

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**CRITERIOS DE DISEÑO PARA EL SISTEMA DE PROTECCION DE  
UNA SUBESTACION DOBLE BARRA EN 220 kV**

**INFORME DE SUFICIENCIA  
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO ELÉCTRICISTA**

**PRESENTADO POR:  
SAÚL FARFÁN SOTELO**

**PROMOCIÓN**

**2008 - II**

**LIMA – PERÚ**

**2013**

**CRITERIOS DE DISEÑO PARA EL SISTEMA DE PROTECCION DE  
UNA SUBESTACION DOBLE BARRA EN 220 kV**

Agradezco a mis padres que son la fuerza e inspiración en la vida, a mi hijo que es el motor de mis días, también a las personas que fueron mis mentores en mi desarrollo profesional.

## **SUMARIO**

En el presente informe de suficiencia trata de los Criterios de Diseño para la Protección de una Subestación Doble barra en 220, Cumpliendo con los estándares del COES y normas internacionales como la IEC y ANSI, El presente informe es basado en el desarrollo de un proyecto real, el cual consiste en el incremento de suministro de energía eléctrica en una Unidad Minera.

El comportamiento del sistema eléctrico en análisis, tiene sustento en los estudios eléctricos realizados tales como los estudios de flujo de carga y cortocircuito.

Uno de los puntos más importantes tratados en el presente proyecto es el análisis que se debe tener para seleccionar el sistema de protección de una subestación doble barra buscando la mayor confiabilidad del sistema de protección.

Con el avance de la tecnología los sistemas de protección se hacen más confiables, pero no sería posible esta confiabilidad solo con la tecnología sino que se deberá tener bien en claro los criterios de diseño de los sistemas de protección, y en este caso los criterios de diseño de protección para una subestación doble barra en 220 kV, la misma que es muy común en el sistema interconectado nacional del Perú.

## INDICE

<b>INTRODUCCION</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO I</b>	
<b>PERFIL DEL PROYECTO</b>	
1.1 Características del sistema eléctrico proyectado	2
1.1.1 Niveles de aislamiento	2
1.1.2 Niveles de cortocircuito	2
1.2 Objetivo	2
1.3 Modos de operación del sistema eléctrico proyectado	3
1.3.1 Operación con el interruptor de acoplamiento cerrado en 220 kV, y ambas barras energizadas	3
1.3.2 Operación con el interruptor de acoplamiento abierto en 220 kV, y ambas barras energizadas	3
1.3.3 Operación con el interruptor de acoplamiento abierto en 220 kV, y solo una barra energizada	3
1.3.4 Operación con el interruptor de acoplamiento cerrado en 60 kV	3
1.4 Esquema eléctrico proyectado	3
1.5 Bases y premisas para seleccionar el sistema de protección	4
1.6 Características principales de los equipos de patio	5
1.6.1 Interruptor de potencia	5
1.6.2 Seccionador	7
1.6.3 Transformador de Corriente	8
1.6.4 Transformador de Tensión	9
1.6.5 Transformador de Potencia	11
<b>CAPITULO II</b>	
<b>CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION</b>	
2.1 Conceptos Generales	13
2.2 Funciones de Protección	14
2.2.1 Función de sobrecorriente	14
2.2.2 Función de sobrecorriente direccional	15
2.2.3 Función de sobre y subtensión	16
2.2.4 Función diferencial	16

2.2.5	Función de distancia	18
2.2.6	Función verificación de sincronismo	21
2.2.7	Función de falla interruptor	22
2.2.8	Función de bloqueo al cierre	22
2.2.9	Protecciones propias del transformador de potencia	22
2.3	Esquemas de Tele protección	23
2.3.1	Esquema Disparo Directo Transferido en Sub alcance	24
2.3.2	Esquema Disparo permisivo transferido en Sub Alcance	25
2.3.3	Esquema Disparo permisivo transferido en Sobre Alcance	25
2.3.4	Esquema de aceleración de zona	26
2.3.5	Esquema de Disparo Permisivo Transferido por Comparación Direccional	26
2.3.6	Esquema de Bloqueo por Comparación Direccional	27
2.3.7	Esquema de Desbloqueo por Comparación Direccional	28
2.3.8	Esquema de Comparación Direccional Híbrida	28
2.3.9	Lógica de inversión de corriente	28
2.4	Sistemas de Control de Subestaciones	30

### **CAPITULO III**

#### **CRITERIOS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCION**

3.1	Criterios de Diseño del Sistema de Protección	31
3.1.1	Tipos de protecciones	31
3.1.2	Principios generales de los sistemas de protección	32
3.1.3	Criterios de protección de Líneas	33
3.1.4	Criterios de protección del Transformador de Potencia	38
3.1.5	Criterios de protección de Barras	42
3.2	Incidencia de la tecnología en los sistemas de protección	45
3.2.1	Relés numéricos o digitales	45
3.2.2	Tendencia de un relé por alimentador o bahía	46
3.2.3	Conceptos de intercambio de información remota y local	46
3.2.4	Gestión de un sistema de protección moderno	47
3.2.5	Funciones implementadas	47
3.2.6	Modularidad de los relés numéricos	48

### **CAPITULO IV**

#### **IMPORTANCIA DEL SISTEMA DE CONTROL EN LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN**

4.1	Criterios de Diseño del Sistema de Control de Subestaciones	51
4.1.1	Requerimientos Generales	52

4.1.2	Condiciones de servicio	52
4.1.3	Requerimientos funcionales	52
4.2	Tecnología de los sistemas de control	54
4.2.1	Protocolos de comunicación	54
4.2.2	Interfaces	56
4.3	Mejoras en la confiabilidad del Sistema de Protección	57
4.3.1	Supervisión de la subestación	57
4.3.2	Funciones adicionales de los sistemas de control modernos	58
<b>CAPITULO V</b>		
<b>ANALISIS PARA DEFINIR EL SISTEMA DE PROTECCION</b>		
5.1	Análisis Técnico Económico	60
5.1.1	Análisis técnico	60
5.1.2	Análisis económico	65
5.2	Selección óptima del Sistema de Protección	68
5.2.1	Sistema de protección seleccionado	68
5.2.2	Distribución de tableros de protección	70
5.3	Diagrama Unifilar del Sistema de Protección	77
<b>CAPITULO VI</b>		
<b>APORTES DEL GRADUANDO</b>		
6.1	Requerimientos generales para el suministro del sistema de protección	78
6.2	Requerimientos adicionales del Sistema de Protección	78
6.2.1	Relés de protección	79
6.2.2	Funciones de protección	80
6.3	Requerimientos en el diseño y construcción de tableros	84
6.3.1	Fabricación y manufactura de tableros	84
6.4	Puntos a ser definidos en la oferta	86
6.5	Pruebas e inspección en fábrica	86
6.6	Repuestos	87
6.7	Entrenamiento de personal	87
<b>CONCLUSIONES</b>		88
<b>ANEXOS</b>		90
<b>BIBLIOGRAFIAS</b>		100

## **INTRODUCCION**

El presente informe detalla los criterios de diseño del sistema de protección de una subestación en doble barra en 220 kV. Las subestaciones con configuración en doble barra son muy utilizadas en sistemas eléctricos de potencia, por lo cual el análisis presentado proporciona una guía técnica de soporte para el diseño de subestaciones de potencia en alta tensión

El desarrollo de este informe se divide en seis capítulos donde se definirá el perfil del proyecto, conceptos fundamentales del sistema de protección, criterios de diseño del sistema de protección, análisis técnico económico, etc.

El presente informe tiene relación con la experiencia profesional que he desarrollado, y tiene como objetivo ser una guía académica que brinde criterios fundamentales y recomendaciones para el diseño de los sistemas de protección de una subestación en doble barra.

## **CAPÍTULO I PERFIL DEL PROYECTO**

El presente informe está sustentado en un proyecto real, se trata del incremento de suministro de energía eléctrica de una unidad minera, para lo cual se construirá una subestación doble barra en 220 kV, en este informe se analizará los criterios a tener en cuenta para diseñar el sistema de protección de la instalación proyectada, teniendo en cuenta los siguientes puntos que se definen en el perfil del proyecto.

### **1.1 Características del Sistema Eléctrico Proyectado**

#### **1.1.1 Niveles de aislamiento**

Los niveles de aislamiento del sistema eléctrico en estudio son los siguientes:

**Tabla N° 1.1 Niveles de aislamiento**

NIVELES DE AISLAMIENTO			
Tensión nominal, kV	220	60	22,9
Tensión máxima del sistema, kV	245	72,5	24
Tensión a frecuencia industrial, kV	460	140	50
Nivel Básico de Aislamiento, kVp	1050	325	125

#### **1.1.2 Niveles de cortocircuito**

Los niveles de cortocircuito del sistema eléctrico en estudio son los siguientes:

**Tabla N° 1.2 Niveles de cortocircuito**

NIVELES DE CORTOCIRCUITO		
Barra Fallada (kV)	I1f (kA)	I3f (kA)
220 kV	3,81	4,38
60 kV (A y B)	4,47	3,30
22,9 Kv	0,40	5,41

### **1.2 Objetivo**

El objetivo de este informe es definir los criterios de diseño del sistema de protección de una subestación doble barra en 220 kV, estos criterios tendrán un análisis técnico económico con el fin de optimizar la confiabilidad del sistema de protección

De esta manera el presente informe se constituirá en una guía para definir los criterios de diseño de una subestación doble barra de tensión 220 kV, dando recomendaciones

generales y particulares; todo el análisis y criterios a tomar serán basados en estudios eléctricos, como estudios de flujo de carga y corto circuito, los cuales nos darán las características del sistema eléctrico en estudio.

### **1.3 Modos de operación del sistema eléctrico proyectado**

#### **1.3.1 Operación con el interruptor de acoplamiento cerrado en 220 kV, y ambas barras energizadas**

La Subestación en 220 kV operará con el interruptor de acoplamiento cerrado por confiabilidad y con la siguiente distribución de equipos: En la Barra A el transformador de Potencia TP 1 y la línea LT-1, en la barra B el transformador TP 2 y la línea LT-2.

#### **1.3.2 Operación con el interruptor de acoplamiento abierto en 220 kV, y ambas barras energizadas**

La Subestación en 220 kV operará con el interruptor de acoplamiento abierto para limitar la corriente de cortocircuito y con la siguiente distribución de equipos: En la Barra A el transformador TP 1 y la línea LT-1, en la Barra B el transformador TP 2 y la línea LT-2.

#### **1.3.3 Operación con el interruptor de acoplamiento abierto en 220 kV, y solo una barra energizada**

La Subestación en 220 kV operará con el interruptor de acoplamiento abierto y solo una barra energizada, este esquema se da con fines de mantenimiento de barras y con la siguiente distribución de equipos: En la Barra A el transformador TP 1, transformador TP 2, líneas LT-1 y LT-2.

#### **1.3.4 Operación con el interruptor de acoplamiento cerrado en 60 kV**

La subestación en 60 kV operará con el interruptor de acoplamiento cerrado y con la siguiente distribución de equipos: En la Barra I el transformador de Potencia TP 1 y la línea LT3, en la barra II el transformador TP 2 y la línea LT-4. El interruptor de acoplamiento solo se abrirá por cuestiones de mantenimiento de barra y una de ellas quedará desenergizada incluida todas las bahías conectadas a ella.

### **1.4 Esquema eléctrico proyectado**

El esquema eléctrico proyectado considera que el suministro de energía, a la subestación en estudio, será en 220 kV desde el SEIN; para tal fin se instalará dos bahías de llegada de línea.

En la figura 1.1, se muestra el esquema eléctrico del sistema en estudio con las instalaciones consideradas en el proyecto. Para mayor detalle ver el anexo A.

Las principales instalaciones que involucra el esquema eléctrico proyectado son:

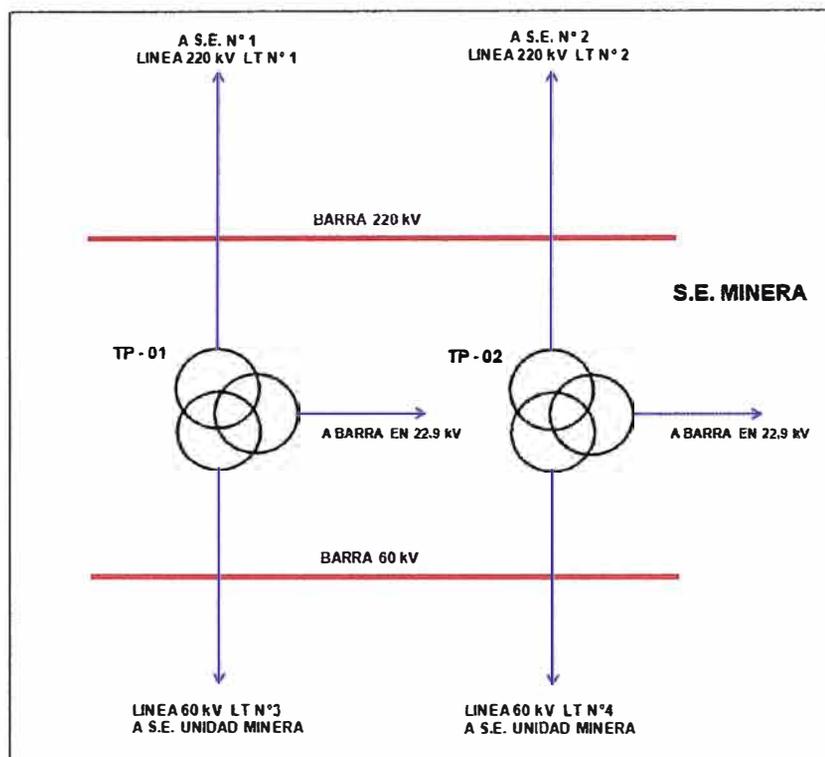
El nivel de 220 kV será doble barra con dos (02) bahías de llegada de línea, dos de transformación y una bahía de acoplamiento de barras.

El nivel de 60 kV será simple barra, con acople longitudinal y estará previsto para

dos (02) módulos de salidas de línea, dos (02) de transformación y la bahía de acoplamiento.

El nivel de 22,9 kV será simple barra con acople longitudinal y estará previsto para cuatro (04) módulos de salidas de línea, dos (02) de transformación y la bahía de acoplamiento.

En el edificio de control se instalarán los tableros de control, protección, medición, telecomunicaciones y servicios auxiliares.



**Figura 1.1** Esquema eléctrico del sistema de la S.E. MINERA

### 1.5 Bases y premisas para seleccionar el sistema de protección

Un punto importante en el análisis para seleccionar nuestro sistema de protección es asegurar que nuestra subestación en estudio es totalmente confiable como instalación en el SEIN, cabe resaltar que el estudio de preoperatividad de un proyecto es un requisito del COES para su realización, en dicho estudio se analiza el esquema de la subestación, se realiza el estudio de flujo de potencia y la incidencia en el SEIN, los nuevos niveles de cortocircuito debido al ingreso del proyecto, entre otros aspectos.

La Subestación Minera, la cual es objeto de nuestro análisis, es alimentada desde el SEIN, el flujo de potencia viene desde la subestación N°1, y se distribuye entre la carga de la Subestación Minera y la subestación N°2 a través de la línea LT - 2 , todo esto se da en el nivel de 220 kV.

En el nivel de 60 kV, la S.E. Minera entrega potencia a través de dos líneas de transmisión, LT3 y LT4; las cuales alimentan la S.E. Unidad Minera.

En el nivel de 22,9 kV, La subestación minera entregará potencia a través de dos líneas de distribución.

Luego de la aprobación del estudio de preoperatividad del proyecto, es posible realizar el análisis para seleccionar el sistema de protección de la subestación en estudio, cabe resaltar que el análisis será en base a criterios prácticos, y sobretodo motivando el desarrollo de última tecnología como la implementación de relés numéricos, evitando el uso de dispositivos electromecánicos y electrónicos, pues consideramos a estos últimos como posibles puntos de falla en un sistema.

## **1.6 Características principales de los equipos de patio**

### **1.6.1 Interruptor de Potencia**

Los interruptores de potencia son dispositivos mecánicos cuya función es interrumpir la corriente eléctrica, en condiciones normales o de operación son capaces de conducir, interrumpir y establecer corrientes. Ver figura 1.2.

En condiciones anormales o de falla como son los cortocircuitos pueden conducir durante un tiempo determinado, también pueden interrumpir y establecer corrientes en esta condición.



**Figura 1.2** Interruptor de Potencia

## a. Tipos de interruptores

Los interruptores de potencia se especifican en base a diferentes criterios, como pueden ser el nivel de tensión, medio de interrupción, el mecanismo de operación, lugar de instalación y según el diseño externo. Siendo los más importantes para la interrupción de la corriente, el medio y mecanismo de operación los cuales se describen a continuación.

### a.1 Según el medio de interrupción

#### Interrupción en aceite

Los interruptores cuyo medio de interrupción es el aceite están conformados por dos tipos: Los de gran y pequeño volumen de aceite. Estos interruptores dejaron de utilizarse con la aparición de los interruptores de SF6.

#### Interrupción en aire comprimido

Los interruptores de aire comprimido son aquellos en donde la extinción del arco eléctrico se efectúa por la acción de un chorro de aire comprimido que barre el aire ionizado del arco. Estos interruptores tuvieron gran relevancia hasta la aparición de los interruptores de SF6.

#### Interrupción en hexafluoruro de azufre (SF6)

El hexafluoruro de azufre ha demostrado ser un medio excelente del enfriamiento del arco y del aislamiento para los interruptores. Es un compuesto muy estable, inerte hasta los 500 °C, no inflamable, no tóxico, incoloro y carente de olor. Una característica muy importante es la rápida recuperación de la resistencia dieléctrica del canal del arco inmediatamente después de la extinción del arco.

### a.2 Según el mecanismo de operación

El mecanismo de operación es el dispositivo que emplea una energía almacenada para accionar el interruptor ya sea para abrirlo o cerrarlo.

#### Resortes:

La energía se almacena cargando resortes, este mecanismo tiene la ventaja que al efectuarse el cierre del interruptor se carga el resorte de apertura, de esta manera se asegura siempre el disparo del interruptor.

#### Neumático o hidráulico:

Estos mecanismos operan en base a la presión del aire o aceite según sea el caso.

#### Hexafluoruro de Azufre:

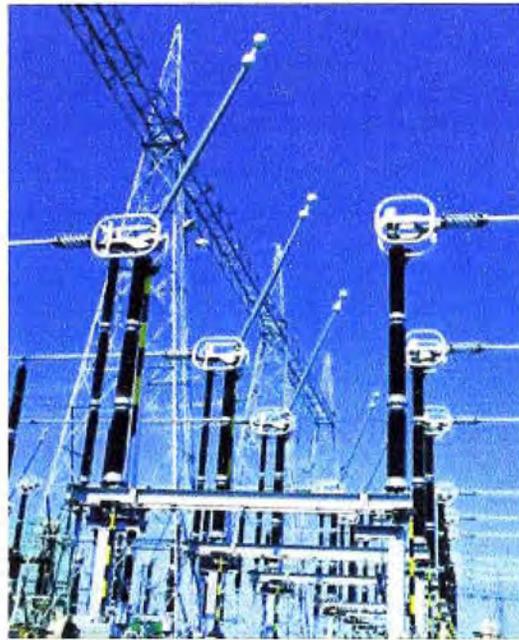
Este mecanismo almacena energía de su propio gas aislante SF6 bajo presión.

## b. Importancia en el sistema eléctrico

Los interruptores de potencia cumplen un papel fundamental en los sistemas de potencia, para fines de operación mediante la apertura y cierre de circuitos con o sin carga, siendo aún más importante su función como dispositivo de apertura en condiciones de falla.

## 1.6.2 Seccionador

El seccionador es un dispositivo mecánico cuya función es seccionar o aislar una instalación eléctrica de su red de alimentación, nos brinda un aislamiento en aire y se puede apreciar por cuestiones de seguridad. Es un dispositivo de ruptura lenta, por sus características, debe ser maniobrado casi siempre sin carga o en vacío. Ver figura 1.3.



**Figura 1.3** Seccionador

### a. Tipos de seccionadores

#### a.1 Según su función en el sistema eléctrico

##### Seccionadores de fase

Estos seccionadores cumplen la función de aislar equipos como interruptores, barrajes, transformadores o reactores, líneas y otros

##### Seccionadores de tierra

Estos seccionadores cumplen la función de poner a tierra los componentes del sistema en mantenimiento, como son las líneas de transmisión, reactores en derivación, etc.

##### Seccionadores de operación en carga

Seccionadores especiales encargados de abrir o cerrar circuitos con carga, tales como reactores, capacitores y generadores.

#### a.2 Tipos constructivos

##### Seccionadores de apertura central

Estos seccionadores son los más comunes en la subestaciones, sin embargo su instalación requiere mayor espaciamientos entre fases, esto con el fin de guardar las distancias de seguridad en la subestación.

### Seccionadores de doble apertura o rotación

Estos seccionadores no suelen usarse en muy altos niveles de tensión, debido a que su forma constructiva influye en las deformaciones de las cuchillas.

### Seccionadores de apertura vertical

Usados en muy altas tensiones, debido a que en estos niveles de tensión las distancias de seguridad son mayores y usar estos seccionadores mejora la disponibilidad de espacio.

### Seccionadores tipo pantógrafo y semipantografo

Son muy económicos por el espacio a utilizar, los tres polos no necesitan estar alineados, y las obras civiles disminuyen en un gran porcentaje

#### b. Importancia en el sistema eléctrico

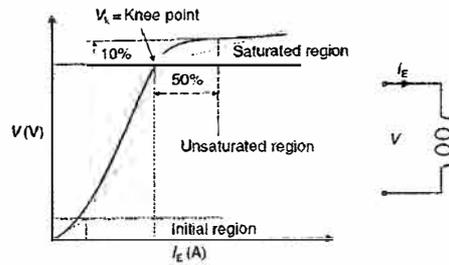
Los seccionadores cumplen la función de brindar un aislamiento en aire en las subestaciones, siendo importante en las operaciones del sistema eléctrico en combinación con los interruptores de potencia.

### 1.6.3 Transformador de corriente

Los Transformadores de corriente son usados para efectuar las mediciones de corrientes en sistemas eléctricos. El devanado primario del TC se conecta en serie con el circuito de potencia de alta tensión. Los TC's usados para medida son diferentes a los TC's usados para protección, tanto en su clase de precisión, como en la carga del secundario. Los TC's de medida deben trabajar lo más exactamente posible bajo condiciones normales de operación. Los TC's de protección deben operar correctamente entre márgenes muy amplios de carga, desde corrientes mínimas hasta valores varias veces mayores que la corriente nominal. Ver figura 1.4.



**Figura 1.4** Transformador de corriente



**Figura 1.5** Curva de funcionamiento del TC

Los TC pueden llegar a saturarse por las altas corrientes causadas por las fallas cercanas; para evitar esto, debe ponerse cuidado para asegurar que bajo condiciones de falla crítica los TC operen en el tramo lineal de la curva de magnetización (véase figura 1.5), en todos estos casos el TC debe ser capaz de suministrar suficiente corriente para que el relé opere satisfactoriamente.

a. Características principales de los Transformador de Corriente

En un margen muy amplio de variación de la carga secundaria (*Burden*), la corriente secundaria no sufre cambios apreciables.

El circuito secundario de un TC no debe ser abierto si el primario se encuentra energizado, debido a que los voltajes desarrollados serían limitados únicamente por la impedancia de la rama de magnetización y serán demasiado altos.

b. Saturación del transformador de corriente

Los errores de los TC's resultan de la corriente de excitación. Con el fin de comprobar si un TC funciona correctamente, es esencial medir o calcular la curva de excitación. La corriente de magnetización de un TC depende de la sección y longitud del circuito magnético, del número de vueltas en el devanado y de las características magnéticas del material. Cuando la corriente primaria se incrementa al igual que la corriente secundaria, estas corrientes alcanzan un punto donde el núcleo comienza a saturarse y la corriente de magnetización llega a ser lo suficientemente alta para producir un error excesivo.

c. Importancia en el sistema eléctrico

Los transformadores de corriente cumplen un papel importante en los sistemas de protección, ya que estos se encargan de reflejar los efectos de una falla eléctrica en magnitudes pequeñas y poderlas enviar a los relés.

#### 1.6.4 Transformador de tensión

Los Transformadores de Tensión son utilizados para efectuar las mediciones de voltajes en sistemas eléctricos. En los Transformadores de tensión el voltaje del devanado secundario debe ser proporcional al voltaje del devanado primario. Para obtener esto, los Transformadores de Tensión son diseñados de tal manera que las caídas de voltaje en

los devanados sean pequeñas y la densidad de flujo en el núcleo este por debajo del valor de saturación así que la corriente de magnetización es pequeña; en esta forma, la impedancia de magnetización es obtenida y es prácticamente constante sobre el rango de voltaje requerido. Ver figura 1.6.



**Figura 1.6** Transformador de Tensión

#### a. Características Generales

Los Transformadores de Tensión tienen las siguientes finalidades:

- Aislar el circuito secundario (baja tensión) del circuito primario (alta tensión).
- Reproducir lo más exactamente posible en el circuito secundario los efectos transitorios y de régimen permanente aplicados al circuito primario.
- Reproducir en el secundario, un voltaje proporcional al primario a una potencia máxima dada en VA, cumpliendo con ciertos errores límites especificados.
- Estar capacitados para sostener una carga de 10 veces su potencia nominal sin exceder los valores críticos de temperatura.

#### b. Tipos

Existen los siguientes transformadores de tensión: transformadores inductivos, divisores capacitivos, divisores resistivos y divisores mixtos. De los cuales predominan los dos primeros, que a continuación se describen.

##### b.1 Transformador de tensión inductivo

Los transformadores de tensión inductivos poseen dos arrollamientos (primario y secundario) y un núcleo de hierro. Pueden ser construidos para conexión fase-tierra o para conexión fase-fase. Estos transformadores de tensión son usados para tensiones

comprendidas entre 600 V y 72,5 kV.

