e instalados en varios de los tableros de 10 kV, tienen un rango de actuación cuyo mínimo valor de ajuste es mayor que la máxima corriente homopolar que puede aparecer en el secundario de los transformadores de corriente de los circuitos mencionados.

Esta situación hace que esos relés no puedan detectar las fallas a tierra que se produzcan.

Como todos los circuitos del PDC-1 están en esa situación, actualmente la única posibilidad de separación de fallas a tierra es en forma manual e indiscriminada por el operador de la SE principal. En efecto, el transformador del neutro artificial cuenta con un relé que detecta el flujo de corriente homopolar y hace sonar la alarma en la Sala de Control de la SE. El operador entonces, tiene la oportunidad de desconectar uno por uno los circuitos de 10 KV que parten de la SE hasta conseguir eliminar el defecto. Este proceso que es intrínsecamente lento, produce interrupciones de servicio en los diversos circuitos que se van ensayando hasta la detección del circuito defectuoso. El relé de alarma de corriente homopolar tiene un segundo escalón temporizado que desconecta el neutro artificial de la barra de 10 KV, de manera que si el operador se tarda mas que el tiempo ajustado en el temporizador, su posibilidad de detectar la falla se pierde, ya que al dejar de fluir corriente por el transformador de neutro artificial, la alarma deja de sonar. La corriente a tierra entonces puede seguir fluyendo con un valor mucho menor, por la conexión del neutro de los generadores de las turbinas a gas. Poco después de llegarse a esta situación los relés de sobretensión de neutro de los generadores de las turbinas, podrían separar a estos de la red, perdiéndose así las fuentes de generación.

Existen varias posibilidades de poner remedio a los defectos existentes. Todas éstas han sido consideradas en el Estudio discutiéndose a continuación las principales de ellas.

4.2.1. Alternativas de Solución.

4.2.1.1. La primera alternativa consiste en el reemplazo de todos los relés por otros con un rango de actuación acorde con la magnitud de las corrientes homopolares secundarias o el reemplazo de las bobinas de actuación de los relés existentes por otras que tengan un rango apropiado. La implementación de esta alternativa tropieza con la dificultad de que los transformadores de corriente existentes, que son de clase 1, tienen un error que en el caso de aquellos con relación de transformación superior a 100, resulta comparable con las corrientes de fallas a tierra que se pueden presentar. De modo que la implementación de esta alternativa conlleva necesariamente a usar nuevos transformadores de corriente en los circuitos con relación de transformación superior a 100. En este caso se encuentran los circuitos 1-2, 1-5, 1-6, 1-7, 1-10 y 1-11 del PDC-1.

La posibilidad de reemplazo de bobinas de actuación sólo existe para los relés de Brown Boveri del PDC-1, ya que en el caso de los relés ASEA del PDC-3, el mínimo rango de actuación obtenible es superior a la máxima corriente de falla posible.

4.2.1.2. La segunda alternativa que fué considerada es la instalación de los transformadores toroidales

que agrupen a las tres fases de cada circuito - con una relación de transformación apropiada pa ra alcanzar el rango de actuación de los relés de sobrecorriente a tierra existentes.

Esta alternativa requiere de transformadores de grandes dimensiones que permitan el paso por el centro del toroide de cables de grandes dimen - siones como los existentes actualmente en la U. P. Cerro Verde. Además obliga a la paraliza ción de cada uno de los circuitos por el tiempo necesario para desmontar los cables de ingreso a cada módulo y luego de hacerlos pasar por el toroide, volverlos a conectar.

Evitar una paralización de este tipo demandaría el uso de transformadores de corriente secciona bles.

- 4.2.1.3. Una tercera alternativa es la instalación de transformadores de corriente amplificadora entre los transformadores de corriente existentes y los relés. Esta alternativa tiene el efecto de aumentar la carga sobre los transformadores de corriente existentes, por lo que su aplica - ción está restringida a aquellos circuitos con relaciones de transformación menores de 100. Tiene la ventaja de no requerir prácticamente tiempo de paralización y de ser muy económica.