#### b.2 Transformador de tensión capacitivo

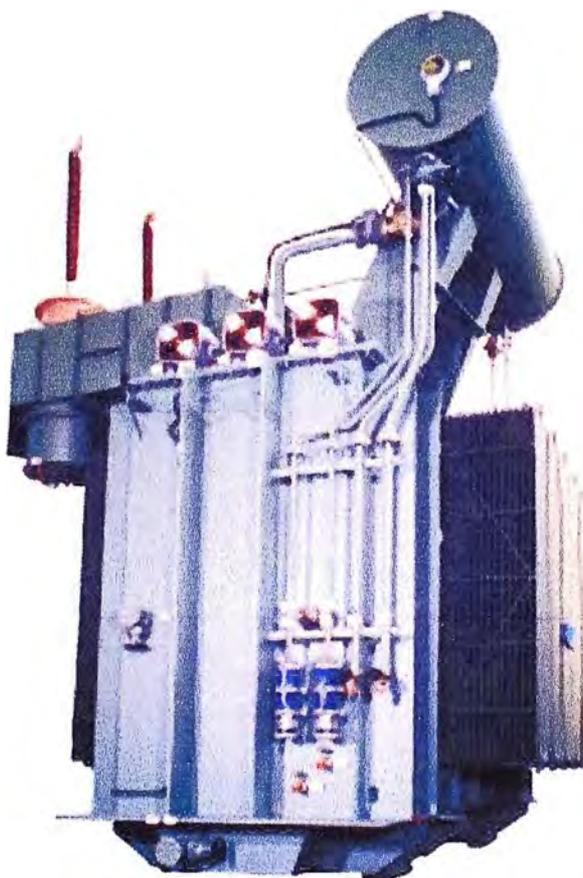
Estos transformadores son comúnmente usados en alta y extra alta tensión, los capacitores también permiten la inyección de señales de alta frecuencia en los conductores de las líneas eléctricas para brindar comunicación de extremo a extremo entre las subestaciones, dicha comunicación puede ser usada para los esquemas de tele protección de los relés de distancia, telecontrol, telemetría o control de comunicaciones de voz.

#### c. Importancia en el sistema eléctrico

Los transformadores de tensión cumplen un papel importante en los sistemas de protección, ya que estos se encargan de reflejar los efectos de una falla eléctrica en magnitudes pequeñas y poderlas enviar a los relés.

#### 1.6.5 Transformador de potencia

El transformador de potencia es uno de los elementos más importantes del sistema de transmisión y distribución, a continuación se describirán algunas funciones y características. Ver figura 1.7.



**Figura 1.7** Transformador de Tensión

**a. Funciones**

- No es posible generar a tensiones muy altas, debido a que esto llevaría a dimensiones de aislamiento muy grandes; por lo que el transformador cumple la función de elevador de tensión en una central eléctrica.
- Para la transmisión y distribución de grandes potencias, el transformador cumplirá la función de elevador y reductor de tensión según sea el requerimiento.
- Controlador de tensiones y de flujos de potencia.
- Limitador de la potencia de cortocircuito.

**b. Características principales**

- Gran seguridad de servicio.
- Elevado rendimiento y confiabilidad.

**c. Importancia en el sistema eléctrico**

Simplemente es el equipo más importante en todo sistema eléctrico, pues su función principal es la de llevar energía en diferentes niveles de tensión, optimizando la transmisión de esta.

## **CAPÍTULO II**

### **CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN**

En este capítulo se define los conceptos generales de los sistemas de protección, los cuales se profundizarán más adelante.

#### **2.1 Conceptos Generales**

Los sistemas de protección están conformados por equipos de potencia y equipos electrónicos inteligentes como los relés de protección, los cuales están encargados de eliminar lo más rápido posible cualquier indicio de falla.

El sistema de protección de un sistema eléctrico tiene los siguientes objetivos:

- Proteger efectivamente a las personas y los equipos.
- Detectar las fallas para aislar los equipos o instalaciones falladas con la mayor rapidez posible.
- Detectar y alertar sobre las condiciones indeseadas de los equipos para dar las señales de alarmas necesarias; y de ser el caso, aislar al equipo del sistema.
- Detectar y dar las señales de alarmas sobre las condiciones anormales de operación del sistema; y de ser el caso, aislar a los equipos que puedan resultar perjudicados por tales situaciones.
- Cubrir de manera ininterrumpida el Sistema Eléctrico de Potencia, estableciendo vigilancia el 100% del tiempo.

Para diseñar un sistema de protecciones partiremos con la premisa de que todo sistema deberá estar preparado para atender una contingencia doble o evento anormal doble; es decir, se debe considerar la posibilidad que se produzca una falla en el sistema eléctrico, al cual le sigue una falla en el sistema de protección.

Según la premisa anterior donde se considera una falla doble, una en el sistema eléctrico de potencia y otra en el sistema de protección, se establecen las siguientes instancias:

##### **a. Las protecciones principales**

Estas protecciones forman parte de la primera línea de defensa en una zona de protección y por lo tanto deberán actuar lo más rápidamente posible (instantánea).

##### **b. Las protecciones de respaldo**

Estas protecciones forman parte de la segunda instancia de actuación de la protección y deberán tener un retraso en el tiempo, con el fin de permitir la actuación de la protección

principal en primera instancia.

La protección de respaldo, la cual detecta la falla y actúa en segunda instancia cuando no ha actuado la protección principal será un verdadero respaldo siempre y cuando el relé este configurado con funciones de protección distintas a las del relé de protección principal.

## **2.2 Funciones de protección**

En la actualidad un relé puede estar configurado para realizar varias actividades o simplemente realizar una tarea específica. Estas actividades son las funciones de protección, las cuales se rigen bajo distintos conceptos y parámetros eléctricos con la finalidad de proteger el sistema eléctrico ante los eventos anormales.

A continuación se describe las funciones de protección que suelen utilizar en un sistema de protección de una subestación doble barra.

### **2.2.1 Función de sobrecorriente**

La protección de sobrecorriente es la más antigua, sencilla, económica y relativamente confiable, siendo su principio de operación el parámetro de la corriente de falla. El principal objetivo de toda protección es detectar la falla y ordenar el disparo del interruptor para que la aíse, y esto lo cumple a cabalidad la protección de sobrecorriente. Otro objetivo no menos importante es la selectividad y velocidad de despeje de la falla, esta se puede conseguir en un menor grado en base a una adecuada coordinación de los relés de sobrecorriente por escalonamiento de corriente, de tiempo y direccionalidad.

Los relés de sobrecorriente son la forma más común de protección en el manejo de las corrientes excesivas del sistema de potencia y contra sobrecargas. Es por eso que los relés son establecidos para cubrir ambas condiciones

La protección de sobrecorriente se aplica tanto a fallas entre fase como fallas monofásicas.

Las protecciones de sobrecorriente se clasifican en función al tiempo de operación y la magnitud de la corriente de falla, lo cual se define a continuación. Ver figura 2.1.

#### **a. Protecciones de sobrecorriente instantánea**

Son aquellas que operan de manera inmediata, es decir no introducen ningún tiempo intencionado de retraso en su operación desde el instante en que la intensidad de entrada sobrepase el valor de referencia.

#### **b. Protecciones de sobrecorriente de tiempo definido**

Son aquellas que introducen un tiempo intencionado de retraso en su operación. Cuando este tiempo es independiente del valor de la intensidad de entrada, recibe el nombre de protección de sobrecorriente de tiempo fijo.

Cuando el tiempo de retraso es función del valor de la intensidad de entrada se

denominan protecciones de tiempo inverso. En estos casos cuando mayor es el valor de la intensidad menor es el tiempo de retraso introducido y cuando menor es el valor de intensidad mayor es el tiempo de retraso.

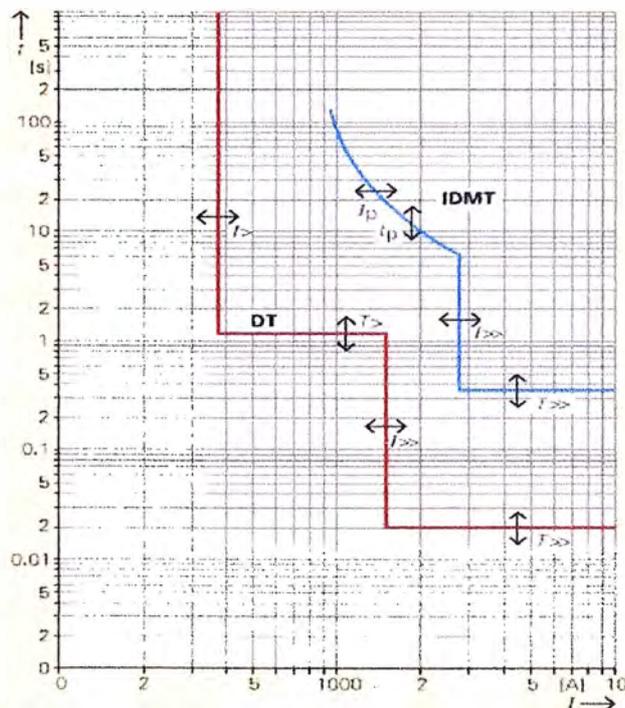
Las características de las protecciones de tiempo inversa son:

Normal Inverso

Muy Inverso

Extremadamente Inverso

Las características de sobrecorriente de Tiempo Inverso, tienden a hacer el tiempo de funcionamiento del relé menos dependiente de la magnitud de la corriente de falla que en el caso de los dispositivos Muy Inverso y Extremadamente Inverso. Por esta razón, los relés de tipo Normal Inverso proporcionan una protección total más rápida en aplicaciones donde las magnitudes de corriente de fallo disponibles varían significativamente como resultado de los cambios frecuentes en la fuente de impedancia debida a la carga e interrupción del sistema.



**Figura 2.1** Características de la protección de sobrecorriente

### 2.2.2 Función de sobrecorriente direccional

Los relés direccionales están capacitados para distinguir el flujo de corriente de una dirección a la otra reconociendo las diferencias en el ángulo de fase entre la corriente y la magnitud de polarización.

La protección de sobrecorriente direccional es usada cuando es necesario proteger el sistema contra corrientes de falla que pueden circular en ambas direcciones a través de un elemento del sistema, y cuando la protección de sobrecorriente bidireccional puede producir desconexión innecesaria de circuitos. Esto puede suceder en sistemas en anillo o enmallados y en sistemas con una variedad de puntos de alimentación.

La protección de sobrecorriente direccional se aplica tanto para fallas entre fases como para fallas monofásicas. Para la protección de sobrecorriente direccional a tierra se debe especificar la dirección del flujo de corriente para la que se aplica la protección. Para su evaluación numérica por el relé se requiere una referencia o polarización con la que se efectúa el cálculo. Se prefiere usar la tensión homopolar por lo cual se debe ajustar el ángulo de máxima sensibilidad según el sistema de puesta a tierra.

### **2.2.3 Función de sobre y subtensión**

Cuando se tiene niveles de tensión elevados en el sistema se puede afectar a los equipos por superar la tensión máxima de servicio para la cual están diseñados. Las sobretensiones permanentes que se aplican a los equipos son causa de una disminución de su vida útil, de manera que es necesario limitar el tiempo de duración de las sobretensiones, considerando que cuanto mayor sea la sobretensión, su duración permisible es menor.

La protección de tensión mide permanentemente tensión de cada fase con la finalidad de detectar las tensiones que son mayores o menores que las del rango normal de operación. Si las tensiones son menores que las del rango establecido se tiene una protección de subtensión; en el caso de tensiones mayores se tiene la protección de sobretensión.

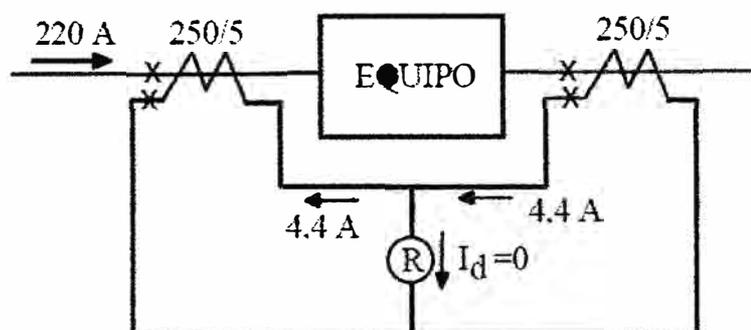
El tiempo de actuación es una función del valor de la tensión y puede ser:

- Tiempo Definido, cuando se supera un umbral previamente calibrado. En este caso su operación puede ser instantánea o temporizada.
- Tiempo Inverso cuya operación depende del tiempo según una función exponencial establecida por las normas.

### **2.2.4 Función diferencial**

Las protecciones diferenciales basan su funcionamiento en la comparación de las corrientes que entran y salen de un equipo. Por razones prácticas y económicas, el relé diferencial se usa para la protección de máquinas rotativas, transformadores de potencia, barras de subestaciones y líneas cortas, siempre que su potencia sea importante. En el caso de líneas largas, el problema de la lejanía física de los extremos cuyas magnitudes deben compararse se ha subsanado de diferentes maneras dando origen a las protecciones de hilo piloto, onda portadora y microondas.

En el esquema de la Figura 2.2 se puede apreciar que la corriente que detecta el relé diferencial R, en las condiciones indicadas, es igual a cero. Al ocurrir una falla, sea monofásica, bifásica o trifásica, en la zona protegida entre los transformadores de corriente, se produce un desequilibrio que hace fluir una corriente diferencial  $I_d$  distinta de cero, por el relé R, de modo que éste da la orden de abrir el interruptor correspondiente.



**Figura 2.2** Diagrama esquemático de un relé diferencial

La protección diferencial es absolutamente selectiva, pues solo responde a fallas que estén comprendidas en su zona de influencia, es decir entre los dos juegos de transformadores de corriente. Por esta razón no necesita ser coordinada con otras protecciones, como además es independiente de la corriente de carga circulante, puede tener un valor de arranque de protección muy bajo y ser teóricamente instantánea.

Como sabemos la protección diferencial funciona calculando la diferencia de las corrientes que entran y salen de la zona protegida; para ello se debe considerar que existen diferencias que no corresponden a una falla. Estas corrientes diferenciales que corresponden a valores de la operación normal son debidas a los siguientes factores:

$$P = \%T + \%eCT + \%er + MS \quad (2.1)$$

P : Pendiente porcentual del relé diferencial.

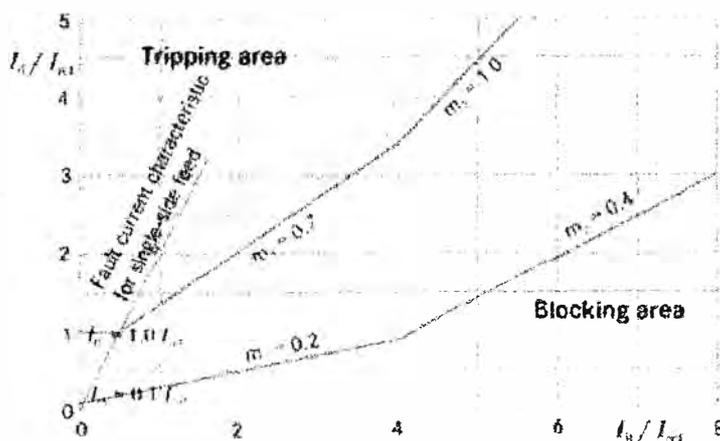
%T : Máxima franja de variación del cambiador de tomas.

%eCT : Máximo error de los CTs, de acuerdo a la clase de exactitud especificada.

%er : Máximo error esperado de relación de transformación entre la relación de transformación del transformador y la de los CT.

MS : Margen de seguridad: Mínimo 5%.

La corriente diferencial que no es falla es la suma de estas cuatro componentes y su cálculo permite establecer el ajuste del relé diferencial para que no efectúe una falsa operación. Ver figura 2.3.



**Figura 2.3** Pendiente del relé diferencial

### 2.2.5 Función de distancia

La protección de distancia utiliza la corriente y el voltaje al comienzo de la línea en un esquema de comparación que esencialmente determina la posición de la falla, cuyo principio de protección es independiente de la magnitud y de las variaciones de las corrientes de cortocircuito con la impedancia de la fuente, existen varias características para los relés de distancia, las cuales se detallan más adelante.

a. Características básicas de la protección de distancia

a.1 Impedancia:

El relé de impedancia no toma en cuenta el ángulo de fase entre el voltaje y la corriente que se le aplica, por esta razón, la impedancia característica en el plano R-X es un círculo con su centro en el origen. El relé opera cuando la impedancia medida es menor que el ajuste. Ver Figura 2.4 (a).

a.2 Mho:

La característica del relé Mho es un círculo cuya circunferencia pasa a través del origen. El relé opera si la impedancia medida cae dentro del círculo. Ver Figura 2.4 (b).

a.3 Mho Offset:

La característica de este relé en el plano R-X es un círculo desplazado y que incluye el origen, con lo cual se obtiene una mejor protección para fallas cercanas al relé.

Cuando esta unidad se utiliza para dar disparo debe ser supervisada por una unidad direccional o ser de tiempo retardado.

Ver Figura 2.4 (c).

a.4 Reactancia:

Este relé solamente mide la componente reactiva de la impedancia. La característica de un relé de reactancia en el plano R-X es una línea paralela al eje R. Este relé debe ser

supervisado por alguna otra función para asegurar direccionalidad y para prevenir disparo bajo condiciones de carga.

Ver Figura 2.4 (d)

a.5 Cuadrilateral:

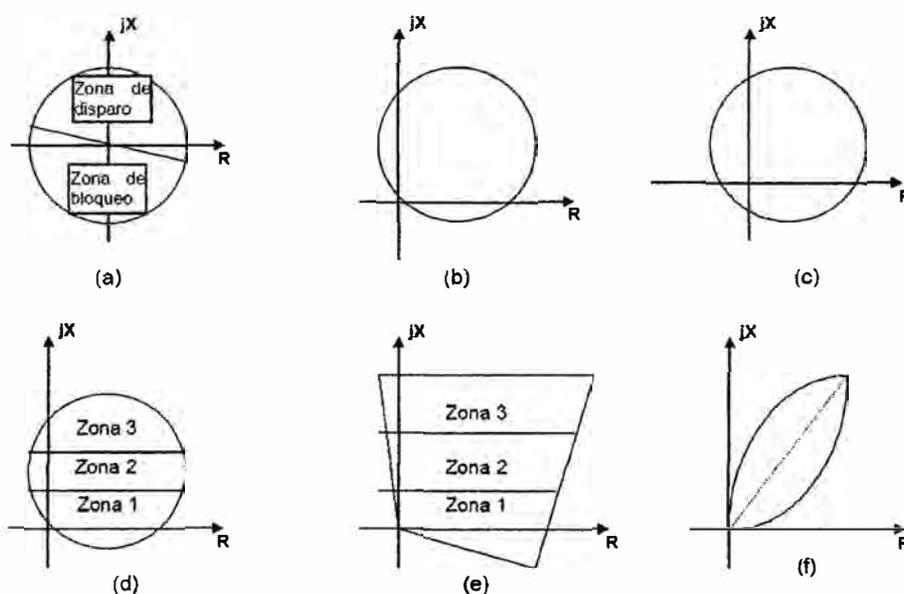
La característica de este relé puede ser alcanzada con la combinación de características de reactancia y direccional con dos características de control de alcance resistivo.

Ver Figura 2.4 (e).

a.6 Lenticular:

Este relé es similar al relé Mho, excepto que su forma es más de lente que de círculo, lo cual lo hace menos sensible a las condiciones de carga. Ver Figura 2.4 (f).

Actualmente se han diseñado muchas características de relés de distancia a partir de la combinación de las características básicas arriba descritas.



**Figura 2.4** Características básicas de la protección de distancia

b. Zonas de la protección de distancia

b.1 Zona 1

Es práctica normal tomar la primera zona al 80% o al 85% de la impedancia de secuencia positiva de línea protegida; esto permite incluir los errores de tensión y de corriente producidos por los transformadores de medida. Ajustes por encima del 80% o del 85% son permitidos, pero se debe tener cuidado que el relé no se sobrepase y pueda en su zona 1 ver fallas más allá de la barra remota. Ver figura 2.5.

b.2 Zona 2

El principal objetivo de esta zona es proteger completamente la línea y brindar un respaldo ante la no operación de la Zona 1 de las líneas adyacentes de la subestación remota.

Como valor mínimo de ajuste se escoge el 120% de la impedancia de la línea a proteger, dado que si se escoge un valor inferior, los errores de los transformadores de medida, el acoplamiento mutuo de secuencia cero en circuitos paralelos y el valor de la impedancia de falla, pueden ocasionar que el relé no verá la falla en Zona 2, sino más allá y por lo tanto operará en un tiempo muy largo (Tiempo de Zona 3).

El ajuste de Zona 2 se puede seleccionar por encima del 120% de la impedancia de la línea siempre y cuando se justifique con los resultados de un análisis de efecto "Infeed" para esta zona y que adicionalmente se cumpla con los siguientes criterios:

- Debe tenerse en cuenta que no sobrealcance la Zona 1 de los relés de la subestación remota. Se puede asumir un valor máximo del 50% de la línea adyacente más corta, con lo cual el ajuste de la Zona 2 sería igual a la suma de la impedancia total de la línea a proteger y el 50% de la impedancia de la línea adyacente más corta.
- La Zona 2 no debe operar para fallas en los niveles secundarios de los transformadores existentes en la subestación remota. Para evitar esto, el ajuste de la Zona 2 deberá ser como máximo, igual a la suma de la impedancia total de la línea a proteger más el 80% de la impedancia equivalente de los transformadores existentes en la subestación remota.

#### b.3 Zona 3

El objetivo de esta zona es servir de respaldo a las protecciones de las líneas adyacentes. Normalmente, su ajuste se extiende hasta el extremo opuesto de la línea adyacente de mayor impedancia, pero se debe garantizar que este alcance no detecte fallas ocurridas en las subestaciones de diferentes tensiones conectadas a través de los transformadores de potencia. Este alcance también debe limitarse si su valor se acerca al punto de carga normal de la línea.

Existen dos criterios para el ajuste de la zona 3, de los cuales se recomienda el menor valor de impedancia calculada para los dos casos que se citan a continuación.

- Impedancia de la línea a proteger más el 80% de la impedancia equivalente de los transformadores en la barra remota.
- Impedancia de la línea a proteger más el valor de  $Z$  de la línea adyacente con mayor impedancia, multiplicada por un factor de seguridad del 120%.

#### b.4 Zona de Reversa

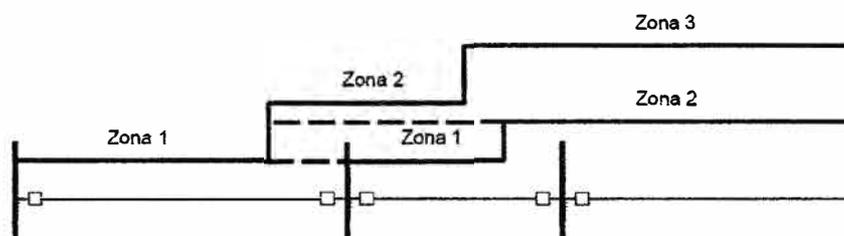
El propósito de esta zona es proveer un respaldo a la protección diferencial de barras de

la subestación local.

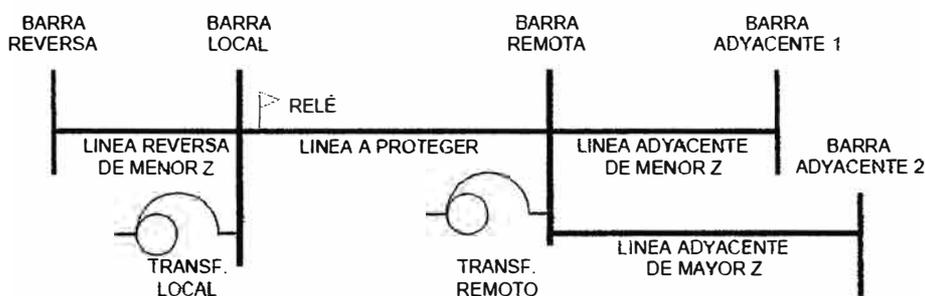
El ajuste de la Zona Reversa para este fin, se realiza tomando el menor valor de los dos cálculos siguientes:

20% de la impedancia de la línea reversa con menor impedancia.

20% de la impedancia equivalente de los transformadores de la subestación local.



**Figura 2.5 (a)** Zonas de la protección de distancia



**Figura 2.5 (b)** Diagrama unifilar típico para ajustar las zonas de la protección de distancia

## 2.2.6 Función verificación de sincronismo

La función de verificación de sincronismo controla que las tensiones de ambos lados del interruptor automático están en sincronismo, o con al menos un lado sin tensión, para asegurar que la conexión se pueda realizar de forma segura. La conexión manual y el reenganche automático se pueden comprobar mediante la función, y pueden tener distintos ajustes; por ejemplo, la diferencia de frecuencia permitida se puede ajustar a fin de admitir límites más amplios para el reenganche automático que para la conexión manual.

Por lo tanto el relé de verificación de sincronismo es un dispositivo que opera cuando dos circuitos de corriente alterna se encuentran dentro de los límites deseados de frecuencia, ángulo de fase y voltaje para permitir la conexión en paralelo de los mismos.

La verificación de sincronismo es una operación necesaria una vez se ha perdido la

condición de sincronismo por disparos trifásicos de los interruptores, debidos a fenómenos transitorios que son producidos por la dinámica del sistema. Ante esta condición, se debe determinar cuál de las dos subestaciones debe realizar el recierre en forma inmediata con esquema de recierre barra viva - línea muerta, y cuál debe implementar la verificación de sincronismo en esquema de barra viva - línea viva.

### **2.2.7 Función falla interruptor**

El fracaso de un esquema de protección para eliminar una falla se denomina falla interruptor. La función de falla interruptor mide la condición de flujo de corriente en el interruptor una vez ha transcurrido un período razonable de tiempo después de la orden de disparo de la protección principal. Una vez reconocida tal condición, la función falla interruptor inicia el proceso de corrección, tales como repetir la orden de disparo o posteriormente iniciar el ciclo de disparo de todos los circuitos que puedan alimentar la falla a través del interruptor que no abrió, o al cual no se le envió la orden de apertura.

### **2.2.8 Función de bloqueo al cierre**

La protección de bloqueo al cierre actúa para apagar o mantener fuera de servicio un equipo bajo condiciones anormales o fallas eléctricas, lo cual amerite una revisión.

Generalmente se usa en la protección del transformador de potencia por ser un equipo de gran importancia en el sistema; además la incidencia de la falla en un equipo tan importante causaría un mayor daño y una gran pérdida económica.

### **2.2.9 Protecciones propias del transformador de potencia**

En un transformador de potencia la acumulación de gases o cambios de presión al interior del tanque, son buenos indicadores de fallas o perturbaciones internas. En muchos casos, son más sensibles que la protección diferencial y en caso de fallas de lento crecimiento. Sin embargo, es importante aclarar que su operación está limitada a problemas al interior del tanque del transformador, pero no ante fallas en los bujes o conexiones externas de los CT's. La mayoría de estas protecciones son ajustadas por el fabricante del equipo y no requieren la intervención del usuario, ya que la modificación de los ajustes conlleva a una pérdida de la garantía ante operaciones incorrectas de estos equipos. A continuación se describe algunas de estas protecciones.

#### **a. Relé de presión súbita**

Estos son aplicables en transformadores inmersos en aceite. Un tipo de estos relés opera ante cambios imprevistos en el gas encima del aceite, otros operan ante cambios súbitos de presión del mismo aceite, que se originan durante fallas internas. Este relé no opera por presiones estáticas o cambios de presión resultantes de la operación normal del transformador, que pueden ocurrir ante cambios de carga y de temperatura. Son usados generalmente para dar disparo con los contactos en paralelo con el relé diferencial,

aunque también pueden ser utilizados para dar solo alarma si se prefiere.

b. Relé Buchholz

Éste es una combinación de acumulador de gas y relé de aceite, y solamente se aplica a los transformadores con tanque conservador de aceite, el actúa como una cámara de expansión instalado en la parte superior del tanque principal. Este relé está conformado por dos dispositivos:

Una cámara de recolección de gas, en la cual se acumula el gas resultante de la ruptura del aislamiento por la presencia de un arco eléctrico leve. Cuando se ha acumulado cierta cantidad de gas, el relé da una alarma.

Un dispositivo que se opera por el movimiento repentino del aceite a través de la tubería de conexión cuando ocurren fallas severas, cerrando unos contactos que activan las bobinas de disparo de los interruptores del transformador.

Los relés Buchholz y el de Presión Súbita complementan la protección diferencial, dado que éstos protegen ante fallas dentro del tanque del transformador, mientras que la protección diferencial protege además, para casos de flameos en los bujes o fallas en la conexión del transformador a su interruptor y a otros equipos de patio si fuera el caso de una conexión larga

c. Detectores de nivel de aceite

Este relé origina disparo cuando el nivel de aceite no es el requerido.

d. Detectores de temperatura

Estos pueden consistir en termómetros o resistencias de temperatura, que se instalan en los devanados del transformador para detectar temperaturas altas que se puedan presentar por sobrecargas o daños en el sistema de refrigeración del transformador.

e. Relé de imagen térmica

Este relé determina la temperatura de los devanados con base en la corriente que circula por ellos y en la temperatura previa del aceite del transformador. Consiste de una resistencia inmersa en el aceite del transformador y que está conectada a los CT's ubicados a la salida del transformador; el calentamiento de esta resistencia es medida con un sensor de temperatura para dar alarma, disparo o control del mecanismo de enfriamiento de los transformadores.

### **2.3 Esquemas de Tele Protección**

Los esquemas de tele protección se utilizan como complemento a las protecciones de línea para acelerar el disparo cuando hay una falla dentro de la línea. Los esquemas de tele protección pueden ser permisivos o de bloqueo.

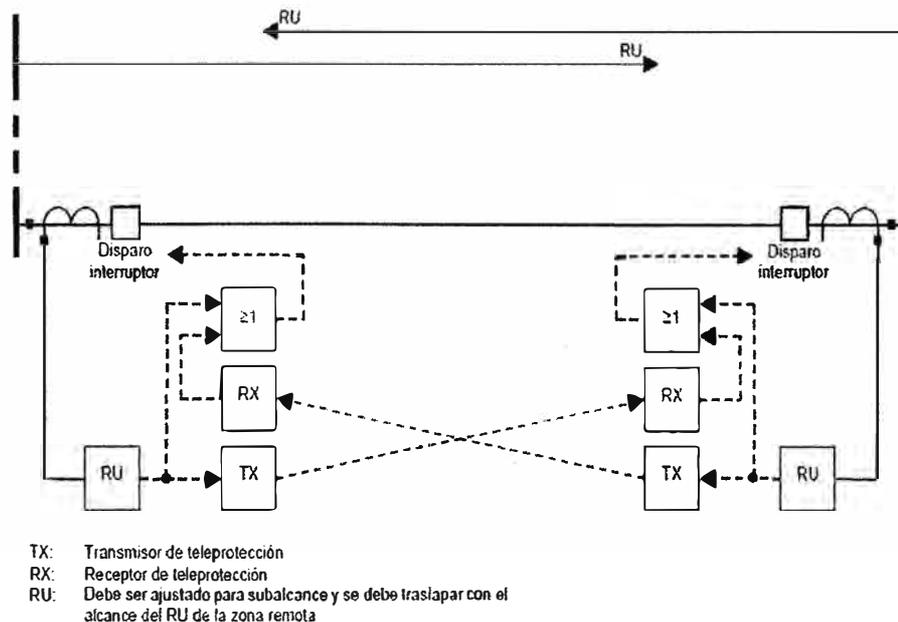
Los esquemas que se explican a continuación, se basan en la norma IEEE Std. C37-113 de 1999.

- DUTT: Disparo Directo Transferido en Sub alcance (Direct Underreaching Transfer Trip).
- PUTT: Disparo permisivo transferido en Sub Alcance (Permissive Underreaching Transfer Trip).
- POTT: Disparo permisivo transferido en Sobre Alcance (Permissive Overreaching Transfer Trip).
- Aceleración de Zona (Zone acceleration)
- CD: Disparo permisivo transferido por Comparación Direccional (Permissive Directional Comparison Transfer Trip).
- Bloqueo por comparación direccional (Directional Comparison Blocking)
- Desbloqueo por comparación direccional (Directional Comparison Unblocking)
- Comparación Direccional Híbrida o Desbloqueo con lógica Eco (Unblocking with Echo Logic).

### 2.3.1 Esquema Disparo Directo Transferido en Sub alcance

Se caracteriza porque únicamente requiere de la señal de bajo alcance (zona 1 ajustada a menos del 100% de la línea) y se aplica normalmente con un canal de comunicaciones de conmutación por desplazamiento de frecuencia. Con este tipo de canales la frecuencia de guarda se transmite durante condiciones normales y en condiciones de falla el transmisor es conmutado a una frecuencia de disparo.

Cada extremo da orden de disparo cuando ve la falla en zona 1 o cuando recibe orden de disparo del otro extremo. La figura 2.6 ilustra este esquema.

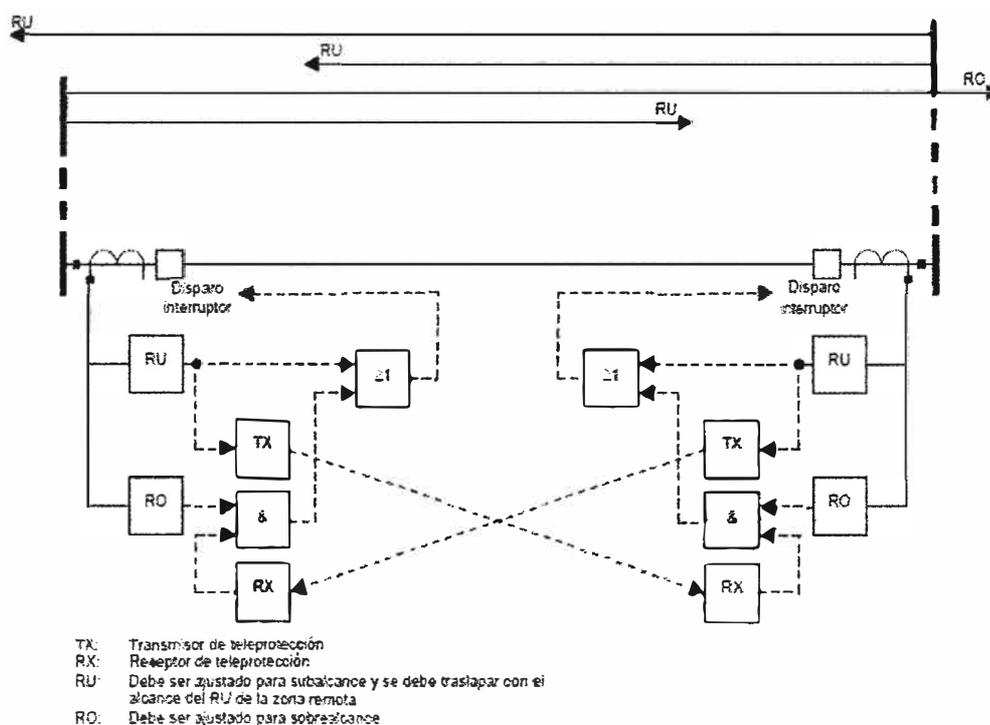


**Figura 2.6** Esquema de disparo directo subalcanzado

### 2.3.2 Esquema Disparo permisivo transferido en Sub Alcance

Este esquema requiere tanto de una función de subalcance (zona 1 ajustada a menos del 100% de la línea) como de sobrealcance (zona 2 ajustada a más del 100% de la línea). Todo disparo piloto (visto en zona 1 de uno de los extremos) es transmitido al otro extremo y es supervisado por una unidad que tiene un alcance de zona 2 del otro extremo.

La Figura 2.7 ilustra este esquema.



**Figura 2.7** Esquema de disparo permisivo subalcanzado

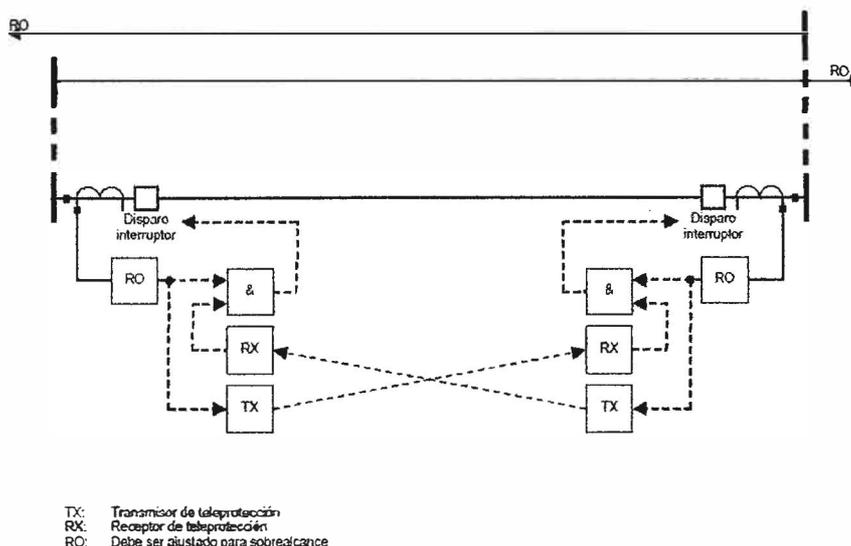
### 2.3.3 Esquema Disparo permisivo transferido en Sobre Alcance

Este esquema requiere únicamente funciones de sobrealcance (zona 1 a más del 100% de la línea) y se usa frecuentemente con canales de comunicaciones en los que se envía la señal de guarda permanentemente y se conmuta hacia una señal de disparo cuando opera alguna de las unidades de sobrealcance.

El disparo se produce si se recibe una señal de disparo del otro extremo y se tiene una señal de sobrealcance en el punto de instalación del relé.

Ante fallas externas solo operará una de las unidades de sobrealcance y en consecuencia no se efectuará disparo en ninguno de los terminales. La Figura 2.8. ilustra este esquema.

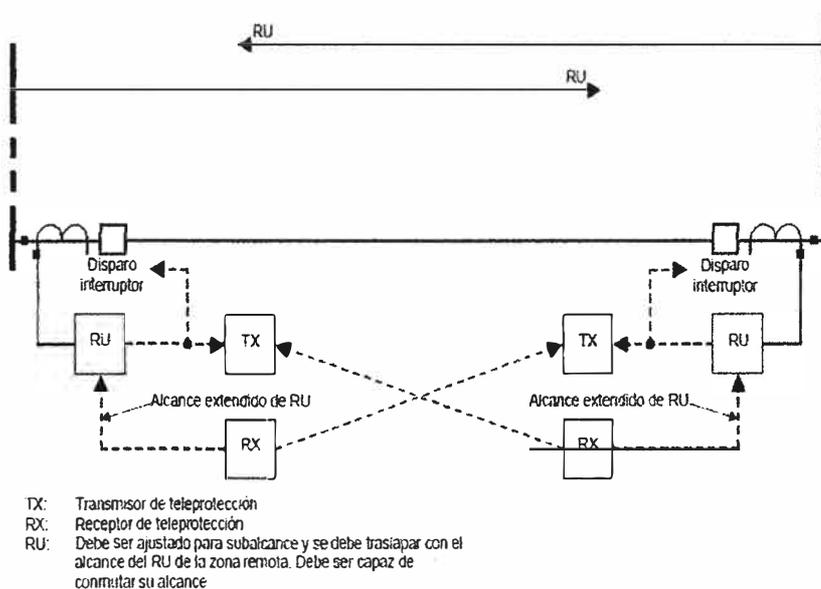
Este esquema es muy seguro ya que no dispara para ninguna falla externa, pero es poco fiable porque si falla el canal de comunicaciones no da disparo ante fallas internas.



**Figura 2.8** Esquema de disparo permisivo sobrealcanzado

### 2.3.4 Esquema de aceleración de zona

La señal permisiva se toma en bajo alcance (zona 1) y ejecutará una ampliación de la zona 1 a una zona extendida, que puede ser zona 2 o una zona denominada de aceleración cuyo alcance en todo caso deberá ser mayor del 100% de la línea. La figura 2.9 ilustra este esquema.



**Figura 2.9** Esquema de aceleración de zona

### 2.3.5 Esquema de Disparo Permisivo Transferido por Comparación Direccional

En este esquema sólo se compara la dirección de la corriente, es decir, si hay una falla dentro de la línea, los dos relés asociados verán la falla hacia adelante. Cada relé que ve la falla hacia el frente envía una señal permisiva al otro extremo.



### 2.3.7 Esquema de Desbloqueo por Comparación Direccional

Cuando se usa la línea de transmisión para transmitir las comunicaciones con un esquema de sobrealcance permisivo por comparación direccional (CD), puede suceder que la misma falla, por rotura del cable o por baja impedancia, atenúe la señal permisiva proveniente del otro extremo, impidiendo de esta forma el disparo.

Esto se reconoce porque se pierde la señal en el extremo receptor, razón por la cual se puede dotar a este extremo de una lógica que habilite la señal permisiva durante una ventana de tiempo de 150 ms a 300 ms, cuando se pierda la señal.

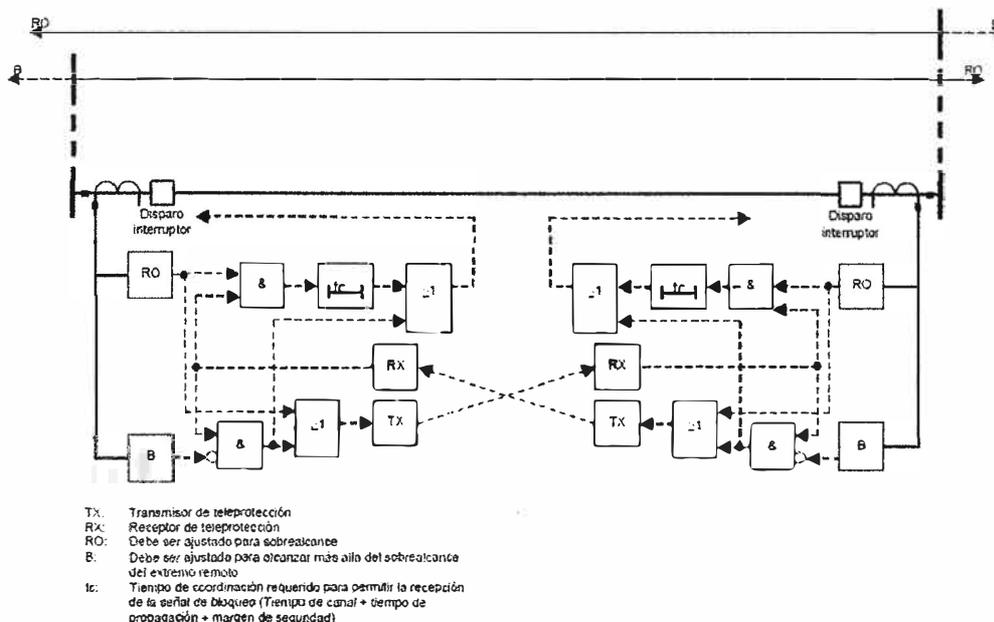
Si la señal se perdió por culpa de la falla, al menos se tendrá permiso para disparar cuando se active la función de sobrealcance y se active la lógica de desbloqueo. Posteriormente a la ocurrencia de pérdida de la señal y transcurrido el tiempo de la ventana, el relé se bloqueará hasta que retorne la señal de comunicaciones.

### 2.3.8 Esquema de Comparación Direccional Híbrida

El esquema de Comparación Híbrida utiliza funciones de disparo y de bloqueo tal como lo hacen los esquemas de bloqueo.

El esquema es activado con las funciones de sobre alcance o con la recepción de una señal permisiva del extremo remoto, cuando no ocurre concurrentemente una señal de bloqueo.

La figura 2.12 ilustra este esquema.



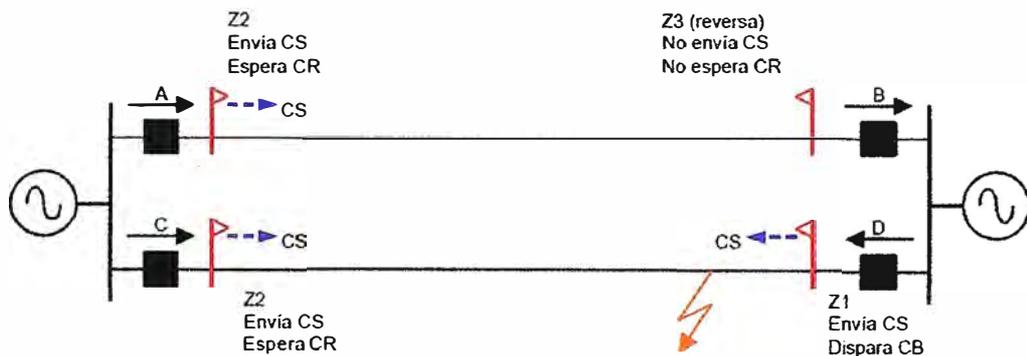
**Figura 2.12** Esquema híbrido por comparación direccional

### 2.3.9 Lógica de inversión de corriente

Este esquema es necesario cuando se implementan esquemas POTT y/o CD en líneas de transmisión paralelas o de doble circuito, debido a que la señal permisiva que se envía

por el canal permanece en éste por un tiempo determinado después de ser deshabilitada por el terminal emisor y si durante ese tiempo que persiste la señal permisiva, cambian las condiciones de direccionalidad del extremo que la recibió, por apertura de un interruptor, el cual cambia las condiciones topológicas de la red pudiendo invertir la dirección de la corriente de falla, se pueden presentar disparos erróneos.

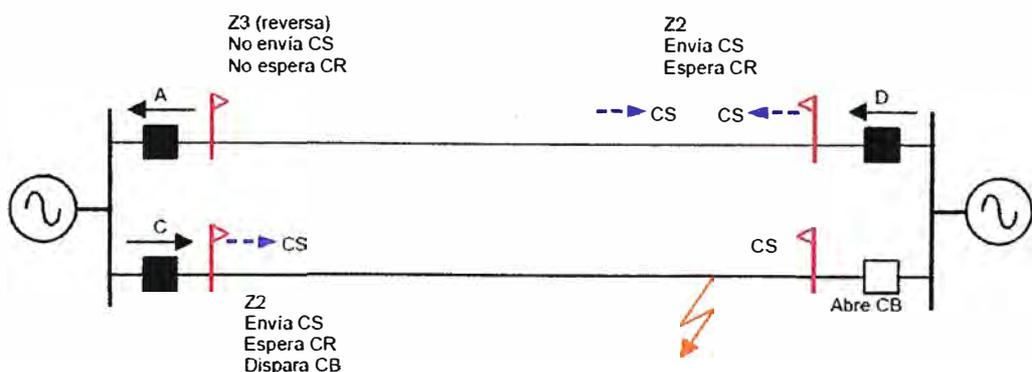
En la figura 2.13 se observa una falla dentro de la línea C - D. Suponiendo que el aporte de corrientes de falla es como se muestra en la figura 2.13, se observa que inicialmente el relé A ve la falla hacia adelante y por lo tanto le envía permisivo al relé B, el cual inicialmente no dispara dado que ve la falla hacia atrás, pero la señal permisiva queda habilitada unos cuantos ms en este terminal.



**Figura 2.13** Lógica de inversión de corriente: preinversión

Por su parte, el relé D dispara instantáneo (falla en Zona 1) cambiando las direcciones de flujo de corriente (ver figura 2.14).

El relé B queda viendo la falla hacia adelante y dado que se le cumplen las dos condiciones que necesita para dar disparo (ver la falla hacia adelante y recibir señal permisiva) abre su interruptor asociado en forma no selectiva.

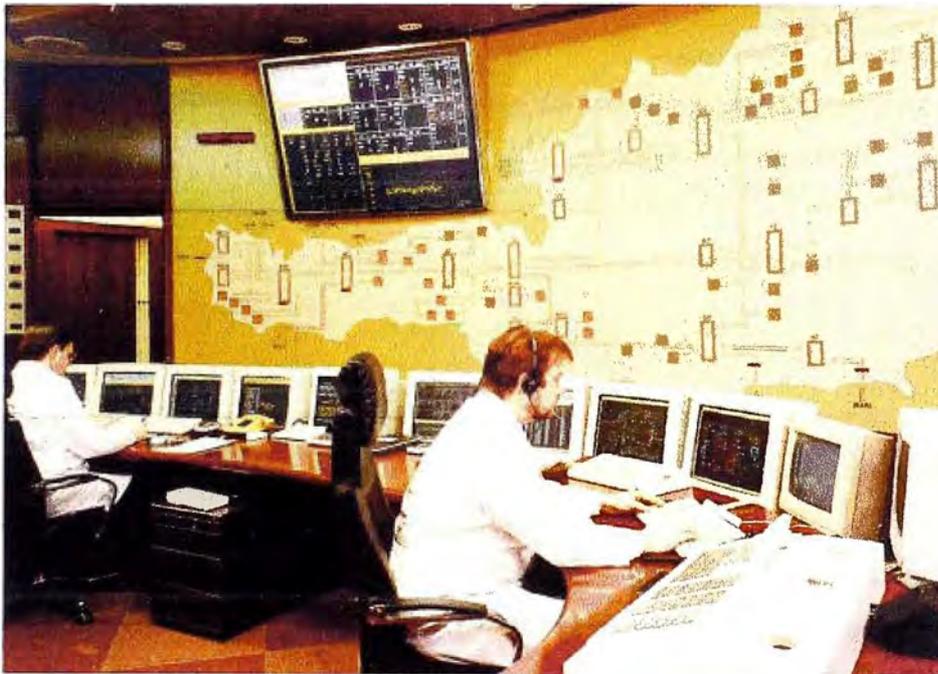


**Figura 2.14** Lógica de inversión de corriente: postinversión

## 2.4 Sistemas de Control de Subestaciones

Los sistemas de control están conformados por dispositivos inteligentes y equipos de medida. Siendo los sistemas de control la interfaz entre el operador y los equipos de la subestación.

Las funciones que realiza el sistema de control de una subestación son: medición, indicación, registro, señalización, regulación, control manual y automático de los equipos y los relés de protección. Ver figura 2.15.



**Figura 2.15** Centro de control de subestaciones

Estos conceptos se verán a detalle en el Capítulo IV.

## **CAPÍTULO III CRITERIOS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCION**

### **3.1 Criterios de diseño del sistema de protección**

#### **3.1.1 Tipos de protecciones**

Los sistemas de protecciones están conformados por dos tipos de protecciones, protecciones principales y de respaldo, además de las protecciones preventivas y las protecciones propias de los equipos, las cuales se describen a continuación:

##### **a. Protecciones principales**

Constituyen la primera línea de defensa en una zona de protección y deben tener una actuación lo más rápida posible.

##### **b. Protecciones de respaldo**

Constituyen la segunda instancia de actuación de la protección y deberán tener un retraso en el tiempo, de manera de permitir la actuación de la protección principal en primera instancia. Estas protecciones son las siguientes:

**b.1 Protección de falla de interruptor:** Esta detecta la operación incorrecta del interruptor que debe interrumpir la corriente de falla; para luego proceder con la apertura de los interruptores adyacentes con el fin de aislar la falla.

**b.2 Protección de respaldo:** Esta detecta la falla y actúa en segunda instancia cuando no ha actuado la protección principal.

En todo sistema de protección, las protecciones son diseñadas para operar en dos formas distintas: como Protecciones Unitarias o selectivas y como Protecciones Graduadas o relativamente selectivas.