- 4.2.1.4. Solución mixta, dadas las características de los

circuítos que tienen actualmente, por lo tanto la solución que se recomienda es mixta y consiste de lo siguiente:

a) Reemplazo de los relés existentes en los circuitos de alta relación de transformación por relés detectores de sobrecorriente a tierra, los que cuentan con un sensor de sobrecorriente de núcleo desarmable. Permite la instalación del sensor sin requerir la desconexión de los cables de fuerzas del circuito minimizándose la paralización requerida. Los relés recomendados son similares al tipo GR-5 de --- Gould Brown Boveri, en combinación con sensores de corriente residual rectangulares desarmables tipo E5, también de la misma marca. Una especificación de estos relés y de sus respectivos sensores se incluye en este acápite, los circuitos para los cuales se recomienda esta solución son los números: 1-2, 1-5, 1-6, 1-7, 1-10, 1-11, todos del PDC-1

- Especificación Técnica del Sistema de Relé de falla a tierra.- El sistema de relé de falla a tierra constará de un transformador de corriente que actúa como sensor de la corriente a tierra y de un relé para los circuitos de alarma y protección.

El transformador de corriente será del tipo

desarmable, rectangular, de las dimensiones adecuadas para encerrar a los cables del circuito en donde será instalado.

El relé será de estado sólido, del tipo removable, 5 A., con ajuste de corriente de disparo de 5 a 50 A, para trabajar en un circuito de 120 Vcc.

Los sensores serán rectangulares desarmables de las siguientes dimensiones: 30 x 30 cms.

- b) Instalación de transformadores amplificadores de corriente intermedios en los circuitos 3-1, 3-2, 3-5 y 3-6 del PDC-3 donde los relés existentes ASEA no permiten el cambio de la unidad sensora por otra de rango de ajuste apropiado - para las corrientes de falla que se pueden presentar. Una especificación de estos transformadores de corriente se incluye en este acápite.

- Especificación técnica de transformadores de corriente amplificadores.

Los transformadores de corriente amplificadores serán del tipo seco y adecuados para instalarse en el interior del tablero, tendrán las siguientes características principales:

Número de devanados	1 Primario
	1 Secundario
Frecuencia	60 Hz
Relación de Transformac.	0.5/5

Potencia nominal en el secundario:	5 VA
Precisión	5P 20
I_n térmica en el primario	0.6 A
I_n térmica en el secundario	6 A
Nivel de aislamiento entre devanados	2 kV (60 Hz)
Nivel de aislamiento de devana - dos a tierra	2 kV (60 Hz)

- c) Para los circuitos del PDC-1, números 1-3 y 1-9 se recomienda el reemplazo de relés por los instalados actualmente en el PDC-5 y en el neutro del transformador del PDC-4 respectivamente.

Esto permitirá contar con relés de rangos apropiados en los citados tableros, sin que se requiera inversión alguna, excepto el trabajo de desinstalación y reinstalación de los relés respectivos.

A continuación se indican las reubicaciones recomendadas:

RELE MARCA	RANGO DE CORRIENTE AMP.	AJUSTE DE TIEMPO SEG.	INST.ACTUAL MENTE CIR - CUITO	REUBICADO A CIRCUITO
IM-3x	0.25-1	0-0.5	5-1	1-3
IM-3x	0.10-0.4	0-0.5	Neutro Tr	1-9
RB imax	1-4	0.2	1-10	Neutro Tr
RB imax	1-4	0.2	1-7	5-1

- d) Para los circuitos números 1-4 y 1-8 del P -1 se recomienda el reemplazo de las bobinas de actuación de los

relés existentes por otras del rango de 0.1 a 0.2 amperios - de corriente nominal, la que se considera, representa la mínima inversión posible con el mínimo disturbio de implementación. Si no fuese posible el reecambio de bobinas que se mencionan, se recomienda implementar para estos circuitos la solución descrita en b).

4.3. Protección de Sobrecorriente a Tierra en la Red de 4.16 kV - de distribución al área de Chancado.

Tiene el problema de que los relés sensores de sobrecorriente a tierra del tablero SDC-11, tienen rangos de ajustes de tiempo inferiores a los de los tableros alimentados desde el SDC-11, es decir los SDC-12, 13 y 14, esta situación impide el ajuste coordinado de la protección citada y por lo tanto la separación selectiva de las fallas monofásicas que se puedan presentar.