Las Protecciones Unitarias o Selectivas se caracterizan por lo siguiente:

- Son totalmente selectivas, porque sólo detectan fallas en su zona de protección.
- No pueden desempeñar funciones de protección de respaldo, porque no son sensibles a fallas fuera de su zona de protección.
- Operan bajo el principio diferencial calculando la diferencia entre las corrientes que entran y salen de la zona protegida, ya que esta diferencia indica que hay una corriente que fluye por una falla dentro de esta zona.

Las Protecciones Graduadas o relativamente selectivas se caracterizan por lo siguiente:

- Son relativamente selectivas, porque detectan fallas en más de una zona de protección.
- Desempeñan funciones de protección de respaldo, debido a la sensibilidad que tienen ante fallas en zonas vecinas a su zona de protección.
- Operan midiendo las corrientes, tensiones, impedancias, etc., cuya graduación puede implicar la graduación de su tiempo de actuación.

### **3.1.2 Principios generales de los sistemas de protección**

#### **a. Sensibilidad y velocidad**

La selección, el ajuste y la coordinación de la protección deben tener las siguientes características:

##### **a.1 Sensibilidad**

Se refiere a las magnitudes mínimas necesarias que permiten distinguir las situaciones de fallas de las situaciones normales de operación.

En una protección unitaria que comprende solo una zona de protección, la sensibilidad tiene como límite distinguir la operación normal de la condición de falla. En cambio, en una protección graduada que alcanza más de una zona, la sensibilidad tiene como meta detectar las fallas con la mínima corriente de falla.

##### **a.2 Velocidad**

Siempre que se vaya a definir los requerimientos de velocidad de un sistema de protección se deberá tener mucho cuidado, teniendo en cuenta que si la protección es muy lenta el sistema puede desestabilizarse y los equipos pueden sufrir daños adicionales, pero si la protección es demasiado rápida se pueden ver comprometidas la seguridad y la selectividad del sistema.

La velocidad de una protección está ligada al tiempo de operación de los siguientes componentes:

Para la protección principal

- El tiempo de operación del relé que debe ser de dos ciclos. Cuando se aplica un esquema de tele protección se debe agregar el tiempo de transmisión de las señales.
- El tiempo de operación del Interruptor que varía entre dos y cuatro ciclos, los tiempos varían según el nivel de tensión.

Para la protección de respaldo

- El tiempo crítico de extinción de la falla por razones de estabilidad.
- El tiempo que los equipos e instalaciones soportan un cortocircuito sin daño físico y sin afectar la seguridad de las personas.

#### **b. Selectividad y coordinación de la protección**

La selectividad es la capacidad que debe tener una protección, una vez detectada la condición de falla, distinguir si esta se ha producido dentro o fuera de su área de vigilancia y en consecuencia dar orden de disparar los interruptores para despejar la falla, evitando la salida de otros circuitos o porciones del sistema.

La coordinación se refiere al proceso de operación rápida de los relés para condiciones de falla de tal forma que actúen inicialmente las protecciones principales, aislando el elemento fallado o la porción del sistema que tiene problemas y que se tenga respaldo por parte de otras protecciones en caso de que la protección principal no pueda cumplir su cometido.

Para lograr una máxima continuidad en el servicio se debe alcanzar, tanto la selectividad como la coordinación.

#### c. Confiabilidad, fiabilidad y seguridad de la protección

La confiabilidad expresa la cualidad de un sistema de protección de operar correctamente ante situaciones en las cuales está diseñado para operar, es decir la probabilidad de no tener una operación incorrecta. Este concepto se expresa en términos de dos conceptos: fiabilidad y seguridad.

La fiabilidad es el aspecto de la confiabilidad que expresa el grado de certeza de que el sistema de protección operará correctamente ante la presencia de una falla, retirando las fuentes de alimentación a la misma. Se mide como la probabilidad de que el sistema actúe efectivamente en presencia de una falla, es decir la probabilidad de no tener una omisión de disparo.

La seguridad es el aspecto de la confiabilidad que expresa el grado de certeza de que el relé no operará incorrectamente ante ausencia de fallas o sin considerar la naturaleza de la operación del sistema de potencia. Se mide como la probabilidad de que el sistema de protecciones no presente actuaciones en ausencia de falla o que actúen otras protecciones diferentes a las que debieron actuar, o que lo haga sin considerar la naturaleza del estado operativo del sistema de potencia.

### **3.1.3 Criterios de protección de Líneas**

Las líneas son los elementos del sistema eléctrico que interconectan dos o más subestaciones y por su longitud son los elementos más expuestos a falla dentro del sistema de potencia, razón por la cual deben ser protegidas de manera especial

#### a. Principios generales de protección

##### a.1 Confiabilidad

Como ya se explico en párrafos anteriores la confiabilidad está conformada por la seguridad y la fiabilidad, se puede decir que la fiabilidad es relativamente más fácil de obtener que la seguridad, dado que existen métodos para asegurarla, como por ejemplo

la redundancia en los sistemas de protección y el respaldo local y remoto, mientras que para obtener seguridad sería necesario simular todas las condiciones posibles a las cuales estará sometido el relé y no se podría garantizar que todas fueron simuladas.

#### a.2 Selectividad y coordinación

Como ya se explico anteriormente para lograr una máxima continuidad en el servicio se debe alcanzar, tanto la selectividad como la coordinación.

- Protecciones unitarias o absolutamente selectivas: Determinan claramente cuál es su zona de protección, determinada por los CT's asociados con la protección.
- Protecciones coordinadas o relativamente selectivas: Son aquellas que por sí solas no determinan cuál es la zona que están protegiendo. Por ejemplo la protección de distancia, la cual tiene varias zonas de protección, la primera generalmente de operación instantánea y protege un porcentaje relativo de la línea; las demás zonas protegen toda la línea y parte de las líneas adyacentes y operan temporizadas.

#### a.3 Velocidad

Para asegurar una detección de falla rápida y confiable, la protección de línea debe operar correctamente para transitorios de alta frecuencia, saturación de los transformadores de corriente y transitorios de transformadores de tensión capacitivos.

Se requiere un tiempo corto de operación de la protección para reducir al mínimo los daños a los equipos de alta tensión y mantener la estabilidad aun durante una gran transferencia de carga.

#### a.4 Sensibilidad

Cuando se va a observar la sensibilidad de la protección de líneas, deben tenerse en cuenta algunos problemas como: fallas a tierra de alta impedancia, desbalances de voltaje inherentes al sistema, etc.

#### a.5 Respaldo

El sistema de protección de una línea requiere que se utilice un sistema de respaldo para el caso en que falle la protección principal o el interruptor de potencia. Dicho sistema aumenta su complejidad mientras más importante sea el sistema a proteger.

- Respaldo local para falla de la protección

Se utiliza un relé que protege contra la misma anomalía, pero ajustado con un tiempo de operación mayor y conectado a otro núcleo del TC.

- Respaldo local contra falla del interruptor

Se utiliza el relé de falla interruptor. Esta protección se describió anteriormente con más detalle.

- Respaldo Remoto contra fallas del interruptor y de la protección

Este respaldo lo suministran protecciones relativamente selectivas colocadas en las barras adyacentes. Por ejemplo la zona 2 de las protecciones de distancia.

#### b. Esquema de protección de línea

La selección del esquema de protección más adecuado está influenciada por varios factores, los cuales se describen a continuación:

##### b.1 Importancia y función de la línea

Este es uno de los aspectos más importantes en la protección de una línea, debido a su importancia y función se define el nivel de confiabilidad que tendrá su protección.

Como criterio general en las líneas más críticas se justifica la redundancia en la protección, las comunicaciones y en los servicios auxiliares en DC. Las líneas menos críticas se pueden proteger adecuadamente con relés de distancia y de sobrecorriente.

La importancia de la línea se basa en el nivel de voltaje, longitud de la línea, proximidad a fuentes de generación, flujos de carga, estudios de estabilidad, consideraciones de servicio al cliente y otros factores.

##### b.2 Factores del Sistema

En la selección de la protección de la línea, se deben tener en cuenta factores relacionados con los requerimientos del sistema o con la configuración de la línea, así:

###### Requerimientos de tiempo de despeje de falla

El tiempo de despeje de falla no sólo influencia la selección de los relés principales sino también la de la protección de respaldo local o remota, dado que el sostenimiento de una falla por un tiempo muy largo puede afectar la estabilidad del sistema.

Cuando la línea a proteger tiene incidencia en la estabilidad del sistema, se prefieren los esquemas fiables, como por ejemplo la doble protección principal y el respaldo remoto en segunda y tercera zona.

Las líneas, cuya pérdida signifique racionamientos y problemas sociales, más que problemas de estabilidad, pueden tener una orientación más segura, utilizando por ejemplo dos relés de distancia de igual principio de protección.

###### Longitud de la línea

Las líneas de transmisión pueden ser clasificadas como cortas, medias o largas. Esta clasificación no solo depende de la longitud de la línea sino también del nivel de tensión de la línea, el cual a influye en el SIR de la línea.

El SIR es la relación entre la impedancia de la fuente situada detrás de la protección de la línea y la impedancia de la línea ( $SIR = ZG/ZL$ ).

Por lo tanto, la línea se debe clasificar como corta, media o larga según el valor del SIR y no solamente según su longitud. De acuerdo a lo anterior, las líneas se clasifican así:

- Líneas Cortas: aquellas cuyo SIR es mayor o igual 4.

- Líneas Medias: aquellas cuyo SIR está entre 0.5 y 4.
- Líneas Largas: aquellas que tienen un SIR menor o igual a 0.5.

La clasificación de las líneas es muy importante para la selección del esquema, dado que las líneas muy cortas o las líneas muy largas pueden requerir esquemas de protección especiales.

Para protección de líneas cortas se recomienda el uso de esquemas de protección completamente selectivos como la protección diferencial, dado que la diferencia en los aportes de corriente para falla cerca al relé o en el terminal remoto, es muy pequeña, dificultando de esta forma la lectura de la variación de la impedancia con precisión. De igual manera no se recomienda el uso de protección distancia como protección principal, debido a que factores como la impedancia de falla pueden causar subalcance en el relé.

Para la protección de líneas medias, se puede utilizar sin problema la protección de distancia, debido a que la discriminación del relé es más efectiva en líneas con SIR menor que cuatro (4).

Las líneas largas, conectadas entre sistemas débiles o siendo ellas mismas débiles en comparación con los sistemas que unen, generalmente requieren disparos de alta velocidad para evitar problemas de estabilidad en el sistema. Estas líneas pueden tener otros elementos incluidos, tales como condensadores en serie, lo cual hace variable la impedancia total de la línea bajo ciertas condiciones e introduce comportamientos transitorios que hacen difícil la selectividad. Los esquemas de protección que más se recomiendan para este tipo de líneas compensadas son la comparación de fases y la comparación direccional, utilizando PLC (Power Line Carrier) o microondas.

#### Tamaño de la fuente

El tamaño de la fuente que alimenta la línea determina los niveles de corriente de falla y afecta la capacidad de los sistemas de protección para proveer una adecuada selectividad. Si el tamaño de la fuente está sujeto a variaciones significativas debido a cambios en las condiciones de operación, la protección debe ser tan flexible que pueda ser fácilmente modificada o adaptada automáticamente para acomodarse a tales variaciones.

#### Configuración de la línea

Es debido a configuraciones sencillas o complejas de las líneas, el requerimiento de prácticas de protección especiales.

### b.3 Comunicaciones

La selección del sistema de comunicaciones asociado con la protección de la línea debe hacerse en forma paralela a la selección de la protección, para garantizar que sean compatibles. La tendencia más moderna es separar los canales de comunicaciones para

cada protección principal y para cada protección de respaldo de sobrecorriente direccional a tierra.

#### b.4 Compromisos del diseño del esquema de protección

En los sistemas de protección existen compromisos tales como la: confiabilidad vs. costo, velocidad vs. seguridad, simplicidad vs. flexibilidad, independencia del diseño y fabricante vs. normalización, etc. El análisis y evaluación de todos estos compromisos es lo que permite finalmente hacer la selección más apropiada del esquema de protección a utilizar.

#### c. Consideraciones de redundancia y respaldo

La redundancia para protecciones de líneas de transmisión se puede lograr por métodos diferentes, cada uno con niveles variados de complejidad, beneficios y costos. Esos métodos incluyen dos o más esquemas de protección duplicados, protección de respaldo local, respaldo remoto, y la duplicación de las fuentes de DC, de los TC's, TT's y bobinas de disparo del interruptor.

Los esquemas de respaldo local pueden constar de otros dispositivos de protección con características similares de protección como relés de sobrecorriente, relés de falla interruptor, etc. El respaldo local actúa normalmente en un tiempo menor que el respaldo remoto.

#### d. Esquemas de relés

##### d.1 Esquemas sin señales piloto o parcialmente selectivos

- Relés de sobrecorriente no direccional
- Relés de sobrecorriente direccional
- Relés de distancia

##### d.2 Esquemas pilotos o completamente selectivos

Los esquemas pilotos utilizan canales de comunicación para enviar información desde el terminal local del relé hasta el terminal remoto. Con estos esquemas se logran disparos muy rápidos cuando ocurren fallas dentro de la línea protegida.

Los esquemas pilotos pueden ser:

- Esquema diferencial de corriente
- Esquemas de comparación de fase
- Protección direccional de onda viajera

Los esquemas de comparación de corriente envían información relacionada con el ángulo de fase y, en algunos casos, con la magnitud de las corrientes del sistema entre los dos terminales de línea. Los esquemas de comparación direccional envían información sobre la dirección de la corriente de falla entre los terminales.

Este tipo de esquemas de protección no suministran respaldo remoto a líneas adyacentes

por ser absolutamente selectivos, normalmente se complementan con funciones de distancia en el mismo relé.

### **3.1.4 Criterios de protección del Transformador de Potencia**

Como ya se explico en capítulos anteriores, la selección de la protección apropiada puede estar determinada tanto por consideraciones económicas como por el tamaño del transformador.

En la protección de transformadores se debe considerar una protección de respaldo, dado que la falla del relé o interruptor asociado al transformador durante una falla en él, puede causar un gran daño al transformador, y en consecuencia una gran perdida económica.

Los transformadores de potencia en general están sometidos a las siguientes condiciones anormales y cuyas protecciones se detalla más adelante.

- Cortocircuitos internos: De los cuales se protegen con relés diferenciales porcentuales o de alta impedancia y con relés de presión o acumulación de gas.
- Sobrecorrientes por fallas externas: De los cuales se protegen con relés de sobrecorriente.
- Sobrecalentamientos y sobrecargas: Los cuales se detectan con resistencias detectoras de temperatura y con relés de sobrecarga respectivamente.

#### **a. Protección Diferencial**

La protección diferencial de corriente es la más usada para transformadores de potencia, detecta las fallas que se producen tanto en el interior del transformador como en sus conexiones externas hasta los transformadores de corriente asociados con esta protección.

##### **a.1 Tipos de relés diferenciales**

Para implementar la protección diferencial se usan relés de varias clases, como:

- Protección diferencial usando relés de sobrecorriente temporizados

Estos relés de sobrecorriente sin restricción, son poco usados en aplicaciones actuales debido a la vulnerabilidad que tienen de operar mal por causas tales como corriente de magnetización "inrush" y errores de saturación de los transformadores de corriente.

- Protección diferencial usando relés diferenciales porcentuales

Ésta es una protección que dispone de una restricción para evitar disparos indeseados ante fallas externas debido a la disparidad en los transformadores de corriente. Esto permite incrementar la velocidad y seguridad de la protección con una sensibilidad razonable para corrientes de falla bajas y al mismo tiempo, se pueden obtener beneficios en caso de errores de saturación.

Una observación a este relé es que por ser simple puede operar incorrectamente con

corrientes "inrush".

Protección diferencial usando relés diferenciales porcentuales con restricción de armónicos

Algunos relés diferenciales incorporan en su diseño una restricción de armónicos para evitar disparos indeseados debidos a corrientes de "inrush"; estos relés utilizan al menos la corriente del segundo armónico que está presente en toda energización de transformadores, para restringir o reducir la sensibilidad del relé durante la energización. Estos relés también incluirán una unidad instantánea, la cual se ajusta por encima de la corriente de "inrush" del transformador.

#### a.2 Conexión diferencial larga y corta

Cuando la conexión de un transformador entre dos barras se hace a través de campos de conexión, es posible utilizar los TC's de los bujes del transformador o los CTs de los campos de conexión para realizar la protección diferencial del transformador.

Si se utilizan los TC's de los bahías de conexión, con lo cual la protección diferencial cubre no solo el transformador sino las conexiones a las bahías, se denomina conexión diferencial larga, y si la conexión se hace utilizando los TC's de los bujes del transformador, se denomina conexión diferencial corta.

#### a.3 Factores a considerar en el ajuste de la protección diferencial

Al concebir la protección diferencial de transformadores se debe tener en cuenta factores que pueden causar una operación incorrecta de la misma, a continuación se detallan estos factores.

La corriente inicial de magnetización o corriente de "inrush"

Esta corriente puede ser vista por el relé principal como una corriente de falla interna y causar la desconexión del transformador, dado que esta corriente es del orden de ocho (8) a doce (12) veces la corriente nominal con un tiempo de duración de 100 ms o más.

Para evitar este problema, la protección diferencial del transformador puede ser diseñada con sensibilidad reducida al transitorio, usando los armónicos de la corriente "inrush" para desensibilizar momentáneamente la operación durante el tiempo de energización, lo cual se puede hacer debido a que la corriente inicial de magnetización tiene un alto contenido de armónicas, principalmente de segundo y cuarto orden.

Ante fallas, los armónicos de orden 2 y 4 son de muy bajo valor, así que el manejo de éstos permite distinguir entre corrientes "inrush" y de falla.

#### a.4 Análisis de estabilidad de la protección ante falla externa

En este análisis se determinan las máximas corrientes a través de los TCs simulando fallas externas, en ambos lados del transformador de potencia y se evalúa el impacto que podrían tener sobre las protecciones en el caso que se presente saturación bajo estas

condiciones. Para realizar este análisis se debe disponer de las curvas de saturación de los TCs entre otras características.

Actualmente, la gran mayoría de los relés diferenciales aplican una ecuación con la cual se verifica la estabilidad de la protección ante falla externa y esta expresión varía de acuerdo con el diseño mismo del relé diferencial.

#### a.5 Selección de la corriente diferencial de umbral

Para elegir la corriente diferencial de umbral, se simulan fallas externas monofásicas y trifásicas y se determinan las corrientes diferenciales que circularán por el relé para cada una de ellas.

La corriente diferencial de umbral se ajusta a un valor superior a la máxima corriente obtenida en las simulaciones, a esta se le aplica un margen de seguridad que garantice su estabilidad ante fallas externas.

#### a.6 Verificación de la sensibilidad de la protección diferencial ante falla interna

Se simulan fallas internas y el valor de corriente obtenido debe ser mucho mayor que la corriente de umbral seleccionada, esto con la finalidad de garantizar una alta sensibilidad en el relé.

### b. Protección de sobrecorriente

Esta protección se utiliza como protección de respaldo de la protección diferencial del transformador de potencia, actúan como protección ante fallas externas. Los relés de sobrecorriente sólo se utilizan como protecciones principales en transformadores de poca importancia donde no se justifica la protección diferencial.

#### b.1 Sobrecorriente de fase instantánea

No es recomendable el uso de la unidad instantánea para protección de transformadores ya que se pueden presentar operaciones indeseadas ante corrientes de energización o por fallas en otros niveles de tensión. Cuando esta unidad se utiliza, su ajuste debe ser superior a la máxima corriente subtransitoria asimétrica para una falla en el lado de baja tensión del transformador.

Así mismo, la unidad instantánea se debe ajustar en un valor superior a la corriente "inrush" del transformador, para evitar disparos inadecuados.

#### b.2 Protección de falla a tierra

El valor de arranque de los relés de sobrecorrientes de tierra se recomienda en un valor del 40% de la corriente nominal del transformador, dado que los niveles de desbalance esperados en el sistema son inferiores este valor. El dial y la curva se determinan de acuerdo con el estudio de corto circuito.

Si el relé de sobrecorriente a ajustar sólo tiene unidad de tiempo definido, la corriente de arranque se ajusta con el criterio ya recomendado y el tiempo de operación se escogerá

de acuerdo con los estudios de cortocircuito.

Si la unidad no es de tiempo definido sino que es del tipo instantáneo sin posibilidad de retardo intencional, la unidad deberá quedar inhabilitada, excepto si se trata de un devanado de alimentación en delta, en cuyo caso es recomendable ajustarla al 10% de la corriente de carga.

### b.3 Protección de sobrecorriente para el devanado terciario

El método a seleccionar para proteger el devanado terciario, generalmente depende de si se conecta o no carga a dicho devanado. Si el devanado terciario no tiene carga, la protección puede consistir en un solo relé de sobrecorriente conectado en serie a uno de los CT's ubicado en el interior de la delta. Este relé sólo detectará fallas a tierra del sistema y fallas entre fases en el terciario o entre sus conexiones.

Si el devanado terciario alimenta una carga conectada en estrella aterrizada, se puede proteger parcialmente con un solo relé de sobrecorriente, alimentado por tres CT's, uno en cada devanado de la delta y conectados en paralelo al relé.

Esta protección sólo detecta las corrientes de secuencia cero pero no las corrientes de secuencia positiva y negativa, por lo tanto, sólo operará para fallas a tierra en la delta terciaria, pero no cubrirá las fallas entre fases.

### c. Protecciones propias del transformador

#### c.1 Relé de presión súbita

Los relés de presión súbita (Sudden pressure relays) brindan un excelente ejemplo del dilema clásico de la confiabilidad contra la seguridad de las protecciones. Aunque para confiabilidad de fallas internas del transformador, los relés de presión únicamente han limitado su protección contra disparo para eventos externos.

El relé de presión súbita tiene una característica de tiempo inverso. Este opera más rápido para fallas severas, pueden ser usados en cualquier tipo de transformador.

Este relé detecta algunos tipos de fallas que otros relés tales como los diferenciales y de sobrecorriente normalmente no pueden detectar. El relé de presión súbita puede detectar fallas internas tales como las fallas entre devanados y tiene un tiempo de operación den 0.5 0 37 ciclos dependiendo de la gravedad de la falla.

#### c.2 Relé Buchholz

Se emplea en la protección de transformadores de potencia que tienen tanque conservador. Esta protección opera contra fallas internas con gran rapidez en el caso de ser severas, es muy sensible a fallas incipientes que tienen inicialmente un desprendimiento de gas. Estos relés actúan como trampas de gases entre el tanque principal y el tanque conservador y detectan el flujo inverso de aceite.

Los relés Buchholz detectan los siguientes tipos de falla:

- Puntos calientes en el núcleo producidos por cortocircuitos en el aislamiento de las láminas.
- Fallas en el aislamiento de los tornillos del núcleo.
- Fallas entre espiras.
- Fallas entre devanados (ya sea entre fases o a tierra).
- Uniones o juntas defectuosas.
- Pérdidas de aceite por fugas en la cuba.
- Fallas severas a tierra

Los relés Buchholz y el de Presión Súbita complementan la protección diferencial, dado que éstos protegen ante fallas dentro del tanque del transformador.

#### c.3 Detectores de nivel de aceite

Este relé origina disparo cuando el nivel de aceite no es el requerido.

#### c.4 Detectores de temperatura

Estos pueden consistir en termómetros o resistencias de temperatura, que se instalan en los devanados del transformador para detectar temperaturas altas que se puedan presentar por sobrecargas o daños en el sistema de refrigeración del transformador.

#### c.5 Relé de imagen térmica

Este relé sirve para dar alarma, disparo o control del mecanismo de enfriamiento de los transformadores.

Se debe tener en cuenta que este dispositivo es un mecanismo de cálculo analógico, ajustado normalmente por el fabricante del transformador, para estimar, de acuerdo con la carga, la temperatura en los puntos más calientes de los devanados, simulando al mismo tiempo la dinámica de calentamiento del transformador.

### **3.1.5 Criterios de protección de Barras**

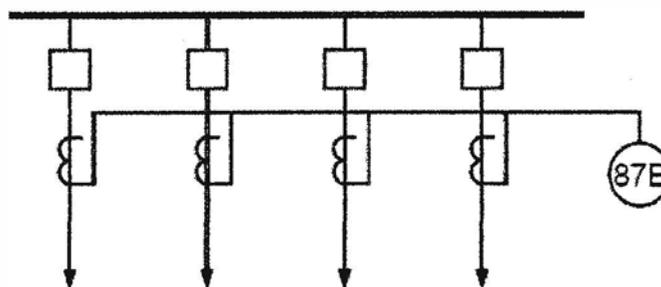
La barra es un elemento crítico en un sistema de potencia ya que es el punto donde convergen muchos circuitos.

La experiencia y los cálculos demuestran que una falla en barras es equivalente a muchas fallas simultáneas y debido la suma de corrientes que alimentan la falla, esta suele ser de gran magnitud. Es por esta razón que la protección de barra de un sistema de potencia deberá ser de alta velocidad, que minimice los daños en los equipos y *mantenga estabilidad del sistema, ante condiciones de falla.*

En la actualidad las barras de un sistema de potencia son generalmente protegidas por el principio diferencial, en la cual a suma de las corrientes que convergen en la barra es igual a cero. Ver figura 3.1.

A continuación describiremos las características principales de los transformadores de corriente relacionados a la protección de barras y proseguiremos con la definición de los

esquemas de protección de barras.



**Figura 3.1** Protección Diferencial de Barras

a. Características de los transformadores de corriente

Al producirse una falla externa cercana la barra, es muy probable que se presente saturación en los núcleos de los transformadores de los campos conectados a la barra y que debido a la conducción de corrientes significativamente diferentes a través de ellos, la saturación de los núcleos sea diferente y esto pueda implicar un disparo por corriente diferencial.

Los factores que afectan el fenómeno de saturación son los siguientes:

a.1 Corriente directa transitoria

La componente transitoria de DC de la corriente de cortocircuito es una causa de saturación del TC, produciendo una operación incorrecta del sistema de protección diferencial. Una saturación desigual en cualquier esquema diferencial producirá una corriente diferencial que puede hacer operar el relé ante una externa.

a.2 Impedancia de los cables del secundario del TC y sus relés asociados.

Tanto la resistencia del conductor como la resistencia de los devanados del TC, contribuyen a la saturación del núcleo. Para disminuir ese efecto se minimiza la longitud del cable secundario del TC.

Es de gran importancia tener presente al momento de especificar los TC's para diseño, que sus características y su localización, estén acordes con el esquema de protección de barras que se va a implementar.

Por lo tanto como criterio de diseño se recomienda usar núcleos de TC's para uso exclusivo de la protección diferencial de barras, es decir, no aumentar el "Burden" del circuito del TC con la conexión de cargas adicionales tales como: otros relés, TC's auxiliares, etc.

b. Esquemas de protección de barras

La protección de barras desarrolla varios esquemas, los cuales se detallan a continuación.

### b.1 Protección diferencial de barras

Esta protección es generalmente usada en subestaciones nuevas, pues es factible considerar todos los factores para obtener una adecuada protección de barras, además que esta protección detecta tanto las fallas de fase como las de tierra.

A continuación describimos las variantes de una protección diferencial, cada una de ellas tiene sus propias características y deberán ser examinadas cuidadosamente antes de seleccionar una de ellas.

#### Protección diferencial porcentual

La protección diferencial porcentual considera zonas de restricción y zonas de operación, donde la corriente requerida para la operación del relé depende de las corrientes de restricción.

La máxima seguridad para fallas externas se obtiene cuando todos los TC's tienen la misma relación de transformación, caso contrario se deberán utilizar TC's auxiliares de alta calidad y exactitud para asegurar estabilidad de la protección diferencial ante una falla externa. Resaltando que en la actualidad la mayoría de los relés para sistemas de potencia son capaces de considerar las diferencias en relación de transformación.

#### Protección diferencial de alta impedancia

Este sistema discrimina entre fallas internas y externas por las magnitudes relativas de voltaje que aparecen a través de los puntos de la unión diferencial. En este tipo de protección diferencial todos los transformadores de corriente deben tener la misma relación de transformación y una impedancia de dispersión secundaria despreciable.

#### Protección diferencial porcentual con alta impedancia moderada

La función diferencial de impedancia moderadamente alta en conjunto con la acción de la restricción, hace que el relé sea insensible a los efectos de saturación del CT ante una falla externa.

El relé responde a fallas internas sin tener efecto la saturación de cualquiera de los CT's asociados con la protección.

### b.2 Protección diferencial parcial

Esta protección es una variación del principio diferencial, dado que no se incluyen todos los campos de la barra en la protección diferencial de barras. Este método puede ser usado como un respaldo a un esquema de protección diferencial completo.

Para implementar la protección diferencial parcial se pueden utilizar relés de distancia o de sobrecorriente. Dichos relés deben coordinarse con los relés de los circuitos de carga. El ajuste de la corriente de arranque debe ser alto y el tiempo de retardo largo. La sensibilidad y velocidad de la protección diferencial parcial no es tan buena como la de la protección diferencial completa.

### b.3 Zonas diferenciales combinadas

Las zonas diferenciales combinadas se refieren al alcance físico que tiene la protección diferencial de barras, pudiendo esta incluir equipos como el transformador de potencia, una línea de interconexión con otra subestación, etc.

Este esquema tiene desventajas tales como la difícil localización del punto de falla y la baja sensibilidad comparada con la de un esquema diferencial separado para cada zona.

### b.4 Protección de barras con comparación direccional

Este esquema compara la dirección del flujo de corriente en cada uno de los circuitos conectados a la barra. Si las corrientes en todos los circuitos confluyen en la barra es porque hay una falla en ella; si la corriente en uno o más circuitos fluye afuera de la barra, es porque la falla es externa. Este sistema puede ser usado tanto para protección de fallas de fase como de tierra.

Este esquema se suele usar en subestaciones existentes, donde adicionar nuevos TC's y cables de control resultan demasiado costoso, es por ello que para implementarlo se pueden usar circuitos de TC's existentes.

## 3.2 Incidencia de la tecnología en los sistemas de protección

### 3.2.1 Relés numéricos o digitales

En la actualidad los relés mecánicos y de estado sólido (estáticos) han sido eliminados casi por completo, ya que los relés numéricos son ahora preferidos por los usuarios debido a sus grandes ventajas, ver figura 3.2.:

- Diseño compacto y costos más bajos debido a la integración de muchas funciones.
- Alta disponibilidad incluso con menos mantenimiento, debido a la integración de auto-supervisión.
- Alta precisión de medida debido a la filtración digital y la optimización de los algoritmos de medición.
- Funciones de control y monitoreo como complemento de las funciones de protección, entre ellos la supervisión de la carga, monitoreo y registro de eventos, registro de fallas y monitoreo térmico.
- Operación local desde el teclado y la pantalla LCD del relé, diseñado para la comodidad, seguridad y eficiencia del usuario.
- Fácil y confiable lectura de información a través del interfaz serial con una PC, local o remotamente con un software para configurar el relé.
- Posibilidad de comunicarse con niveles superiores de sistemas de control, utilizando protocolos estandarizados según la norma IEC 61850, a través de la comunicación Ethernet.



**Figura 3.2** Relés numéricos o digitales

### **3.2.2 Tendencia de un relé por alimentador o bahía**

El intercambio de datos ahora permite la integración de varias protecciones y tareas relacionadas con la protección en un único relé numérico. Sólo algunos dispositivos externos pueden ser necesarios para la finalización total del sistema de protección. Esto ha reducido considerablemente los costos de ingeniería, montaje, cableado del tablero, pruebas y puesta en servicio. Con esto también se ha reducido los puntos de falla que se pueden dar en los elementos externos al relé.

La ingeniería ha pasado de esquemas funcionales hacia un procedimiento de definición de parámetros. Un conocimiento avanzado de lógica integrada del ingeniero de diseño, permite lograr diseños flexibles y personalizados para la protección, control y medición.

### **3.2.3 Conceptos de intercambio de información remota y local**

#### **a. Intercambio de información remota**

Un poderoso intercambio de datos desde el centro de control remoto o niveles de control en la subestación, tales como los valores medidos digitalizados y otra información almacenada en las unidades de protección, pueden ser utilizados para el análisis, la impresión y futuras gestiones en la subestación o niveles superiores del sistema de control.

#### **b. Intercambio de información local**

Una pantalla desplegable del relé de fácil manejo, es brindada al operador para que realice la entrada y lectura de parámetros. Esto permite que el operador dialogue con el relé de protección.

El diálogo se divide en tres fases principales:

Entrada, modificación y la lectura de los ajustes.

Pruebas de las funciones de la unidad de protección.

Lectura de los datos de operación del relé de los últimos fallos del sistema.

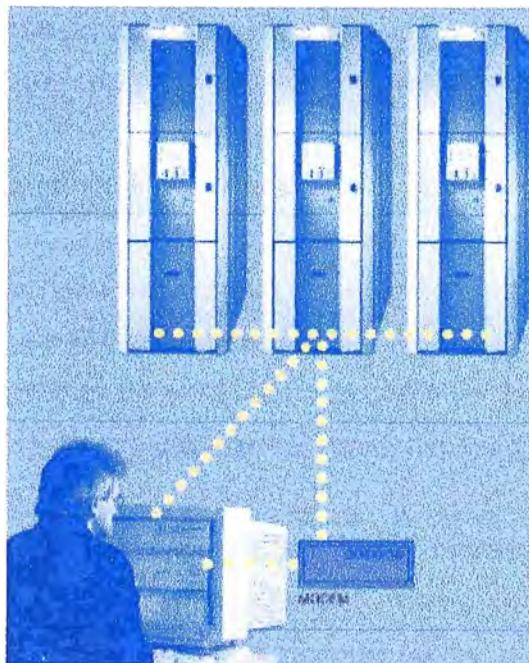
### 3.2.4 Gestión de un sistema de protección moderno

Hoy en día una computadora portátil puede ser utilizada para mejorar la gestión de la protección.

El MS Windows es compatible con la operación del relé, los relés en el mercado actual incorporan en su oferta programas desarrollados para realizar el ingreso y lectura de los ajustes y el almacenamiento de los datos de la protección.

La configuración del relé se puede realizar en dos etapas. En primer lugar, todos los ajustes y configuraciones de las operaciones del relé se preparan en la oficina con la ayuda de un PC local y luego se guarda en un archivo. Ya en sitio, los ajustes se pueden descargar desde una PC al relé.

De la misma forma, después de una falla o evento en el sistema de potencia, todo lo registrado por el relé se puede descargar a una computadora para su almacenamiento o un posterior análisis si fuera necesario. Ver figura 3.3.



**Figura 3.3** Gestión de los sistemas de protección modernos

### 3.2.5 Funciones implementadas

En la actualidad los relés están disponibles con una variedad de funciones de protección, de allí que son conocidos como relés multifuncionales.

Todavía en el mercado eléctrico se cuestiona si debe usarse relés por separado o combinados para protección y control, quedando esta selección a criterio del ingeniero de diseño y de la tendencia que maneje el cliente. En las subestaciones de transmisión, todavía se prefiere tener la unidades de protección y control separadas, bueno también

se acostumbra tener la protección de respaldo en la unidad de control, mientras que en los sistemas de distribución se puede observar la tendencia hacia una mayor función de integración.

Los relés ofrecen funciones de protección y control combinadas, la tendencia moderna se maneja bajo el concepto de “un relé para un alimentador o bahía” y así contribuir a una considerable reducción en el espacio y cableado.

Las siguientes soluciones están disponibles con los relés numéricos:

- Relés de control y protección separados.
- Relés combinados para la protección, control y vigilancia.
- Protección de la bahía y control a distancia del interruptor automático de la línea, a través del enlace de comunicación.

El mercado de los relés de protección ofrece técnicas uniformes que cubre toda la gama de aplicaciones de protección, protocolos de comunicación estándar y una tecnología uniforme. Ofreciendo las siguientes ventajas para los sistemas de protección modernos y facilidades para la gestión de protección del usuario:

- Reducción de la ingeniería y los esfuerzos en las pruebas debido a las funciones bien adaptadas.
- Reducción en el entrenamiento debido a una uniforme operación y ajuste para todos los relés.
- Uniforme gestión de datos debido a un común programa para su operación.

### **3.2.6 Modularidad de los relés numéricos**

Una gran ventaja de los sistemas de protección modernos es que los relés son totalmente modulares, brindando muchas ventajas para el mantenimiento o reemplazo de posibles piezas dañadas. Ver figura 3.4.

Además la modularidad del hardware de los relés numéricos, facilita el cambio e incremento de módulos según requerimientos del usuario, ya sea entradas o salidas binarias, o cambios en las tarjetas de transformadores de medida, entre otras.

#### **a. Módulos del hardware**

El hardware de los relés numéricos están conformados varios módulos, los cuales se describen a continuación:

#### **b. Módulo de alimentación**

El módulo de alimentación se utiliza para proporcionar las tensiones internas correctas y un total seccionamiento entre el terminal y el sistema de batería. Se puede utilizar una salida de alarma por fallas internas.

#### **c. Módulo de entrada binaria**

El módulo de entrada binaria cuenta con entradas ópticamente aisladas. Las entradas binarias se pueden programar libremente y se pueden utilizar para la entrada de señales lógicas de cualquiera de las funciones. Igualmente, se pueden incluir en las funciones de registro de eventos y de perturbaciones.

Esto permite supervisar y evaluar ampliamente el funcionamiento del relé y todos los circuitos eléctricos asociados.

d. Módulo de salida binaria

El módulo de salida binaria cuenta con contactos de salida independientes y se utiliza para la salida de disparo o con cualquier otro fin de señalización.

e. Módulo de entrada y salida binaria

El módulo de entradas y salidas binarias se utiliza cuando se necesitan pocos canales de entradas y salidas. Los canales de salida estándar se emplean para la salida de disparo o con cualquier finalidad de señalización. Los canales de salida de señal de alta velocidad se utilizan para aplicaciones donde se requiere un tiempo de funcionamiento corto. Y por último las entradas binarias con aislamiento óptico ofrecen la información de entrada binaria necesaria.

f. Módulo de entrada de mili amperios

El módulo de entrada de mili amperios se utiliza como interfaz de señales de transductor, por ejemplo, los transductores de temperatura o presión del transformador de potencia. El módulo dispone canales independientes con separación galvánica.

g. Módulo de entrada de corriente y tensión

Este módulo se usa para separar galvánicamente y transformar las corrientes secundarias y las tensiones generadas por los transformadores de medida. Estos módulos tienen diferentes combinaciones.

h. Módulo de comunicación serie

Este módulo se utiliza para conectar un relé al sistema de comunicación que utilice protocolos de comunicación SPA, LON o IEC60870-5-103. El módulo dispone de puertos ópticos.

i. Módulo ethernet óptico

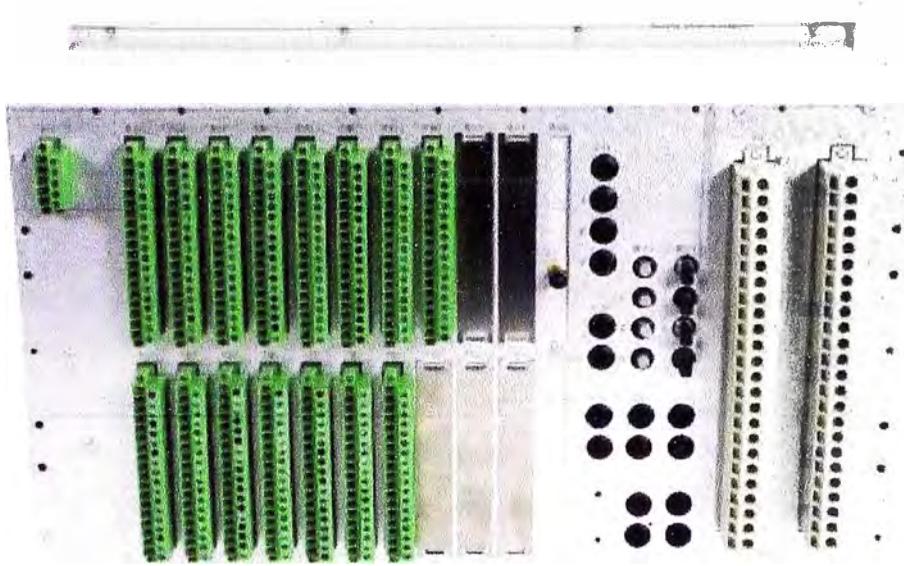
El módulo óptico de red Ethernet rápida se utiliza para conectar un relé a los buses de comunicación que empleen el protocolo IEC 61850-8-1. El módulo dispone de puertos ópticos.

j. Módulo de comunicación de datos de línea

El módulo de comunicación de datos de línea se utiliza para la transmisión de las señales binarias. El módulo dispone de un puerto óptico.

k. Módulo de sincronización horaria GPS

Este módulo incluye el receptor GPS que se utiliza para sincronización horaria.



**Figura 3.4** Modularidad de los relés numéricos

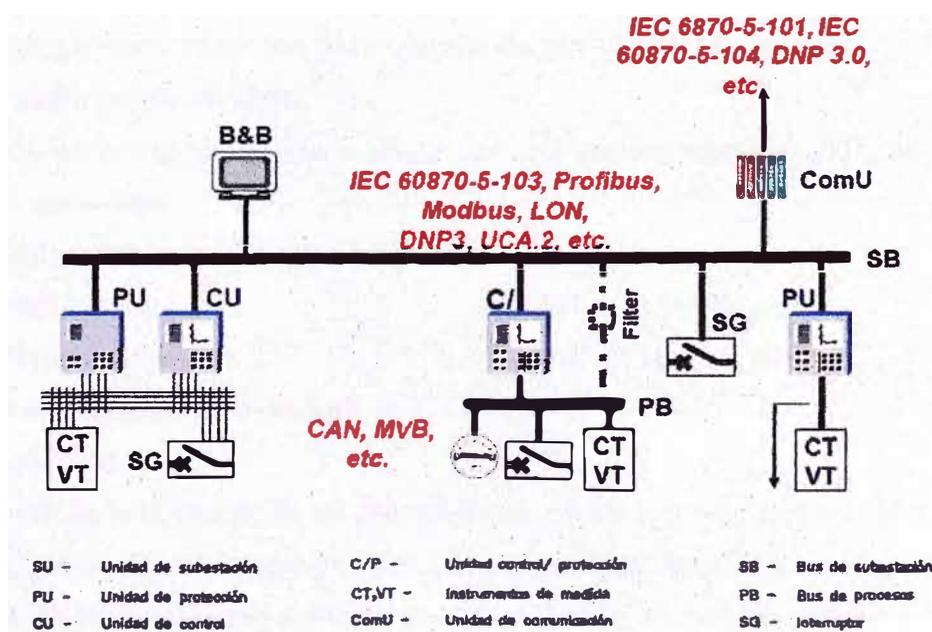
## CAPÍTULO IV IMPORTANCIA DEL SISTEMA DE CONTROL EN LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

### 4.1 Criterios de diseño del Sistema de Control de Subestaciones

En una subestación la base de la información es recogida por medio de los diferentes IED's instalados, tales como: relés de protección, relés controladores de bahía, medidores de energía, PLC's, indicadores de medida, etc.

La información recopilada por cada IED es transmitida al Sistema de control de subestaciones (SCS) mediante una red de fibra óptica. De esta manera el SCS centralizará toda la información de la subestación: monitoreo de la posición de los equipos de maniobra, alarmas de protección, alarmas de equipos auxiliares, medida de parámetros eléctricos, tendencias de parámetros eléctricos (V, I, P, Q), etc.

El SCS no tendrá funciones de protección, éstas serán exclusivamente efectuadas por los relés de protección. El SCS cuenta con interfaces adecuadas de manera que el operador o analista de protecciones pueda conectarse a los relés de protección para realizar la adecuada gestión de protección: recolección de eventos, alarmas, oscilografías con miras a un posterior análisis de fallas, cambio de ajustes, etc. Ver figura 4.1.



**Figura 4.1** Esquema de un sistema de control

#### 4.1.1. Requerimientos Generales

##### a. Facilidad de expansión

La subestación y el sistema de control deberán diseñarse de tal manera que sea factible las adiciones de nuevos equipos debido a cambios de configuración y las expansiones de los sistemas de control existentes, integrando los nuevos equipos.

##### b. Automatización de funciones

Una subestación será operada automáticamente en base a la información disponible dentro de la misma. La acción que toman los dispositivos de control puede ser ordenada, modificada local o remotamente.

##### c. Seguridad

Para obtener una buena seguridad del sistema de control se deben tomar precauciones, tales como la redundancia de los principales equipos, para asegurar que el efecto de una falla no cause mayores problemas.

##### d. Disponibilidad

Deberá ser altamente disponible, por lo que ante cualquier anomalía, se debe minimizar el tiempo requerido para el reconocimiento, diagnóstico y corrección de las fallas.

##### e. Flexibilidad

Todo sistema esta propenso a contingencias, por lo que los sistemas suelen diseñarse con flexibilidad, siendo esta esencial para mantener la seguridad del sistema de potencia.

##### f. Simplicidad

Deberá ser simple, pues la complejidad en su diseño incrementa el número de operaciones y disminuye su confiabilidad

##### g. Mantenimiento

Deberá ser simplificado y práctico para permitir disponibilidad del sistema.

#### 4.1.2. Condiciones de servicio

El sistema de control deberá trabajar según las condiciones de instalación, sin riesgo de daño o mala operación:

Las tensiones auxiliares en la subestación serán:

Corriente alterna	230 Vca (+10%, -15%)
Corriente continua	110 Vcc (+10%, -15%)

#### 4.1.3. Requerimientos funcionales

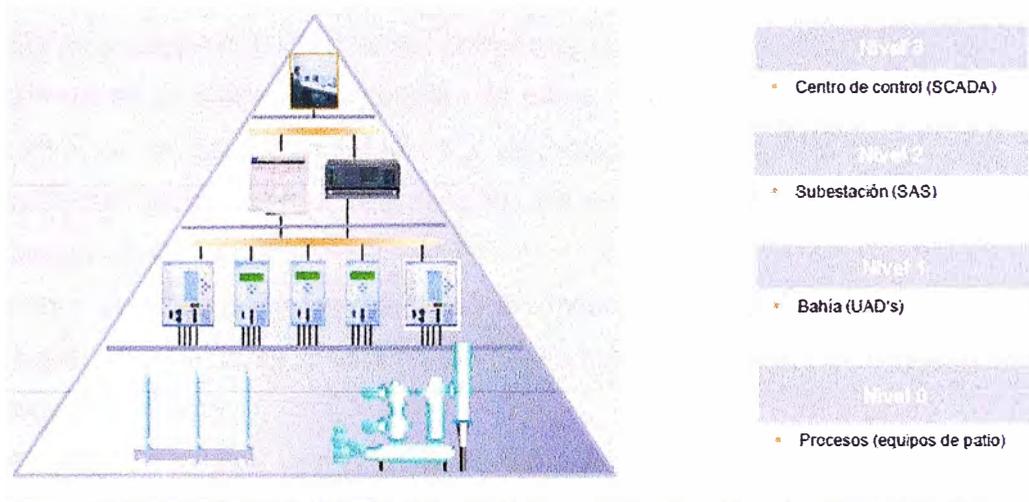
##### a. Generalidades

Todo el control de la subestación es efectuado en primer lugar en forma remota desde el Centro de Control vía el sistema SCADA correspondiente, en segundo lugar se tiene el control local en la subestación a través del Micro Scada, en tercer lugar se tiene control local desde los relés controladores de bahía o relés de protección y finalmente el control

desde los dispositivos de maniobra propios de cada equipo. Ver figura 4.2.

Lo anterior define los siguientes niveles de control:

- Nivel 0 : Desde mandos propios de cada equipo de maniobra.
- Nivel 1 : Desde las unidades controladoras de bahía o relés de protección.
- Nivel 2 : Desde el SCS de la subestación.
- Nivel 3 : Desde el Centro de Control vía sistema SCADA.



**Figura 4.2** Niveles del sistema de control

Es importante recalcar que la autonomía de control viene dada desde los niveles inferiores a niveles superiores, es decir, será posible inhibir el control desde un nivel inferior a un nivel superior pero no en forma inversa.

Esta selección del control se realiza mediante los conmutadores de control local / distancia propios de cada equipo de maniobra, relé o SCS. El SCS deberá llevar el monitoreo de dichos conmutadores de control de todos los equipos en todos los niveles de control.

#### Supervisión y Medición

Se realizará el monitoreo de todos los parámetros eléctricos y mediciones de energía proyectados haciendo uso de las capacidades de los relés y medidores de energía, indicadores de parámetros y otros elementos digitales.

#### Oscilografías y Reporte de Eventos

El sistema Micro Scada es capaz de ofrecer la función de recopilación y almacenamiento de oscilografías de eventos captados por los relés de protección.

#### Auto diagnóstico

Todos los equipos deberán tener capacidad de auto diagnóstico continuo. En caso de



UCA 2, etc.

Entre IEDs y equipos de patio

IEC 61850, CAN, MVB, etc.

b. Protocolo estándar IEC 61850

IEC 61850 es un estándar mundial para “Sistemas y Redes de Comunicación en Subestaciones”, cuyas cualidades son las siguientes:

- Especifica un ampliable modelo de datos y servicios.
- No bloquea futuros desarrollos de funciones.
- No especifica funciones de control o protección.
- Respalda la Libre Asignación de Funciones a Dispositivos.
- Es abierto a las diferentes filosofías de sistemas.
- Entrega un lenguaje descriptivo de configuración en la subestación (SCL).
- Respalda una comprensiva y consistente definición de sistema y ingeniería.
- Usa Ethernet y TCP/IP para la comunicación.
- Entrega un amplio rango de características convencionales de comunicación.
- Es abierto para futuros nuevos conceptos de comunicaciones.

b.1 Objetivos del estándar

- Interoperabilidad

IEDs de diferentes fabricantes pueden intercambiar y usar información sobre medios de comunicación comunes.

- o Sin embargo, la funcionalidad en los diferentes dispositivos no es necesariamente la misma. Por lo tanto, no hay intercambiabilidad de dispositivos de diferentes fabricantes.
- o La ingeniería y configuración de datos es transportable entre herramientas de fabricantes.
- Comunicación de los Equipos de Potencia

Capacidades de comunicación, adquisición de datos, y control, deben ser incluidas directamente en los equipos primarios.

- Libre configuración

Libre asignación de funciones en sistemas de configuraciones centralizadas o descentralizadas.

- Reducción del cableado convencional

LAN en lugar de múltiples cables de cobre.

- A prueba de futuro

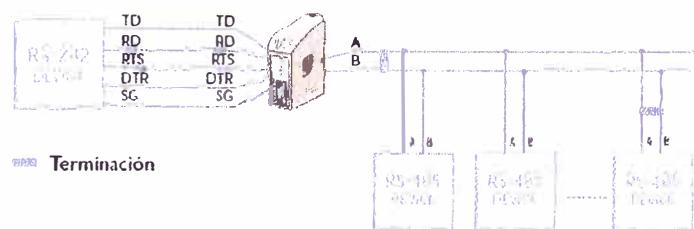
- o Los servicios y las inversiones serán duraderos a pesar de los rápidos cambios tecnológicos.
- o El estándar está diseñado para seguir tanto el progreso en las tecnologías de

comunicación, como los requerimientos que envuelven a estos sistemas.

#### 4.2.2. Interfaces

Un sistema de control de subestaciones está formado íntegramente por interfaces, los cuales son dispositivos de enlace entre un puerto de salida o entrada de un ordenador y los componentes eléctricos o electrónicos de un sistema, dando una comunicación entre distintos niveles del sistema de control. Ver figura 4.3.