4.3.1. Modificación del Sistema de Protección

Para la solución de este problema resulta conveniente recomendar el intercambio de los relés sensores de sobrecorriente a tierra del SDC-11 con los equivalentes instalados en los tableros SDC-12 y SDC-13, como se indica a continuación:

RELE MARCA	RANGO DE AJUSTE CORRIENTE-TIEMPO		CIRCUITO INSTALADO	REUBICAR EN CIRCUITO
	Amp.	Seg.		
CDD-35R	3-12	.1-.5	11-1	12-201
CTD-35R	3-12	.1-.5	11-9	12-204
CTD-35R	3-12	.1-.5	11-5	12-205

CTD-35R	3-12	.1-.5	11-6	13-101
CDD-45R	5-20	1-10	12-201	11-1
CDD-45R	5-20	1-10	12-204	11-4
CDD-45R	5-20	1-10	12-205	11-5
CDD-45R	5-20	1-10	13-101	11-6

4.3.2. Modificación del tablero SDC-11.- Actualmente los transformadores T-1 y T-2 del enlace entre el PDC-1 y el SDC-11 no tienen posibilidad de desconexión del todo de --- 4.16 KV por estar enlazados con la barra del SDC-11 a -- través de seccionadores. Por otro lado, los generadores de los Grupos Diesel están conectados con la barra del - SDC-11 a través de dos interruptores en serie, los ubica dos en la central Diesel y los interruptores 11-5, 11-6 del propio SDC-11.

De producirse una falla interna en el Transformador T-1 (ó T-2 dependiendo de cual esté en servicio) la separa-- ción de la misma sólo será posible mediante la operación de los interruptores 1.4 del PDC-1, y los interruptores de los grupos Diesel que se encuentran en operación al - momento de la falla. Esto siempre y cuando los dispositi vos de protección contra falla interna de los transforma dores sean alambrados de modo que den señal de disparo a los interruptores 11-5 y 11-6 de los Grupos Diesel. En - caso contrario la separación de los transformadores no - se producirá hasta que la falla interna se desarrolle a una magnitud tal que pueda ser detectada por la protec-- ción de sobrecorriente. De cualquier manera el resulta-

do será la pérdida total de alimentación a la barra del SDC-11

Este problema puede ser resuelto mediante la permuta de los circuitos de transformador y de generador en el SDC-11. El trabajo puede hacerse progresivamente causando un mínimo de discontinuidad, esta permuta de circuitos permitirá proveer a los transformadores T-1 y T-2 de protección diferencial (tendrían interruptores en A.T. y B.T.).

- 4.4. Conexión a Tierra del neutro de las redes de 480 V.- Las redes de 480 V que se describen en el Capítulo 1, están previstas para operar con el neutro sólidamente puesto a tierra. Sin embargo debido a reemplazos de transformadores de 10000/480V que se han producido desde la puesta en servicio de la U.P. Cerro Verde, algunas redes de 480 V. han resultado con el neutro flotante, En efecto, los transformadores de reemplazo que se han instalado son del tipo DY5 y no tienen el neutro accesible. La conexión del neutro de redes secundarias sólidamente a tierra, responde a la necesidad de que los dispositivos de protección identifiquen claramente las fallas monofásicas intermitentes de alta impedancia, Estas, en ocasiones producen sobretensiones transitorias de muy alto valor, las que con frecuencia son causa de fallas graves en los equipos, circuitos, aparentemente inexplicables. El registro de fallas en los equipos y circuitos de 480 V. en la Unidad de Producción Cerro Verde es relativamente alto y -- aunque no se podría hacer una correlación muy precisa, existe la posibilidad de que parte de esas fallas se hayan debido a -

fenómenos de sobretensiones transitorias por fallas intermitentes. De cualquier manera el neutro flotante en las redes de 480 V, no permite la identificación de fallas monofásicas, por lo que la situación de falla no es recomendable que perdure.

La solución a este problema tiene dos alternativas.

La primera es el cambio de los transformadores existentes por otras con el neutro accesible que pueda ser conectado sólidamente a tierra. La segunda es la modificación de los transformadores existentes, de modo de hacer accesibles los neutros de los mismos. La segunda alternativa representa la mínima inversión, por lo que se considera la más recomendable.

4.5. Seccionamiento de Líneas de Distribución

Las líneas de distribución de las áreas de Mina, Bombeo y Lixiviación, circuitos 18-1, 1-9 y 1-10 respectivamente, tienen varias derivaciones para llegar hasta los tableros de utilización. Las derivaciones no tienen seccionamiento, de modo que las fallas que puedan presentarse en ellas, sacan del servicio a todo el circuito, desde el centro de distribución correspondiente.