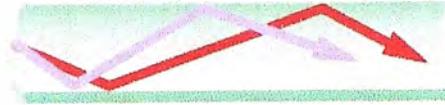
- Interfaz física: Define la manera en que se conectan los equipos y el diseño del conector.
  - Interfaz eléctrica / óptica: Define los niveles eléctricos/ópticos y lo que describen.
  - Interfaz lógica: Define el significado de las señales.
- a. Interfaces eléctricas más comunes
- a.1 RS232/V.24
- Conexión punto a punto.
  - Distancia máxima 15 metros.
  - o Conector sub-D de 9 o 25 pines
  - o V.24 interfaz física y V.28 interfaz eléctrica
- a.2 RS 485
- Redes múltipunto tipo maestro /esclavo.
  - Conexión en bus o cascada (máximo 32 equipos).
  - Distancia máxima 1200 metros a 100kbit/s
  - Requiere resistencia terminal de 120 Ohm.
  - Distancia máxima del dispositivo y el bus 30 cm.



**Figura 4.3** Interfaces eléctricas

- b. Interfaces ópticas más comunes
- b.1 Multimodo
- Distancias menores a 2 km.
  - La luz se propaga por múltiples modos, que siguen diferentes caminos.
- b.2 Monomodo
- Distancias mayores a 2 km.

La luz se propaga en un solo modo de forma paralela al eje de la fibra.



**Figura 4.4** Dirección de la luz en la F.O. multimodo



**Figura 4.5** Dirección de la luz en la F.O. monomodo

### b.3 Conectores

- ST: multimodo
- MTRJ / SC: multimodo y monomodo
- LC: monomodo



**ST** conector simplex para multimodo, 2 km



**MTRJ** conector dúplex para multimodo, 2 km. o monomodo, 15/40 km.



**SC** conector simplex para multimodo, 2 km. o monomodo, 15/40 km.



**LC** conector dúplex para monomodo, 15/40/85 km.

**Figura 4.6** Conectores para F.O.

## 4.3 Mejoras en la confiabilidad del Sistema de Protección

### 4.3.1. Supervisión de la subestación

Una adecuada supervisión del sistema de potencia, tales como el sistema de protección, el sistema de servicios auxiliares, condición de los equipos de maniobra, condición de los equipos de medición y equipos auxiliares; influyen en la confiabilidad del sistema de protección. Cuando mejor es la supervisión de los sistemas y equipos de la subestación, mejor es la confiabilidad del sistema de protección, pues ante cualquier señal de alarma o anomalías de los sistemas o equipos maniobra, se pueden tomar decisiones vitales para lograr un adecuado funcionamiento del sistema de protecciones ante una falla.

La supervisión y monitoreo de estos sistemas y equipos se logra de manera optima,

estableciendo un sistema de control de subestaciones moderno, con equipos modernos y estándares actuales como la norma IEC 61850.

#### **4.3.2. Funciones adicionales de los sistemas de control modernos**

La tecnología basada en microprocesadores y redes de datos de los sistemas de automatización de subestaciones, incorpora funciones adicionales respecto al sistema de control convencional; estas funciones facilitan mediante software, las labores de operación, análisis y mantenimiento de las subestaciones.

A continuación se describen las funciones más representativas, las cuales brindan grandes mejoras en los sistemas de protección incrementando su nivel de confiabilidad.

##### **a. Funciones adicionales en el nivel 1**

###### **a.1 Supervisión de protecciones**

Comprende la supervisión de alarmas y disparos ejecutados por los relés de protección.

###### **a.2 Secuencias automáticas de control**

Los controladores de bahía ejecutan secuencias de conexión y desconexión de líneas, transferencias de circuitos y barras, o transferencias de circuitos de los sistemas de servicios auxiliares, las cuales son seleccionadas, iniciadas y supervisadas desde la interfaz de operación del Nivel 2. Las secuencias son ejecutadas automáticamente y paso a paso. También pueden ser canceladas bajo ejecución.

En la interfaz de operación de Nivel 2 se da al operador la información acerca de los pasos a ejecutar y las condiciones para el cambio de un paso al otro, para cada una de las secuencias.

Los Sistemas de control modernos supervisan el tiempo y las condiciones de bloqueo, los cuales detectan estados anormales de operación y alertan al operador sobre la ocurrencia de estos, dando señales de alarmas.

###### **a.3 Registro de eventos y alarmas**

Esta función se encarga de registrar del tiempo de ocurrencia de los eventos y de las alarmas de los equipos, la resolución de registro entre eventos es menor o igual a un milisegundo.

###### **a.4 Comunicación con la red LAN**

Esta función maneja la comunicación entre todos los equipos que conforman el SCS.

###### **a.5 Autochequeo y autodiagnóstico**

Los sistemas de control modernos ejecutan autochequeo y autodiagnóstico permanente de todo el sistema, se verifica de errores del software y hardware, chequeo de la funciones de transmisión de datos y funciones de entradas y salidas.

##### **b. Funciones adicionales en el Nivel 2**

###### **b.1 Control de los equipos**

Realiza según requerimiento el control de los equipos de la subestación y del propio SCS.

- Selección de despliegue
- Ejecución de comandos
- Cambio de ajustes
- Manejo de alarmas
- Registro de eventos diarios
- Generación de reportes

#### **b.2 Manejo de datos históricos**

Esta función maneja la información para monitorear el comportamiento en el tiempo de los equipos de la subestación, realizar cálculos y almacenar la información obtenida en memoria.

#### **b.3 Almacenamiento de información**

El SCS almacena en medio masivo toda la información existente en los archivos de los discos duros del sistema de procesamiento de Nivel 2, tales como programas de aplicación, la base de datos con su configuración, los archivos con los datos históricos, los registros diarios de operación etc.

#### **b.4 Reportes**

El SCS genera diferentes reportes que son presentados en la interfaz de operación de Nivel 2.

#### **b.5 Monitoreo y diagnóstico en línea de los equipos de potencia**

Los sistemas de control modernos tienen la cualidad de monitorear y diagnosticar en línea los equipos de la subestación, siendo los más importantes los transformadores de potencia, cambiadores de tomas, reguladores de tensión e interruptores de potencia. Para el monitoreo continuo en línea se cuenta con las interfaces para conexión a los sensores de medición de parámetros mecánicos y eléctricos de los equipos y la lógica de procesamiento, con el fin de analizar las medidas y ejecutar un diagnóstico de los equipos.

## **CAPÍTULO V**

### **ANÁLISIS PARA DEFINIR EL SISTEMA DE PROTECCIÓN**

#### **5.1. Análisis Técnico Económico**

##### **5.1.1. Análisis técnico**

A continuación haremos el análisis técnico para definir el sistema de protección de la subestación en estudio.

##### **a. Protección de Barras**

##### **a.1 Modo de operación**

##### **- Barras en 220 kV**

En este nivel la subestación tiene doble barra, en estado normal operará de la siguiente manera:

- Acoplamiento Cerrado
- Línea 220 kV LT N°1 Llega a la Barra A
- Línea 220 kV LT N°2 Sale de la Barra B
- Transformador TP1 Sale de la Barra B
- Transformador TP2 Sale de la Barra B
- Barras en 60 kV

En este nivel la subestación tiene barra simple con acople, en estado normal operará de la siguiente manera:

- Acoplamiento Cerrado
- Línea 60 kV LT N°3 Llega a la Barra A
- Línea 60 kV LT N°4 Sale de la Barra B
- Transformador TP1 Sale de la Barra A
- Transformador TP2 Sale de la Barra B

##### **a.2 Requerimientos de la protección**

##### **- Protección de Barras en 220 kV**

La barra en 220 kV es un elemento crítico en nuestro sistema de potencia en estudio ya que es el punto donde convergen los circuitos. Por tal motivo la protección de barras deberá ser de alta velocidad y deberá mantener la estabilidad ante condiciones de falla.

Dado que nuestro sistema es radial, se tiene el compromiso de que la seguridad y fiabilidad deben ser balanceadas por las siguientes razones:

- La seguridad

La protección diferencial deberá ser segura en cierto grado, debido a que un disparo incorrecto por esta protección dispara todos los interruptores relacionados a esta barra.

El concepto de estabilidad de los sistemas de protección, indica que la protección no debe disparar cuando ocurre una falla externa, o sea fuera de su zona de protección.

- La fiabilidad

Dado que una falla en barras origina grandes corrientes de cortocircuito, lo cual lleva a grandes daños en los equipos por la magnitud y lo prolongado de la permanencia de falla; es muy importante la fiabilidad en un mayor grado con lo cual se asegura la certeza del disparo ante fallas y con lo cual se evita problemas de estabilidad y posibles apagones.

Del análisis anterior donde se aprecia el compromiso entre la seguridad y la fiabilidad, se logra una óptima confiabilidad para nuestra protección diferencial de barras.

#### Protección de Barras en 60 kV

La barra en 60 kV es un elemento crítico en nuestro sistema de potencia en estudio ya que es el punto donde convergen los circuitos. Por tal motivo la protección de la barra simple deberá ser de alta velocidad y deberá mantener la estabilidad ante condiciones de falla.

Dado que nuestro sistema es radial, se tiene el compromiso de que la seguridad y fiabilidad deben ser balanceadas por las siguientes razones:

- La seguridad

La protección diferencial deberá ser segura en mayor grado, debido a que un disparo incorrecto por esta protección dispara todos los interruptores relacionados a esta barra.

- La fiabilidad

Dado que una falla en barras origina grandes corrientes de cortocircuito, lo cual lleva a grandes daños en los equipos por la magnitud y lo prolongado de la permanencia de falla; es muy importante la fiabilidad en cierto grado, sin embargo esta barra alimenta una unidad minera y lo más importante es mantener el servicio, por lo que prevalecerá la seguridad.

Del análisis anterior donde se aprecia el compromiso entre la seguridad y la fiabilidad, se logra una óptima confiabilidad para nuestra protección diferencial de barras en el nivel de 60 kV.

#### a.3 Tipos de protección

##### Protección de Barras en 220 kV

El esquema de protección diferencial puede ser de dos tipos, alta impedancia o baja impedancia.

- Esquema de alta impedancia





para seleccionar la protección de una línea.

El primero es que cuando la línea a proteger tiene incidencia en la estabilidad del sistema, se optan por los esquemas fiables, como por ejemplo la doble protección principal y el respaldo remoto en segunda y tercera zona.

El segundo es que en las líneas, cuya pérdida signifique racionamientos y problemas sociales, más que problemas de estabilidad, pueden tener una orientación más segura, utilizando por ejemplo dos relés de distancia de igual principio de protección.

A continuación citamos los requerimientos de las líneas por cada nivel de tensión:

#### Líneas en 220 kV

En este nivel de tensión, por ser las líneas pertenecientes al SEIN en el nivel de 220 kV optamos por un sistema de protección fiable, por ser este un atenuante ante problemas de estabilidad por fallas.

#### Líneas en 60 kV

En este nivel de tensión, por ser las líneas pertenecientes a la unidad minera en el nivel de 60 kV optamos por un sistema de protección segura, ya que un disparo no deseado significaría pérdidas en la productividad de la mina.

### c.3 Tipo de protección

La selección del esquema de protección más adecuado está influenciada por dos aspectos, los cuales fueron estudiados en capítulos anteriores:

- Importancia y función de la línea.
- Factores del Sistema.
  - o Requerimientos de tiempo de despeje de falla
  - o Longitud de la línea
  - o Tamaño de la fuente
  - o Configuración de la línea

A continuación describiremos los criterios para elegir el tipo de protección de las líneas por cada nivel de tensión:

#### - Líneas en 220 kV

Las líneas de transmisión en 220 kV pertenecen al SEIN y son de suma importancia para el sistema, la función de estas líneas es la de transmitir energía hasta las subestaciones de transformación, para que después sean distribuidas.

En 220 kV los factores del sistema que se debe tener en cuenta para seleccionar la protección de una línea son:

- o Se requiere un tiempo de despeje rápido, para evitar que se afecte la estabilidad del SEIN.
- o Las líneas son largas, pues su SIR es menor que 0,5. Esta información es un dato

de los estudios de flujo de potencia y cortocircuito realizados.

Luego de analizar el nivel de importancia de la línea y los factores del sistema, una protección adecuada para esta sería tener redundancia en la protección principal, siendo la protección primaria la función de distancia y la secundaria la función de sobrecorriente direccional.

- Líneas en 60 kV

Las líneas de transmisión en 60 kV pertenecen a la unidad minera y son de suma importancia para la productividad de esta, la función de estas líneas es la de transmitir energía hasta las subestaciones de la unidad minera a kilómetros de distancia.

En 60 kV los factores del sistema que se debe tener en cuenta para seleccionar la protección de una línea son:

- Se requiere un tiempo de despejo rápido, para evitar que se afecte la estabilidad del SEIN.
- La configuración de las líneas es en paralelo, distribuidas en torres diferentes, la protección de las líneas en 60 kV deberá ser más segura que fiable, pues un disparo indeseado significará grandes pérdidas en la productividad de la unidad minera.

Luego de analizar el nivel de importancia de la línea y los factores del sistema, una protección adecuada para la línea en 60 kV sería tener una protección completamente selectiva como la protección diferencial, siendo esta función la protección principal a seleccionar, además se elegirá como protección de respaldo la función de sobrecorriente direccional.

### **5.1.2. Análisis económico**

Debido a que el sistema de protección es un subsistema del proyecto, el análisis económico no estará sujeto al VAN (Valor actual neto) y TIR (Tasa interna de retorno), ya que esto le corresponde al proyecto en sí, que es la construcción de una Subestación eléctrica.

Es por ello que el análisis económico para la selección del sistema de protecciones de la subestación estará sujeto al análisis del Costo – Beneficio y la factibilidad económica que se pueda tener.

a. Análisis del Costo – Beneficio

a.1 Costo del sistema de protección

En el cálculo del costo de un dispositivo o sistema de protección, no solo hay que tener en cuenta el precio de compra del propio relé, también se debe tener en cuenta el precio del suministro de tableros de protección, configuración y pruebas de aceptación en fábrica (FAT), programación y pruebas de aceptación en obra (SAT), puesta en servicio,

también se considera otros dispositivos y sistemas relacionados como el sistema de servicios auxiliares.

Como ya se explico en el párrafo anterior para costear un sistema de protección, se considera varios aspectos, por lo que el alcance de una propuesta del proveedor especialista en sistemas y equipos de protecciones comprenderá el suministro de tableros y los servicios complementarios que garanticen la correcta implementación de los sistemas de protección, control y medición, de acuerdo al siguiente detalle:

- Suministro de Tableros de Protección.
- Configuración y pruebas de aceptación en fábrica (FAT).
- Programación y pruebas de aceptación en obra (SAT).
- Puesta en servicio.

- Suministro de Tableros de Protección

El sistema de protección se distribuirá por bahías de la subestación, es por ello que se contará con un determinado número de tablero según el esquema a seleccionar.

- |  |        |
|--|--------|
| ○ Tablero de Protección y Control de Línea de Transmisión 220 kV | 2 und. |
| ○ Tablero de Protección y Control de Barras 220 kV               | 1 und. |
| ○ Tablero de Protección y Control del Transformador lado 220 kV  | 2 und. |
| ○ Tablero de Protección y Control del Transformadores lado 60 kV | 1 und. |
| ○ Tablero de Protección y Control de Barras 60 kV                | 1 und. |
| ○ Tablero de Protección y Control de Línea de Transmisión 60 kV  | 2 und. |
| ○ Tablero de Protección y Control de Línea 22,9 kV               | 2 und. |

Se entiende que cada tablero estará compuesto por dos (02) relés como mínimo, ya que partimos de la premisa de considerar una protección principal y respaldo.

- Configuración y pruebas de aceptación en fábrica (FAT)

Comprende lo siguiente:

- Configuración de los relés de acuerdo a la ingeniería de detalle.
- Programación de parámetros de ajustes, en los equipos de protección.
- Pruebas de inyección secundaria de tensión y corriente, en los equipos de protección.
- Elaboración y presentación de protocolos de pruebas.

- Programación y pruebas de aceptación en obra (SAT)

Comprende lo siguiente:

- Pruebas de inyección secundaria de corriente y tensión desde bornes secundarios de transformadores de medida.
- Pruebas lógicas de operación de apertura y cierre, interbloqueo y señalización de posición de los equipos de alta tensión.

- Elaboración y presentación de protocolos de pruebas.

Puesta en servicio

Comprende lo siguiente:

- Pruebas de disparos y operación actuando sobre los equipos de patio.
- Elaboración y presentación de protocolos de pruebas en sitio.

Luego de este análisis estimamos un costo preliminar, esto en base a nuestra experiencia en el campo, base de datos de proyectos anteriores, consultas a los fabricantes y proveedores, siendo el resultado los valores que se muestran en la Tabla N° 4.1.

**Tabla N° 5.1 Costo del sistema de protección y control de la S.E MINERA**

	Cantidad	Unidad	P. Unit USD	P. Parcial USD
<b>SUMINISTRO DE TABLEROS DE PROTECCION</b>				
Tablero de Protección y Control de Línea de Transmisión 220 kV	2	UND.	40,000.00	80,000.00
Tablero de Protección y Control de Barras 220 kV	1	UND.	40,000.00	40,000.00
Tablero de Protección y Control del Transformador lado 220 kV	2	UND.	40,000.00	80,000.00
Tablero de Protección y Control del Transformadores lado 60 kV	1	UND.	37,000.00	37,000.00
Tablero de Protección y Control de Barras 60 kV	1	UND.	37,000.00	37,000.00
Tablero de Protección y Control de Línea de Transmisión 60 kV	2	UND.	37,000.00	74,000.00
Tablero de Protección y Control de Línea 22,9 kV	2	UND.	20,000.00	40,000.00
<b>SERVICIOS DE PRUEBA FAT, SAT Y PUESTA EN SERVICIO</b>	1	GLB.	50,000.00	50,000.00
<b>COSTO TOTAL</b>				<b>438,000.00</b>

#### a.2 Beneficio

Elegir equipos de protección modernos y con todas las funciones disponibles debido a que los relés actuales son multifuncionales, brindando mayores posibilidades de flexibilidad, y un alto grado de confiabilidad en los sistemas de protección; hace que nuestra selección del sistema de protección sea totalmente beneficiosa.

Ya que si se compara el valor total del riesgo para una instalación con el costo de inversión del sistema de protección, analizando el factor duración de la falla, es decir, el tiempo de disparo de la protección. Es muy posible que una protección más costosa pero con un tiempo de disparo más corto o altamente fiable, reduzca el riesgo de daño en los equipos de la subestación, resultando esta la solución más económica por ser los equipos de potencia de costos muy elevados.

#### b. Factibilidad económica

Lograr una alta confiabilidad del sistema de protección de una subestación, es más factible hoy que hace algunos años cuando no se había desarrollado la tecnología de los relés numéricos.

Sin la necesidad de un gran análisis, se puede asumir con un alto grado de acierto que, debido al bajo costo de las protecciones modernas, no vale la pena correr riesgos y por el contrario se debe de optar por invertir en sistemas de protección modernos y totalmente digitalizados.

En nuestro mercado la mayoría de fabricantes ofrecen relés multifuncionales, los cuales incluyen por defecto en sus relés todas sus posibilidades. De no ser así es recomendable invertir un poco más para tener habilitadas todas las funciones que uno crea conveniente tener como reserva. Es por ello que se debe de especificar todas las características deseadas para nuestro sistema de protección y requerir que estas sean de igual o mayor virtud.

## **5.2. Selección óptima del Sistema de Protección**

Luego del análisis técnico – económico, el esquema de protección queda definido de la siguiente manera:

### **5.2.1. Sistema de protección seleccionado**

#### **a. Protección de Barras**

##### **a.1 Protección de barras 220 kV**

La Protección Principal se realizará mediante la función de protección diferencial de barras (87B). Esta protección tiene la finalidad de proporcionar una operación rápida y selectiva para casos de fallas en barra.

La Protección de Respaldo se realizará con la función de falla de interruptor (50BF) y con las funciones de protección de distancia de las líneas (21) que alimentan la subestación.

El esquema de protección de falla de interruptores (50BF), operará haciendo uso del canal de tele protección para enviar los disparos transferidos hacia los extremos de las líneas en 220 kV.

##### **a.2 Protección de barras 60 kV**

La Protección Principal se realizará mediante la función de protección diferencial de barras (87B). Esta protección tiene la finalidad de proporcionar una operación rápida y selectiva para casos de fallas en barra.

La Protección de Respaldo se realizará con la función de falla de interruptor (50BF) y con las funciones de protección de sobrecorriente de los transformadores que alimentan la barra.

El esquema de protección de falla de interruptores (50BF) operará haciendo uso de un canal de comunicación de la RED LAN a implementarse y un canal de tele protección para enviar los disparos transferidos hacia los extremos de las líneas en 60 kV.

No se contempla protección diferencial en la barra de 22,9 kV.

#### **b. Protección de Transformadores de Potencia**

La Protección Principal de los transformadores de potencia será realizada por relés de protección diferencial de transformador (87T). Esta protección tiene la finalidad de proporcionar una operación rápida y selectiva para casos de fallas en la zona diferencial del transformador. Los relés de protección diferencial deberán incluir la función de bloqueo de interruptor (86) de manera de no tener la necesidad de un dispositivo mecánico adicional.

La Protección de Respaldo para los transformadores de potencia será realizada por las funciones de sobrecorriente de fases (50/51) y fase tierra (50/51N donde sea aplicable), estas funciones estarán incluidas en los relés de protección diferencial y de manera redundante en el relé controlador de bahía correspondiente.

Adicionalmente, las protecciones propias de cada transformador serán consideradas como protección de respaldo y serán conectadas directamente al relé de protección diferencial; será éste último quien realice el disparo sobre los interruptores correspondientes.

Dependiendo de la potencia de los transformadores las protecciones propias del transformador serán: Temperatura de aceite, nivel de aceite, imagen térmica, sobrepresión, buchholz, relé de flujo, etc.

#### c. Protección de líneas de transmisión

##### c.1 Protección de líneas de transmisión en 220 kV

La protección para las líneas de transmisión se realizarán bajo el concepto de protección principal –respaldo redundante.

La Protección Principal de la línea será proporcionada por la protección de distancia de distancia (21/21N) para fallas entre fases y para fallas a tierra en el mismo relé, la función de distancia operará además bajo un esquema de teleprotección vía el enlace de fibra óptica previsto para la protección diferencial de línea y con escalones de protección temporizados para ser coordinados con las protecciones de líneas adyacentes

Para la protección de fallas a tierra de alta resistencia que no puedan ser detectadas por la protección principal (distancia), se contará con una protección direccional de sobrecorriente a tierra (67N) que también operará bajo el esquema de teleprotección vía el enlace de fibra óptica. No se considera la función de Recierre.

La protección de respaldo tendrá las mismas funciones que la protección principal y actuarán al mismo tiempo.

El esquema de Teleprotección considerará lo siguiente:

- Disparo Directo Transferido por Sub alcance en primera zona (PUTT Permissive Under - reaching Transfer Trip). Se aplicará con las funciones de distancia (21/21N) de los relés de protección principal y de respaldo.

- Disparo permisivo Transferido por Comparación Direccional (PDCTT Permissive Directional Comparison Transfer Trip). Se utilizará con las funciones de falla direccional a tierra (67N) de los relés de protección principal y de respaldo.

#### c.2 Protección de líneas de transmisión en 60 kV

La Protección Principal de la línea será proporcionada por una protección diferencial de línea (87L), utilizando un enlace de fibra óptica incluido en el cable de guarda de la línea.

La Protección de Respaldo se realizará con funciones de distancia (21/21N) para fallas entre fases y para fallas a tierra en el mismo relé, la función de distancia operará además bajo un esquema de teleprotección vía el enlace de fibra óptica previsto para la protección diferencial de línea y con escalones de protección temporizados para ser coordinados con las protecciones de líneas adyacentes

Para la protección de fallas a tierra de alta resistencia que no puedan ser detectadas por las protecciones principales (diferencial y distancia), se contará con una protección direccional de sobrecorriente a tierra (67N) que también operará bajo el esquema de teleprotección vía el enlace de fibra óptica. No se considera la función de Recierre.

El esquema de Teleprotección considerará lo siguiente:

- Disparo Directo Transferido por Sub alcance en primera zona (PUTT Permissive Under - reaching Transfer Trip). Se aplicará con las funciones de distancia (21/21N) de los relés de protección principal y de respaldo.
- Disparo permisivo Transferido por Comparación Direccional (PDCTT Permissive Directional Comparison Transfer Trip). Se utilizará con las funciones de falla direccional a tierra (67N) de los relés de protección principal y de respaldo.

#### d. Protecciones complementarias

Como parte de las protecciones complementarias se contará con las siguientes funciones, las cuales serán utilizadas en los casos que sea aplicable de acuerdo con el criterio establecido.

Función de verificación de sincronismo (25), para asegurar la operación de los interruptores bajo las condiciones adecuadas de sincronismo.

Funciones de sobre y sub tensión (27/59), sobrecorriente de secuencia negativa (46), entre otras; como respaldo de largo tiempo de operación. Estas funciones se activarán en los relés de protección para detectar anomalías en las líneas como por ejemplo para detectar apertura de cuellos o caída de conductores por el lado de la carga y similares.

### 5.2.2. Distribución de tableros de protección

#### a. Control y Protección Barra 220 kV. (TPDB)

El tablero de control y protección para la barra en 220 kV tendrá el siguiente equipamiento:

a.1 Una (01) Unidad de Control de Bahía con protecciones de respaldo (RM4) con las siguientes funciones:

- Funciones de control para hasta 6 elementos (FC)
- Sobrecorriente de fases y fase a tierra (50/51, 50/51N)
- Sobrecorriente direccional de fases y fase a tierra (67/67N)
- Mínima y máxima tensión (27/59)
- Falla de interruptor (50BF)
- Chequeo de sincronismo (25)
- Registro de fallas y oscilografías (RF/FO)

a.2 Un (01) relé para protección principal (RM2) con las siguientes funciones de protección:

- Diferencial de transformador (87T)
- Sobrecorriente de fases y fase a tierra (50/51, 50/51N)
- Sobre excitación (24)
- Mínima y máxima tensión (27/59)
- Sobre o sub frecuencia (80/81)
- Secuencia Negativa (46)
- Falla de interruptor (50BF)
- Registro de fallas y oscilografías (RF/RO)
- Tamaño 1/1 rack 19" con 24 BI.

b. Control y Protección Bahía de Transformación TP-1 en 220 kV. (TPTP1)

El tablero de control y protección para la bahía de transformador en 220 kV tendrá el siguiente equipamiento:

b.1 Una (01) Unidad de Control de Bahía con protecciones de respaldo (RM4) con las siguientes funciones:

- Funciones de control para hasta 6 elementos (FC)
- Sobrecorriente de fases y fase a tierra (50/51, 50/51N)
- Sobrecorriente direccional de fases y fase a tierra (67/67N)
- Mínima y máxima tensión (27/59)
- Falla de interruptor (50BF)
- Chequeo de sincronismo (25)
- Registro de fallas y oscilografías (RF/FO)

b.2 Un (01) relé para protección principal (RM3) con las siguientes funciones de protección:

- Diferencial de transformador (87T)
- Sobrecorriente de fases y fase a tierra (50/51, 50/51N)

- Sobre excitación (24)
  - Mínima y máxima tensión (27/59)
  - Sobre o sub frecuencia (80/81)
  - Secuencia Negativa (46)
  - Falla de interruptor (50BF)
  - Registro de fallas y oscilografías (RF/RO)
  - Tamaño 1/1 rack 19" con 24 Bl.
- c. Control y Protección Bahía de Transformación TP-2 en 220 kV. (TPTP2)

El tablero de control y protección para la bahía de transformador en 220 kV tendrá el siguiente equipamiento:

- c.1 Una (01) Unidad de Control de Bahía con protecciones de respaldo (RM4) con las siguientes funciones:
- Funciones de control para hasta 6 elementos (FC)
  - Sobrecorriente de fases y fase a tierra (50/51, 50/51N)
  - Sobrecorriente direccional de fases y fase a tierra (67/67N)
  - Mínima y máxima tensión (27/59)
  - Falla de interruptor (50BF)
  - Chequeo de sincronismo (25)
  - Registro de fallas y oscilografías (RF/FO)
- c.2 Un (01) relé para protección principal (RM3) con las siguientes funciones de protección:
- Diferencial de transformador (87T)
  - Sobrecorriente de fases y fase a tierra (50/51, 50/51N)
  - Sobre excitación (24)
  - Mínima y máxima tensión (27/59)
  - Sobre o sub frecuencia (80/81)
  - Secuencia Negativa (46)
  - Falla de interruptor (50BF)
  - Registro de fallas y oscilografías (RF/RO)
  - Tamaño 1/1 rack 19" con 24 Bl.

- d. Control y Protección Bahía de Transformación TP-1 y TP-2 en 60 kV. (TPCTP)

El tablero de control y protección para la bahía de los transformadores TP-1 y TP-2 en el lado de 60 kV tendrá el siguiente equipamiento:

- d.1 Dos (02) Unidad de Control de Bahía con protecciones de respaldo (RM4) con las siguientes funciones:
- Funciones de control para hasta 6 elementos (FC)

- Sobrecorriente de fases y fase a tierra (50/51, 50/51N)
  - Sobrecorriente direccional de fases y fase a tierra (67/67N)
  - Mínima y máxima tensión (27/59)
  - Falla de interruptor (50BF)
  - Chequeo de sincronismo (25)
  - Registro de fallas y oscilografías (RF/FO)
- e. Control y Protección LT-1 220 kV (TPLT1)

El tablero de control y protección ubicado en la SE Minera para la salida de línea en 220 kV hacia la subestación N°1 tendrá el siguiente equipamiento:

e.1 Un (01) relé para protección principal (RM1) con las siguientes funciones de protección:

- Distancia de fases y fase tierra (21/21N)
- Sobrecorriente direccional de fases y fase a tierra (67/67N)
- Chequeo de sincronismo (25)
- Recierre (79)
- Falla de interruptor (50BF)
- Mínima y máxima tensión (27/59)
- Registro de fallas y oscilografías (RF/FO)
- Funciones de controlador de bahía 220 kV

e.2 Un (01) relé para protección de respaldo (RM1) con las siguientes funciones de protección:

- Distancia de fases y fase tierra (21/21N)
- Sobrecorriente de fases y fase a tierra (50/51, 50/51N)
- Sobrecorriente direccional de fases y fase a tierra (67/67N)
- Localizador de fallas (LF)
- Registro de fallas y oscilografías (RF/FO)

f. Control y Protección LT-2 220 kV (TPLT2)

El tablero de control y protección ubicado en la SE Minera para la salida de línea en 220 kV hacia la subestación N°2 tendrá el siguiente equipamiento:

f.1 Un (01) relé para protección principal (RM1) con las siguientes funciones de protección:

- Distancia de fases y fase tierra (21/21N)
- Sobrecorriente direccional de fases y fase a tierra (67/67N)
- Chequeo de sincronismo (25)
- Recierre (79)
- Falla de interruptor (50BF)

- Mínima y máxima tensión (27/59)
  - Registro de fallas y oscilografías (RF/FO)
  - Funciones de controlador de bahía 220 kV
- f.2 Un (01) relé para protección de respaldo (RM1) con las siguientes funciones de protección:
- Distancia de fases y fase tierra (21/21N)
  - Sobrecorriente de fases y fase a tierra (50/51, 50/51N)
  - Sobrecorriente direccional de fases y fase a tierra (67/67N)
  - Localizador de fallas (LF)
  - Registro de fallas y oscilografías (RF/FO)
- g. Control y Protección LT-3 60 kV (TPLT3)

El tablero de control y protección ubicado en la SE Minera para la salida de línea en 60 kV hacia la subestación Unidad Minera tendrá el siguiente equipamiento:

- g.1 Una (01) Unidad de Control de Bahía (RM4)
- Funciones de control para hasta 6 elementos (FC)
  - Sobrecorriente de fases y fase a tierra (50/51, 50/51N)
  - Sobrecorriente direccional de fases y fase a tierra (67/67N)
  - Mínima y máxima tensión (27/59)
  - Falla de interruptor (50BF)
  - Chequeo de sincronismo (25)
  - Registro de fallas y oscilografías (RF/FO)
- g.2 Un (01) relé para protección principal (RM5) con las siguientes funciones de protección:
- Diferencial de línea (87L)
  - Distancia de fases y fase tierra (21/21N)
  - Sobrecorriente de fases y fase a tierra (50/51, 50/51N)
  - Sobrecorriente direccional de fases y fase a tierra (67/67N)
  - Mínima y máxima tensión (27/59)
  - Falla de interruptor (50BF)
  - Chequeo de sincronismo (25)
  - Detección de oscilación de potencia (68)
  - Localizador de fallas (LF)
  - Registro de fallas y oscilografías (RF/FO)
- h. Control y Protección LT-4 60 kV (TPLT4)

El tablero de control y protección ubicado en la SE Minera para la salida de línea en 60 kV hacia la subestación Unidad Minera tendrá el siguiente equipamiento:

- h.1 Una (01) Unidad de Control de Bahía (RM4)
  - Funciones de control para hasta 6 elementos (FC)
  - Sobrecorriente de fases y fase a tierra (50/51, 50/51N)
  - Sobrecorriente direccional de fases y fase a tierra (67/67N)
  - Mínima y máxima tensión (27/59)
  - Falla de interruptor (50BF)
  - Chequeo de sincronismo (25)
  - Registro de fallas y oscilografías (RF/FO)
- h.2 Un (01) relé para protección principal (RM5) con las siguientes funciones de protección:
  - Diferencial de línea (87L)
  - Distancia de fases y fase tierra (21/21N)
  - Sobrecorriente de fases y fase a tierra (50/51, 50/51N)
  - Sobrecorriente direccional de fases y fase a tierra (67/67N)
  - Mínima y máxima tensión (27/59)
  - Falla de interruptor (50BF)
  - Chequeo de sincronismo (25)
  - Detección de oscilación de potencia (68)
  - Localizador de fallas (LF)
  - Registro de fallas y oscilografías (RF/FO)
- i. Control y Protección Bahía de acoplamiento en 60 kV. (TPSB)

El tablero de control y protección para la bahía de acoplamiento en 60 kV tendrá el siguiente equipamiento:

- i.1 Una (01) Unidad de Control de Bahía con protecciones de respaldo (RM4) con las siguientes funciones:
  - Funciones de control para hasta 6 elementos (FC)
  - Sobrecorriente de fases y fase a tierra (50/51, 50/51N)
  - Sobrecorriente direccional de fases y fase a tierra (67/67N)
  - Mínima y máxima tensión (27/59)
  - Falla de interruptor (50BF)
  - Chequeo de sincronismo (25)
  - Registro de fallas y oscilografías (RF/FO)
- i.2 Un (01) relé para protección principal (RM2) con las siguientes funciones de protección:
  - Diferencial de barras (87B)
  - Falla de interruptor (50BF)

- Registro de fallas y oscilografías (RF/RO)
- j. Control y Protección Bahía de Transformación TP-1 en 22,9 kV- Salida de línea en 22,9 kV (TPLD1)

El tablero para el control y protección de respaldo lado 22,9 kV del transformador TP-1 tendrá el siguiente equipamiento:

- j.1 Una (01) Unidad de Control de Bahía con protecciones de respaldo (RM6) con las siguientes funciones:
  - Funciones de control para hasta 6 elementos (FC)
  - Sobrecorriente de fases y fase a tierra (50/51, 50/51N)
  - Sobrecorriente de secuencia negativa (46)
  - Mínima y máxima tensión (27/59)
  - Falla de interruptor (50BF)
  - Chequeo de sincronismo (25)
  - Registro de fallas y oscilografías (RF/FO)

Para el control y protección de salida de línea en 22,9 kV tendrá el siguiente equipamiento:

- j.2 Una (01) Unidad de protección y Control de Bahía de línea de distribución (RM6) con las siguientes funciones:
  - Funciones de control para hasta 6 elementos (FC)
  - Sobrecorriente de fases y fase a tierra (50/51, 50/51N)
  - Sobrecorriente de secuencia negativa (46)
  - Mínima y máxima tensión (27/59)
  - Falla de interruptor (50BF)
  - Chequeo de sincronismo (25)
  - Registro de fallas y oscilografías (RF/FO)
- k. Control y Protección Bahía de Transformación TP-2 en 22,9 kV- Salida de línea en 22,9 kV y Acople (TPLD2)

El tablero para el control y protección de respaldo lado 22,9 kV del transformador TP-2 tendrá el siguiente equipamiento:

- k.1 Una (01) Unidad de Control de Bahía con protecciones de respaldo (RM6) con las siguientes funciones:
  - Funciones de control para hasta 6 elementos (FC)
  - Sobrecorriente de fases y fase a tierra (50/51, 50/51N)
  - Sobrecorriente de secuencia negativa (46)
  - Mínima y máxima tensión (27/59)
  - Falla de interruptor (50BF)

- Chequeo de sincronismo (25)
- Registro de fallas y oscilografías (RF/FO)

Para el control y protección de salida de línea en 22,9 kV tendrá el siguiente equipamiento:

k.2 Una (01) Unidad de protección y Control de Bahía de línea de distribución (RM6) con las siguientes funciones:

- Funciones de control para hasta 6 elementos (FC)
- Sobrecorriente de fases y fase a tierra (50/51, 50/51N)
- Sobrecorriente de secuencia negativa (46)
- Mínima y máxima tensión (27/59)
- Falla de interruptor (50BF)
- Chequeo de sincronismo (25)
- Registro de fallas y oscilografías (RF/FO)

Para el control y protección del acoplamiento en 22,9 kV tendrá el siguiente equipamiento:

k.3 Una (01) Unidad de protección y Control de Bahía de acoplamiento de barra (RM6) con las siguientes funciones:

- Funciones de control para hasta 6 elementos (FC)
- Sobrecorriente de fases y fase a tierra (50/51, 50/51N)
- Sobrecorriente de secuencia negativa (46)
- Mínima y máxima tensión (27/59)
- Falla de interruptor (50BF)
- Chequeo de sincronismo (25)
- Registro de fallas y oscilografías (RF/FO)

Luego de la selección de los equipos de protección y de la distribución de tableros de protección, nuestro sistema de protección se define y muestra en un diagrama unifilar de protección y control.

### **5.3. Diagrama Unifilar del Sistema de Protección**

El sistema de protección seleccionado para la subestación a partir del análisis técnico - económico, se muestra en el diagrama unifilar del sistema de protección, Ver Anexo B.

En este diagrama se muestra los relés de protección, su distribución por bahía y nivel de tensión.

## **CAPÍTULO VI APORTES DEL GRADUANDO**

Como se estableció en los capítulos anteriores, el objetivo del informe de suficiencia es brindar conocimientos y criterios de diseños para definir el sistema de protección de una subestación de alta tensión en doble barra. Además de los criterios generales de diseño en nuestra consultora hemos desarrollado las especificaciones técnicas del sistema de protección, con requerimientos particulares a solicitud de nuestro cliente y en base a nuestra experiencia profesional y de proyectos realizados.

En este capítulo brindaremos especificaciones particulares que se ha tenido en cuenta en el diseño del sistema de protección, esto abarca características funcionales, software, detalles constructivos de tableros, entre otros. Siendo lo que se detalla a continuación lo más importante y en lo que se puso mayor énfasis en todo el proceso de compra y a la hora de la supervisión en las pruebas en fabrica.

### **6.1 Requerimientos generales para el suministro del sistema de protección**

El suministro incluye los repuestos obligatorios para la puesta en servicio y un año de operación; así mismo incluye el software especializado para configuración de los IED's y las licencias asociadas.

El suministro en su conjunto será previsto para cumplir con las características definidas en las especificaciones técnicas del proyecto y con la última revisión de las IEC y ANSI. Toda modificación a lo establecido por estas Normas deberá manifestarse claramente indicando la diferencia entre lo establecido y lo que se propone, lo cual en ningún caso será de un nivel de exigencia inferior a lo establecido.

Nuestro objetivo como consultores es asegurar que los tableros sean fabricados de paneles metálicos autosoportados. Los mismos que estarán equipados con dispositivos de estado sólido, de última generación, digitales, que permitan integrar funciones de control, mando, protección, medición, señalización y registro según corresponda. No se aceptarán dispositivos de protección y/o control del tipo electromecánicos.

### **6.2 Requerimientos adicionales del Sistema de Protección**

El sistema de protección que hemos propuesto para las instalaciones correspondientes al proyecto considera el uso de un esquema de protecciones principales y de respaldo que permitan una correcta operación del sistema de protección ante la ocurrencia de fallas en

el sistema de potencia.

Nuestra filosofía de diseño sugiere que los equipos de protección considerados sean del tipo digital, de última generación, multifuncionales, que permitan funciones de protección, medición, señalización y registro. Las funciones mínimas de cada equipo estarán de acuerdo con las especificaciones desarrolladas en el proyecto y diagramas unifilares de protección.

Con la finalidad de disminuir en todo lo posible el cableado entre tableros y equipos, los relés de protección tendrán la capacidad de comunicación horizontal con la finalidad de establecer interbloqueos de operación y/o secuencias de operación pre establecidas, en ese sentido los relés deberán contar con el protocolo IEC 61850.

### **6.2.1 Relés de protección**

Los relés de protección serán dispositivos compactos, multifuncionales, de última generación, completamente digitales, del tipo multiprocesador y de control numérico. En general los relés de protección tendrán las siguientes características:

- Los relés de protección y sus funciones serán las apropiadas para trabajar en sistemas eléctricos de alta tensión y altamente resistentes a las interferencias electromagnéticas.
- Contarán con sistemas internos de auto-supervisión con diagnóstico de fallas;
- Con capacidad de intercambiar bajo pedido o previa programación, distintos grupos independientes de ajustes de parámetros de protección de la unidad previamente almacenados en ella.
- Contarán como mínimo con funciones para la medición de los parámetros eléctricos de tensión, corriente, frecuencia, potencia activa y potencia reactiva de las salidas protegidas.
- Contarán con una interfaz Hombre Máquina (MMI) para comunicación con el personal en sitio. La interfaz estará compuesta por una pantalla de cristal líquido y pulsadores necesarios para las operaciones; permitirá realizar los ajustes de los parámetros de las protecciones, el manejo de la información más importante de las últimas perturbaciones, los valores de los parámetros eléctricos medidos, los códigos de fallas internas detectadas por el auto diagnóstico de la unidad, realizar las pruebas de puesta en servicio del equipo, etc.
- Contará con una cantidad apropiada de contactos de entrada (inputs) para el monitoreo de los dispositivos de maniobra asociados.
- Tendrá contactos de salidas (outputs) programables y disponibles para aplicaciones del usuario.

Los relés contarán también con un puerto de comunicación frontal del tipo serial

para enlace con una computadora portátil tipo laptop y en la parte posterior contarán además con dos puertos Ethernet para comunicación remota en fibra óptica al sistema de control integral de la subestación (SCS).

Estará previsto como parte del suministro el software que permita realizar el ajuste, calibración, programación, recuperación y evaluación de información, necesario para una óptima operación del equipamiento dentro del esquema de protección previsto en el proyecto.

### **6.2.2 Funciones de protección**

Las características principales de funciones requeridas en las distintas unidades de protección serán las siguientes:

#### **a. Función de protección de distancia (21/21N)**

Para los esquemas de protección de líneas de transmisión en alta tensión, la función de protección de distancia tendrán las siguientes características:

- Función de protección de distancia del tipo "full scheme", con monitoreo y cálculo de los seis lazos de impedancia.
- Características de zona Cuadrilateral.
- Con capacidad de establecer una zona de impedancia de carga para evitar disparos indebidos.
- Con compensación por impedancia de líneas paralelas, para sobre y sub alcance en cada zona. Aplicable también al cálculo de la distancia de falla.
- Capacidad de selección de fases.
- Con un mínimo de cuatros zonas de protección, con ajustes independientes de direccionalidad (hacia adelante o hacia atrás), de alcance reactivo y de alcance resistivo.
- Medición simultanea de las impedancias fase-fase y fase-tierra mediante procesadores individuales para cada tipo de falla y cada zona de protección.
- Adecuados para operar con esquemas de tele protección típicos, seleccionables a criterio del usuario y ser usados con canales de comunicación de Onda portadora, fibra óptica y/o radioenlace digital.
- Permanente monitoreo de la señal de tensión para evitar falsos disparos por fallas en el circuito secundario de la señal de tensión "falla-fusible"; la función de distancia debe bloquearse ante fallas en el lado secundario de los TT's.
- Con elemento de detección de oscilaciones de potencia.

#### **b. Función Sobrecorriente direccional de tierra (67N)**

Función de protección de sobrecorriente direccional de tierra a ser usada como protección de respaldo para fallas de alta resistencia en el esquema de protección de

líneas, con las siguientes características:

- Detección de direccionalidad por corriente en el neutro y por tensión de secuencia cero o por corriente y tensión de secuencia negativa.
- Con apropiados esquemas de tele protección como comparación direccional, disparo permisivo o bloqueo (PUTT Permissive Under - reaching Transfer Trip - PDCTT Permissive Directional Comparision Transfer Trip)
- Capacidad de selección de direccionalidad hacia adelante o hacia atrás
- Será posible la selección de operación por fallas a tierra en forma monofásica o trifásica, para lo cual la función contará con un bloque por selección de fases
- La protección contará con características de temporización seleccionable entre las de tiempo inverso y las de tiempo definido.
- El suministro deberá incluir todos los elementos, dispositivos y accesorios necesarios para establecer el lazo de comunicaciones para teleprotección de la línea considerando como medio de comunicación la F.O. a ser implementada en el proyecto.

c. Función de Localización de Fallas (LF)

Función que complementa el esquema de protección de distancia, capaz de medir con gran precisión la distancia al punto de falla, tendrá las siguientes características:

- Contará con microprocesador independiente de las demás funciones
- El algoritmo de cálculo deberá tomar en cuenta los efectos de la corriente de carga y de la resistencia de falla
- En adición a la distancia al punto de falla deberá proporcionar información de los fasores de corriente y tensión en el punto de ubicación de la protección
- Contará con capacidad de almacenamiento de modo que la unidad permita acceder a la información de las magnitudes pre-falla y de falla de las tensiones, corrientes y de sus relaciones fasoriales correspondientes a un mínimo de las 3 últimas fallas.

d. Función de Registro de fallas (RF)

Permitirá el registro de información sobre el comportamiento del sistema permitiendo su evaluación posterior

- El sistema estará preparado para recibir y registrar como mínimo 10 señales analógicas y 20 señales lógicas (binarias) de entrada por evento o falla
- El inicio de los registros será autorizado por cualquiera de las señales analógicas ó lógicas a criterio y programación del usuario. Las señales analógicas permitirán el inicio de los registros, de acuerdo con la programación del usuario, con funciones de máxima y mínima. Las señales lógicas permitirán el inicio de los

registros, de acuerdo con la programación del usuario, para transición de señal 0 a señal 1 ó viceversa

- El sistema contará como mínimo con una capacidad de almacenamiento de registros de 10 segundos
- Los tiempos de registro de pre-falla y de post-falla serán programables por el usuario dentro de rangos de ajustes apropiados para este tipo de sistemas.

e. Función de Falla de Interruptor (50BF)

Función de respaldo ante falla ya sea en el interruptor asociado o en el circuito de disparo. Tendrá las siguientes características mínimas:

- El inicio de la función de protección será autorizada por la orden de disparo, sea monofásica ó trifásica, de todas las protecciones asociadas al interruptor protegido vía contacto físico o lógico
- La detección de la falla de operación del interruptor será realizada por elementos que verifiquen circulación de corriente en cada fase. El nivel de corriente a ser detectado será programado por el usuario.
- La protección contará con dos etapas de temporización regulables por el usuario. La primera para realizar un reintento de apertura del interruptor fallado y la segunda etapa para la apertura de los interruptores de respaldo.
- En adición a las funciones anteriores permitirá detectar y dar orden de alarma y disparo ante la ocurrencia de una falla de discordancia de polos del interruptor protegido.

f. Función de Verificación de Sincronismo (25)

Verificación por medio de las señales de tensión a ambos lados del interruptor

- Podrá existir tensión monofásica en ambos extremos o podrá existir tensión monofásica en un extremo y tensión trifásica en el otro extremo.
- La verificación de sincronismo se realizará midiendo la diferencia entre las magnitudes de las tensiones, la diferencia entre los ángulos de fase y la diferencia de la frecuencia entre las señales recibidas. Los límites permitidos de estas diferencias serán programables por el usuario.
- La unidad contará también con verificación para energización. Contará con umbrales de alta y baja tensión seleccionables por el usuario. La verificación de energización podrá ser en un sentido, en sentido contrario y en ambos sentidos
- Se contará con un sistema de selección de tensión. Sistema que será apropiado para trabajar con el esquema de doble barra.

g. Función de Protección Diferencial de Transformador (87T)

La protección diferencial de transformador será del tipo de baja impedancia para

transformadores de dos o tres devanados, según lo indicado en las tablas de datos técnicos garantizados.

- Serán de alta velocidad y contarán con una alta estabilidad ante fallas externas a la zona de protección sin importar el grado de saturación de transformadores de corriente.
- Contará con opciones para bloqueo por armónicos de segundo orden por arranque o energización del transformador, adecuado para operación en paralelo con otros transformadores de potencia.
- Igualmente tendrá opciones de medición y bloqueo por armónicos de 5to, 7mo y 11vo orden.
- La protección aceptará transformadores de corriente con diferentes relaciones y corrientes secundarias de 1 A ó 5 A. No requerirán de ningún tipo especial de transformadores de corriente y podrán compartirse los núcleos con otras protecciones. Las relaciones de transformación serán seleccionables por el usuario.
- Contarán con entradas lógicas para recibir la señal de posición de los seccionadores e interruptores asociados a cada lado del transformador para establecer la réplica de la configuración de cada bahía.
- Deberán incluir la función de bloqueo de interruptor (86) de manera de no tener la necesidad de un dispositivo mecánico adicional. El relé permitirá la programación de la función 86 de manera que se aprecie en pantalla un icono que represente su operación, la función deberá tener la opción de "reset" local solo desde el frente del relé utilizando una tecla de función y/o mediante selección del icono en la pantalla de control y haciendo la secuencia de cambio de estado (activo/reset) de acuerdo a los estándares del fabricante del relé.

Como respaldo de la protección diferencial se usarán funciones de sobrecorriente de fases (50/51) y fase tierra (50/51N donde sea aplicable), estas funciones estarán incluidas en los relés de protección diferencial y de manera redundante en el relé controlador de bahía correspondiente en cada extremo del transformador de potencia.

Adicionalmente; las Protecciones Propias del transformador, las cuales ya han sido definidas en capítulos anteriores, serán conectadas directamente al relé de protección diferencial; será éste último quien realice el disparo sobre los interruptores correspondientes.

Se deberá considerar para las protecciones propias del transformador de potencia dos contactos de disparo por lo que el segundo contacto será cableado hacia el relé de respaldo del transformador con la finalidad de tener redundancia de la protección propia

del transformador; esto implica que también el relé de respaldo cuente con la función de bloqueo 86 por protección propia del transformador.

h. Función de Protección Diferencial de Líneas (87L).

- La protección diferencial de líneas será del tipo de baja impedancia y alta velocidad para líneas de dos extremos.
- Serán de alta velocidad y contarán con una alta estabilidad ante fallas externas a la zona de protección sin importar el grado de saturación de transformadores de corriente.
- La protección aceptará transformadores de corriente con diferentes relaciones y corrientes secundarias de 1 A ó 5 A. No requerirán de ningún tipo especial de transformadores de corriente y podrán compartirse los núcleos con otras protecciones. Las relaciones de transformación serán seleccionables por el usuario.
- Contarán con entradas lógicas para recibir la señal de posición de los interruptores y seccionadores y otros equipos asociados a la salida de línea para establecer la réplica de la configuración de la bahía.