Se considera conveniente hacer selectiva la separación de fallas en las derivaciones de líneas, por lo que está recomendado la instalación de cortocircuitos fusibles en las puntas de derivación. En el diagrama unifilar del Anexo 1, se muestran las ubicaciones eléctricas recomendadas para los citados cortocircuitos fusibles. En efecto, como consecuencia de la coordinación de los dispositivos de protección de sobrecorriente, se ha encontrado necesario recomendar la introducción de algu

nos cortocircuitos fusibles, la coordinación de la protección ha sido hecha considerando la presencia de los fusibles recomendados. En los cuadros de ajustes de dispositivos de protección (Anexo IV) se indican los valores recomendados.

4.6 Cuadros de Ajuste de Protección.

Con el análisis del flujo de carga, la aplicación de las condiciones de falla por cortocircuito y los criterios de coordinación para los diversos elementos de protección se ha logrado modificar en gran parte los ajustes y/o especificaciones - de tales elementos, habiéndose resumido tal información en los cuadros de ajustes de Dispositivo de Protección del anexo IV.

4.6.1 Naturaleza de la Información

Los cuadros de ajuste, resumen en forma sistematizada - los resultados del estudio de coordinación, habiéndose agrupado los elementos de protección ya sea por subestación o centro (PDC's, SDC's etc), en ellas se especifican la clase, modelos y rangos de corriente-tiempo de los dispositivos y se determinan los ajustes requeridos.

C A P I T U L O 5

5.0. ANALISIS ECONOMICO

El análisis económico se va a orientar en la ventaja que representa la aplicación de las recomendaciones planteadas en el presente estudio, es decir en la reducción práctica de los tiempos de parada, debido a desconexiones inapropiadas de los circuitos ó reparaciones de instalaciones como consecuencia de perturbaciones no limitadas por los dispositivos de protección.

Es necesario mencionar que siendo las instalaciones de protección, tales como relés, transformadores de tensión y corriente, fusibles, etc. existentes, las recomendaciones del presente estudio están dirigidas a modificar los ajustes respectivos de los relés en general, sustitución de algunos transformadores - de corriente, bobinas de relés y fusibles en el nivel 4.16 kV, el costo de estas variaciones es del orden de los U\$ 10,000.

5.1. INCIDENCIA EN EL ASPECTO PRODUCTIVO

5.1.1. Naturaleza de la Producción

La Unidad de Producción Cerro Verde es una Empresa productora de cobre mediante el proceso de electrodeposición, situación que crea una relación directa entre los sistemas de producción y los circuitos alimentadores de energía que son básicamente del tipo radial, siendo por lo tanto de gran importancia los tiempos de parada debido a fallas que involucran las fuentes de

generación o los circuitos alimentadores al sistema - de producción (PDC-3 y PDC-4).

5.1.2. Estadística de Fallas

Antes de la ejecución del presente estudio, se han tenido aproximadamente 48 horas/año, como tiempo acumulado de paradas de los circuitos productivos, siendo las principales causas las siguientes:

- a) Condiciones climáticas: vientos fuertes, descargas atmosféricas.
- b) Medio ambiente: corrosión y vibración
- c) Animales: pájaros, ratas, gatos, etc.
- d) Propios de la red: errores de operación, deterioro del equipo, falta o mal mantenimiento de los mismos.

A partir del año 1984, si bien las causas no han variado, con la aplicación de las recomendaciones se ha conseguido limitarlas a tiempos aproximados de 24 horas/año.

5.1.3. Cuantificación de Pérdidas de Producción

Considerando una producción de 90 TM de cobre por períodos de 24 horas, que representan en el Mercado Internacional U\$ 190,904, se ha elaborado el siguiente cuadro de Horas/Año de parada vs. costo de las pérdidas por producción, tomando como referencia el año de aplicación (1984) del Estudio:

Estudio	:	<u>Antes</u>	<u>Después</u>
Horas/año	:	48	24
Costo vs. U\$:		381,808	190,904

No se ha tomado en cuenta el efecto del equipo reemplazado o reparado, ni las horas/hombre utilizadas, por cuanto su costo alcanza los U\$ 2,000/año, siendo las principales pérdidas las originadas en los circuitos productivos, del cuadro anterior se deduce el valioso aporte del Estudio que consiste en reducir las pérdidas de producción a aproximadamente 24 horas año, siendo el objetivo del Estudio, reducirlo a un mínimo tiempo, tal que represente el período de reposición normal de circuitos y no hayan deterioro de equipos eléctricos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A continuación se describen las principales conclusiones y recomendaciones derivadas del Estudio de Coordinación de la Protección, materia del presente trabajo.

Las conclusiones están basadas en los reconocimientos hechos durante los modos de operación, las reuniones sostenidas con técnicos de operaciones y mantenimiento de la U.P. Cerro Verde y los análisis de los resultados desarrollados para el estudio.

Las recomendaciones que se hacen alcanzan sólo a las instalaciones directamente afectadas por los sistemas de protección existentes, sin pretender ser exhaustivos.

1. Conclusiones

- a) El diseño de los sistemas de protección de la Unidad de Producción Cerro Verde, es adecuado para los diferentes tipos de falla que puedan ocurrir en cada parte de las instalaciones, de acuerdo con la capacidad de las mismas y la calidad del servicio prevista. La filosofía seguida, para decidir el equipamiento, es adecuada para los diversos tipos de falla.
- b) Los dispositivos de protección existentes satisfacen la intención del diseño para los sistemas de sobrecorriente y generadores.
- c) El equipamiento para la protección de sobrecorriente a tierra de las redes de 10 kV y 4.16 kV , en general

no es apropiado para las características de las redes que deben proteger. Así en el caso de las redes de 10 kV, los relés están fuera de rango de actuación y en una alta proporción en el caso de las redes a 4.16 kV. se requiere efectuar reubicaciones de los relés para permitir la coordinación entre Centros de Distribución Secundaria.

- d) Muchos transformadores de 10 KV. a 480 V, están actualmente con el neutro aislado, lo que imposibilita la detección de fallas monofásicas en baja tensión y propicia la ocurrencia de sobretensiones transitorias potencialmente muy dañinas.
- e) Como consecuencia de las dos últimas conclusiones no es posible la detección y eliminación de fallas monofásicas en gran parte del sistema eléctrico. Siendo las fallas monofásicas las mas frecuentes en todo sistema eléctrico, las interrupciones de servicio que se originan por esta causa, están ocasionando paradas de producción que se podrían evitar,
- f) La conexión de los transformadores T1- y T-2 a la barra de 4.16 kV. del SDC-11 no permite la desconexión de los mismos en caso de falla interna, sin pérdida total de tensión en el SDC-11(dichos transformadores requieren interruptores según el acápite 4.3.2).
- g) Es posible implementar el conjunto de ajustes en los sistemas de protección existentes que se recomiendan en este informe, con un esfuerzo de implementación -

moderado y costos de inversión relativamente pequeños.

- h) Los relés de secuencia negativa de las turbinas de gas no coordinan con los relés de sobrecorriente del PDC-1 y PDC-3, para fallas bifásicas con mínima generación. Sin embargo se considera que éste no es un problema que justifique modificar las instalaciones existentes para evitarlo, por cuanto su naturaleza de protección es para desbalances de carga y no fallas de cortocircuito, para lo cual las turbinas de gas tienen relés apropiados.

2. Recomendaciones.

Se recomienda llevar a cabo las siguientes actividades:

- a) Efectuar las coordinaciones necesarias para llevar a cabo la modificación de ajustes de los dispositivos de protección, según lo recomendado en los cuadros de ajuste de este trabajo.
- b) Efectuar las modificaciones necesarias en los sistemas de protección de sobrecorrientes a tierra de la red de 10 kV, según lo indicado en el acápite 4.2.
- c) Desarrollar la ingeniería de detalle que permita efectuar las modificaciones en el tablero de Distribución Secundaria N° 11 (SDC-11), según lo indicado en el acápite 4.3.2.
- d) Organizar un programa de modificación de los transformadores de baja tensión a fin de que tengan el neutro accesible y éste pueda ser conectado a tierra, tal como fue previsto en el diseño.
- e) Instalación de los cortocircuitos fusibles que se indican en

el acápite 4.5.

- f) Llevar un control de las fallas que ocurren en las instalaciones eléctricas a fin de determinar cuando éstas exceden una frecuencia normal y analizar entonces las causas de tal recurrencia.

B I B L I O G R A F I A

Norma VDE-100 de Protección Eléctrica

AUTOR: Hornig/Schneider

Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia

AUTOR: D. Stevenson

Cap. 12 : Fallas trifásicas en máquinas síncronas

Distribution System Protection Manual

AUTOR: Mc. Graw Edición Co.

Overcurrent Protection

Electric Utility Engineering Reference Book

AUTOR: Westinghouse Electric Corporation

Protective Device Coordination

Power System Stability - Vol. I

AUTOR: Kimbark

Solution of fault three phase-networks.