### **6.3 Requerimientos en el diseño y construcción de tableros**

#### **6.3.1 Fabricación y manufactura de tableros**

a. Construcción de Tableros

Los tableros serán para servicio interior, autosoportados, sin partes accesibles bajo tensión con un grado de protección IP 55, debiendo suministrarse completos con todos sus componentes debidamente ensamblados y cableados, listos para la puesta en servicio. El suministro deberá incluir los filtros y sellos apropiados para mantener el grado de protección incluso después de instalados los cables. El ingreso de cables deberá ser por la parte inferior, desde canaletas.

Los componentes de los tableros deben ser de última tecnología.

Los tableros serán adecuadamente ventilados a través de agujeros de ventilación, los mismos que estarán provistos con mallas resistentes a la corrosión a fin de prevenir la entrada de insectos y roedores, así mismo se suministrarán filtros adecuados para evitar el ingreso de polvo.

Todos los tableros estarán provistos con una lámpara interior, la cual será operada por un interruptor accionado por la puerta. Contará también con un tomacorriente monofásico de 220 V con acceso por el frente en previsión de la necesidad de conectar una unidad portátil tipo laptop para la gestión de protecciones.

Todos los tableros contarán con un sistema de calefacción y deshumedecido conformado por una resistencia y un extractor controlados por dos termostatos independientes.

La puerta deberá llevar empaquetaduras de material adecuado y resistente para dotar al tablero de la hermeticidad solicitada (grado de protección IP-55 IEC).

Los equipos de control, medición y protección serán instalados en la parte frontal de los tableros correspondientes, serán del tipo para empotrar, con cubierta de plástico removible para protección contra el polvo.

Los relés y contadores de energía serán diseñados para ser empotrados en los tableros correspondientes, serán del tipo extraíble de forma tal que cuando se requiera extraerlos por efectos de mantenimiento u otra razón, no sea necesario desconectar su cableado, debiendo quedar los circuitos de corriente cortocircuitados y los de tensión abiertos.

Las cubiertas y/o carcasas de los equipos componentes que normalmente no están conectadas a las partes vivas de los circuitos principales o auxiliares, deben conectarse a tierra mediante un conductor no menor a 4 mm<sup>2</sup>. La continuidad de éste conductor debe estar asegurada.

El diseño será tal que permita sacar o reemplazar cualquiera de los equipos sin necesidad de afectar a los demás ni de remover conectores u otros elementos.

El fabricante de los tableros tiene la obligación de someter los planos y croquis de diseño a la aprobación por parte del propietario y/o el supervisor. Esta es una condición obligatoria para el inicio de la fabricación de los tableros.

#### b. Borneras Terminales

Los tableros estarán equipados con borneras terminales, en cantidad suficiente para acomodar todos los circuitos de entrada o salida de los tableros. Se dejará un mínimo del 10% del número de terminales, como reserva para la conexión de futuros circuitos.

Cada hilo o conductor al interior de los tableros deberá llevar una identificación con anillos numerados que indiquen las borneras de salida y llegada.

Todos los bornes de los relés, medidores y demás IED's deberán ser cableados a las borneras de manera de permitir ampliaciones futuras sin necesidad de agregar cableado interior al tablero.

#### c. Cableado y conexiones

El cableado de control será de conductor de cobre trenzado con aislamiento termoplástico de 90°C y de una sección no menor a 1,5 mm<sup>2</sup> para el cableado general y de una sección no menor a 4 mm<sup>2</sup> para los circuitos correspondientes a los secundarios de los transformadores de corriente.

Todo el cableado será efectuado sin empalmes intermedios. Se usarán conductores extraflexibles para conexiones a equipos en marcos abisagrados.

Los extremos de conductores estarán provistos de terminales y no se conectarán más de dos conductores a cada punto terminal de las borneras. Cada punto terminal en las

borneras será etiquetado en forma indeleble de acuerdo con las designaciones de cableado.

d. Circuitos de Transformadores de Corriente y de Tensión

Los tableros estarán provistos de terminales o tomas de pruebas para los circuitos correspondientes a los secundarios de transformadores de corriente y tensión, permitiendo ejecutar pruebas a equipos principales sin interrumpir el servicio de los demás equipos.

Los circuitos de corriente para medición y protección no tendrán interruptores ni fusibles, por lo que se suministrarán borneras del tipo cortocircuitables para efectuar con facilidad un cortocircuito en los cables que conectan la parte secundaria de los transformadores de corriente y así dejar libre la parte interna del tablero.

El neutro de los circuitos de tensión y corriente debe ser conectado a la barra del neutro y a la barra de tierra del tablero.

e. Borneras de Prueba

En los tableros se proveerán borneras de prueba para los circuitos de entrada de corriente y tensión de los relés y equipos de medición, así como capacidad para aislar las señales y disparos por protecciones y control.

Estas borneras deberán tener dispositivos para cortocircuitar los circuitos de corriente sin necesidad de realizar conexiones adicionales y de aislar los circuitos de tensión. Deberán ser compactas y del mejor acabado existente en el mercado.

#### **6.4 Puntos a ser definidos en la oferta**

Los siguientes puntos estarán claramente definidos en la oferta y justificados en la respectiva información técnica:

- Descripción constructiva de los tableros de Control y Protección.
- Descripción de los sistemas de Control y Protección, (arquitectura).
- Descripción de las Unidades de Control.
- Descripción de la Unidades de Protección.
- Descripción de las unidades de medición y módulos de alarma.
- Descripción del software necesario para ajuste, puesta en servicio, recuperación y evaluación de la información registrada en las unidades.
- Carga de los indicadores de medida, contadores de energía y relés bajo condiciones nominales.
- Arreglos preliminares y dimensiones exteriores.
- Catálogos de cada equipo ofertado.

#### **6.5 Pruebas e inspección en fábrica**

Se efectuarán como mínimo las siguientes pruebas:

- Inspección de los tableros de Control y protección.
- Verificación de la continuidad de los circuitos de baja tensión.
- Pruebas de resistencia dieléctrica en todos los cables.
- Pruebas de operación de cada unidad y de sus funciones.
- Pruebas funcionales como sistema de Control y/o Protección, incluye pruebas de disparo por las funciones principales de protección de cada relé de protección.

### **6.6 Repuestos**

La cantidad de piezas de repuesto será propuesta por el proponente y prevista para cubrir un período de explotación de dos (02) años por un monto equivalente al 5% del equipamiento ofrecido.

Este material estará completo y listo para su uso. El suministro estará en un embalaje adecuado de modo de resguardarlo de posibles deterioros, procediendo así con cualquier material importante a ser almacenado por tiempo indeterminado. Los bultos deberán ser claramente identificados con la información suficiente para su fácil identificación, la descripción deberá ser exactamente la misma que se coloca en las respectivas guías de remisión y facturas correspondientes.

### **6.7 Entrenamiento de personal**

El Postor incluirá en su Oferta un programa de capacitación para dos (02) representantes designados por el propietario, el período de la misma será como mínimo de 10 días útiles de acuerdo a los programas del proveedor.

La capacitación deberá incluir como mínimo aspectos de configuración, programación, ajuste de las protecciones, puesta en servicio, operación, recuperación de información, mantenimiento y pruebas de las unidades.

## CONCLUSIONES

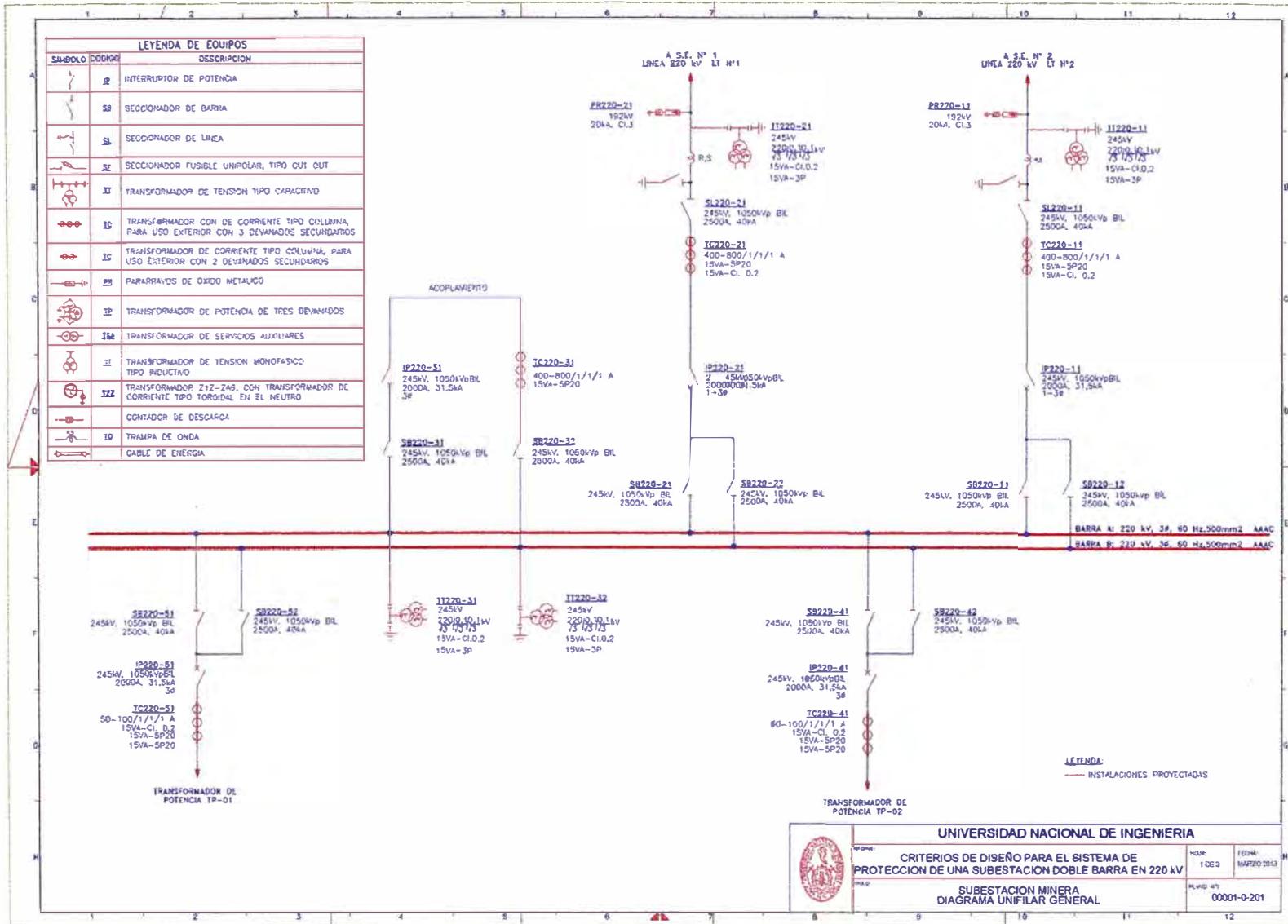
1. Hoy en día la influencia de la modernidad en los sistemas de control, lo hace más flexible y por ende se logra una mayor confiabilidad, tanto para el sistema de control como los sistemas de protección
2. Los sistemas de control son un complemento muy importante para los sistemas de protección, registran y evalúan todas las condiciones anómalas, teniendo un registro de todos los eventos y fallas los cuales sirven para análisis en el futuro.
3. El esquema doble barra es muy usado en los sistemas de potencia, por tal motivo es de gran importancia evaluar el nivel de confiabilidad que tendrá el sistema de protección de las subestaciones que utilizan estos esquemas.
4. Los equipo de protección en la actualidad han disminuido sus precios e incrementado su nivel de confiabilidad debido al desarrollo de la tecnología digital.
5. Los sistemas de protección deben ser seleccionados en base a los más exigentes criterios de diseño, basados en los requerimientos del COES, normas internacionales y estándares del propietario de la instalación.
6. En una instalación nueva, al realizar el análisis técnico - económico, el aspecto técnico es más relevante, debido a la importancia que tiene la protección de los equipos de potencia, ya que una posible reparación o cambio de equipos de potencia en comparación con una mayor inversión en su protección saldría más caro.
7. La protección selectiva más importante es la protección diferencial, siendo esta aplicada a los equipos e instalaciones más importantes y críticas de la subestación, como puede ser el barraje de la subestación y el transformador de potencia.
8. Los sistemas de protección se basan en la confiabilidad que se requiere para ella, esta depende la fiabilidad y seguridad, se puede decir que la fiabilidad es relativamente más fácil de obtener que la seguridad, dado que existen métodos para asegurarla, como por ejemplo la redundancia en los sistemas de protección y el respaldo local y remoto, mientras que para obtener seguridad sería necesario simular todas las condiciones posibles a las cuales estará sometido el relé y no se

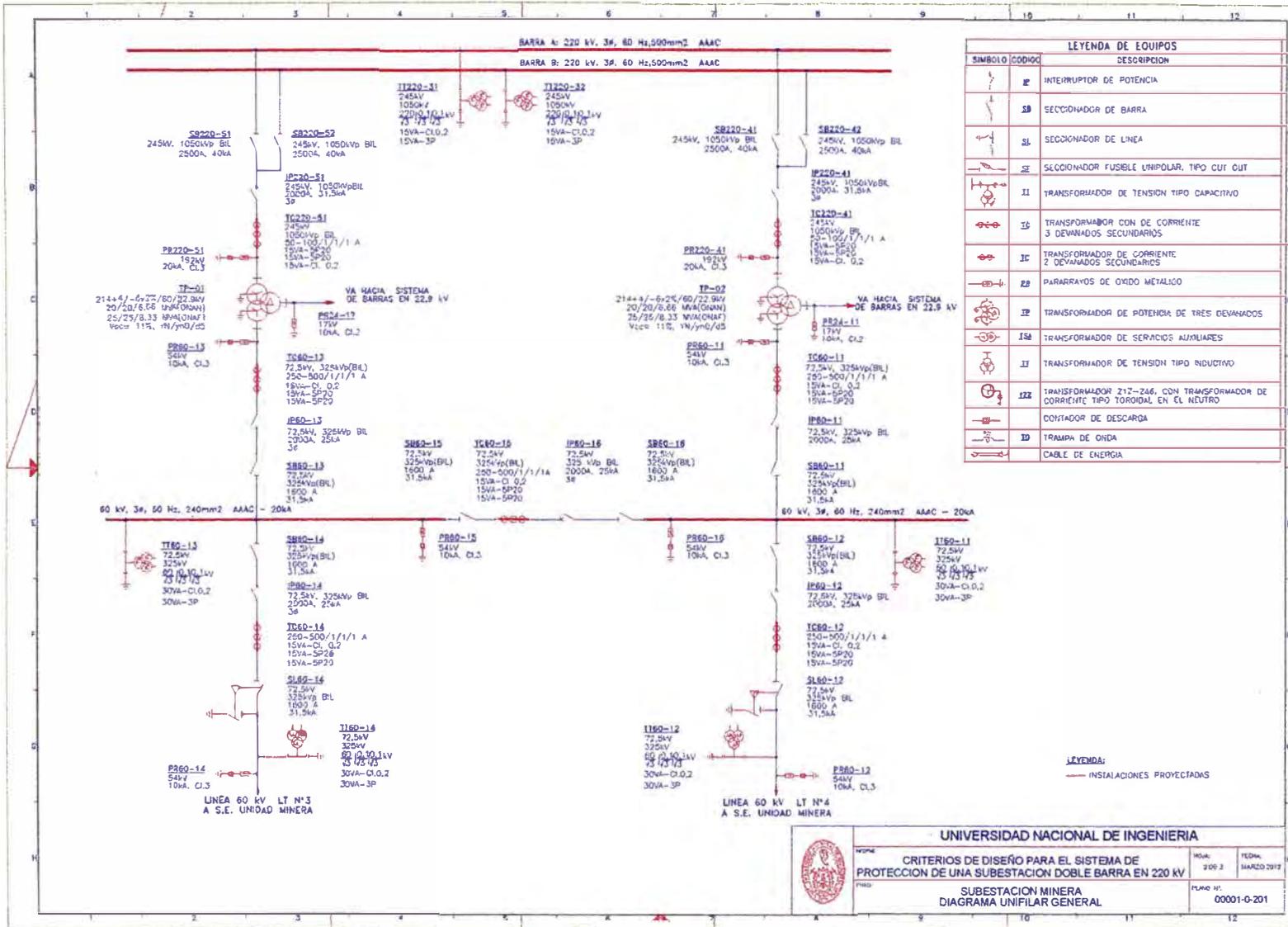
podría garantizar que todas fueron simuladas.

9. Los equipos de patio más importantes para un sistema de protección son los transformadores de medida y los interruptores de potencia, es por ello que su selección debe ser rigurosa ya que una mala especificación técnica de estos equipos ocasionaría el mal funcionamiento del sistema de protección.
10. Los sistemas de protección modernos optan por explotar al máximo los relés numéricos, ya que estos cuentan con múltiples funciones y son totalmente modulares. Por lo que se deja de lado el uso de equipos auxiliares, con lo que se evita posibles puntos de falla, haciendo que el sistema de protección sea más seguro.
11. Los sistemas de protección pueden diseñarse de distintos modos, sin embargo estos quedan definidos por tres aspectos muy importantes como los son los requerimientos del sistema, los estándares del cliente o dueño de la instalación y por último el aspecto económico. Todo esto se resume en un análisis técnico económico.

## **ANEXOS**

# ANEXO A: DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELECTRICO PROYECTADO

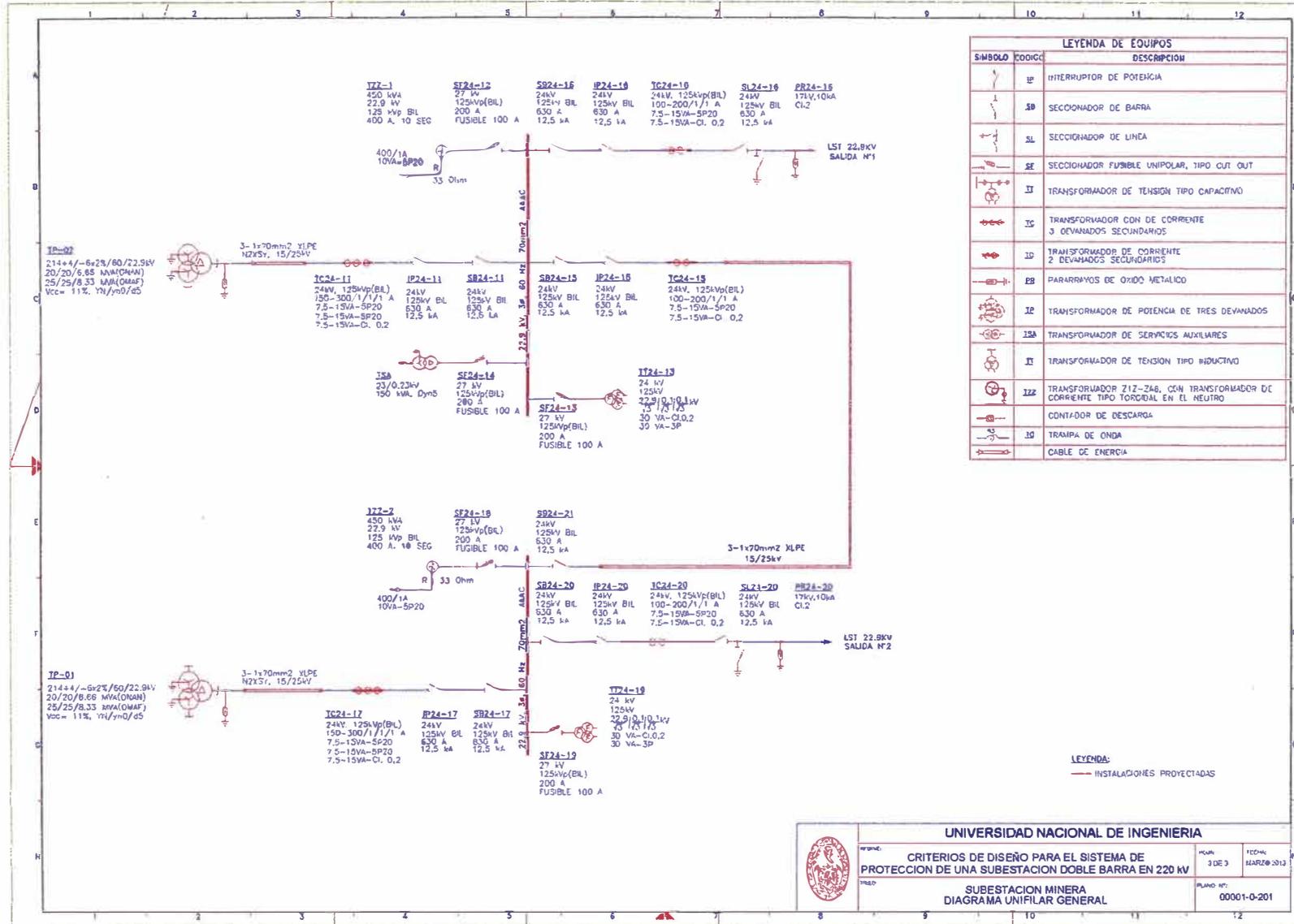




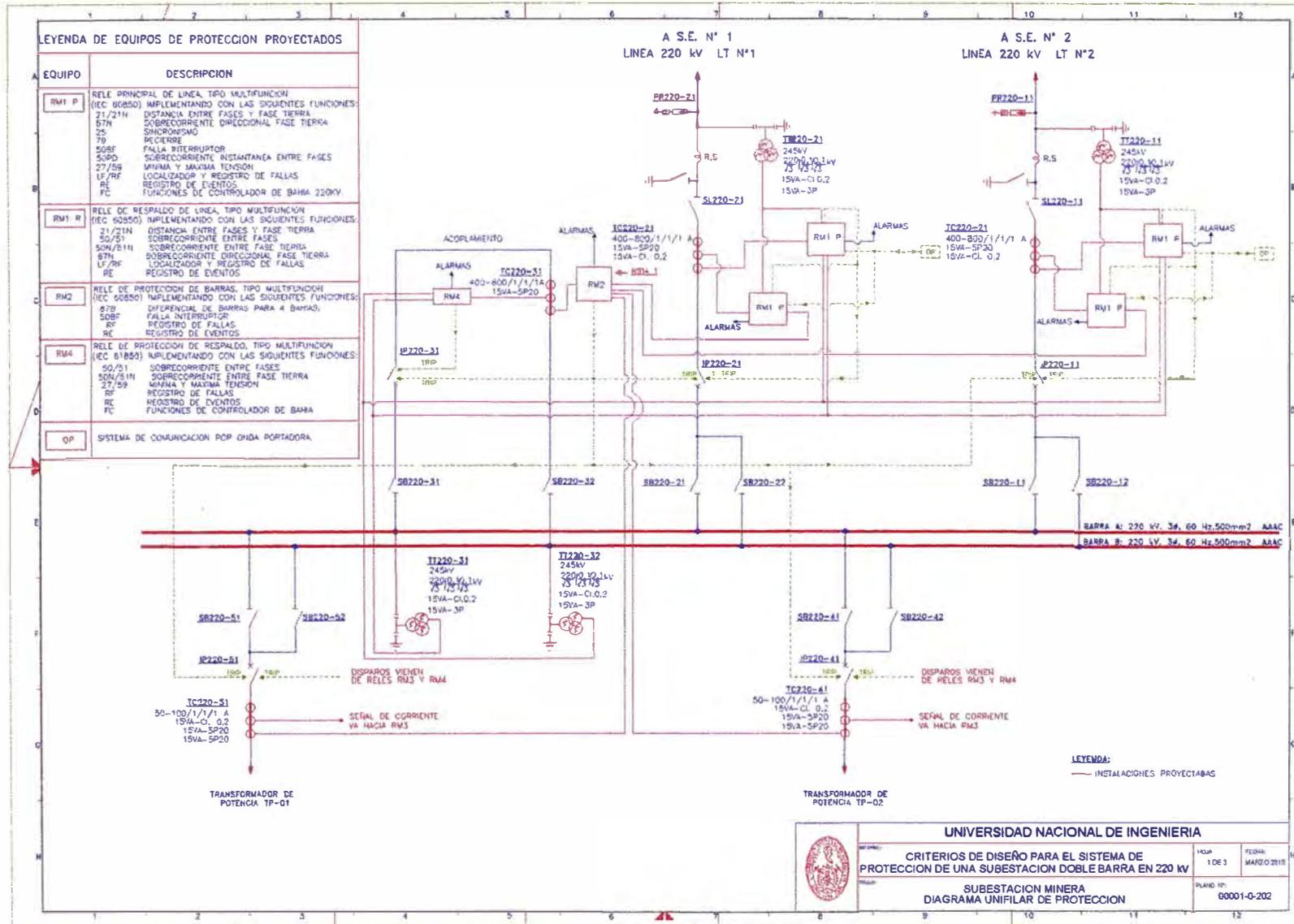
LEYENDA DE EQUIPOS		
SIMBOLO	CODIGO	DESCRIPCION
	IP	INTERRUPTOR DE POTENCIA
	SB	SECCIONADOR DE BARRA
	SL	SECCIONADOR DE LINEA
	SE	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR TIPO CUT OUT
	TC	TRANSFORMADOR DE TENSION TIPO CAPACITIVO
	TR	TRANSFORMADOR CON DE CORRIENTE 3 DEVANADOS SECUNDARIOS
	IC	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 2 DEVANADOS SECUNDARIOS
	SA	PARARRAYOS DE OXIDO METALICO
	IT	TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE TRES DEVANADOS
	ISA	TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES
	II	TRANSFORMADOR DE TENSION TIPO INDUCTIVO
	ITZ	TRANSFORMADOR Z17-246. CON TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TIPO TOROIDAL EN EL NEUTRO
	CD	CONTACTOR DE DESCARGA
	TD	TRAMPA DE ONDA
		CABLE DE ENERGIA

LEYENDA:  
 INSTALACIONES PROYECTADAS

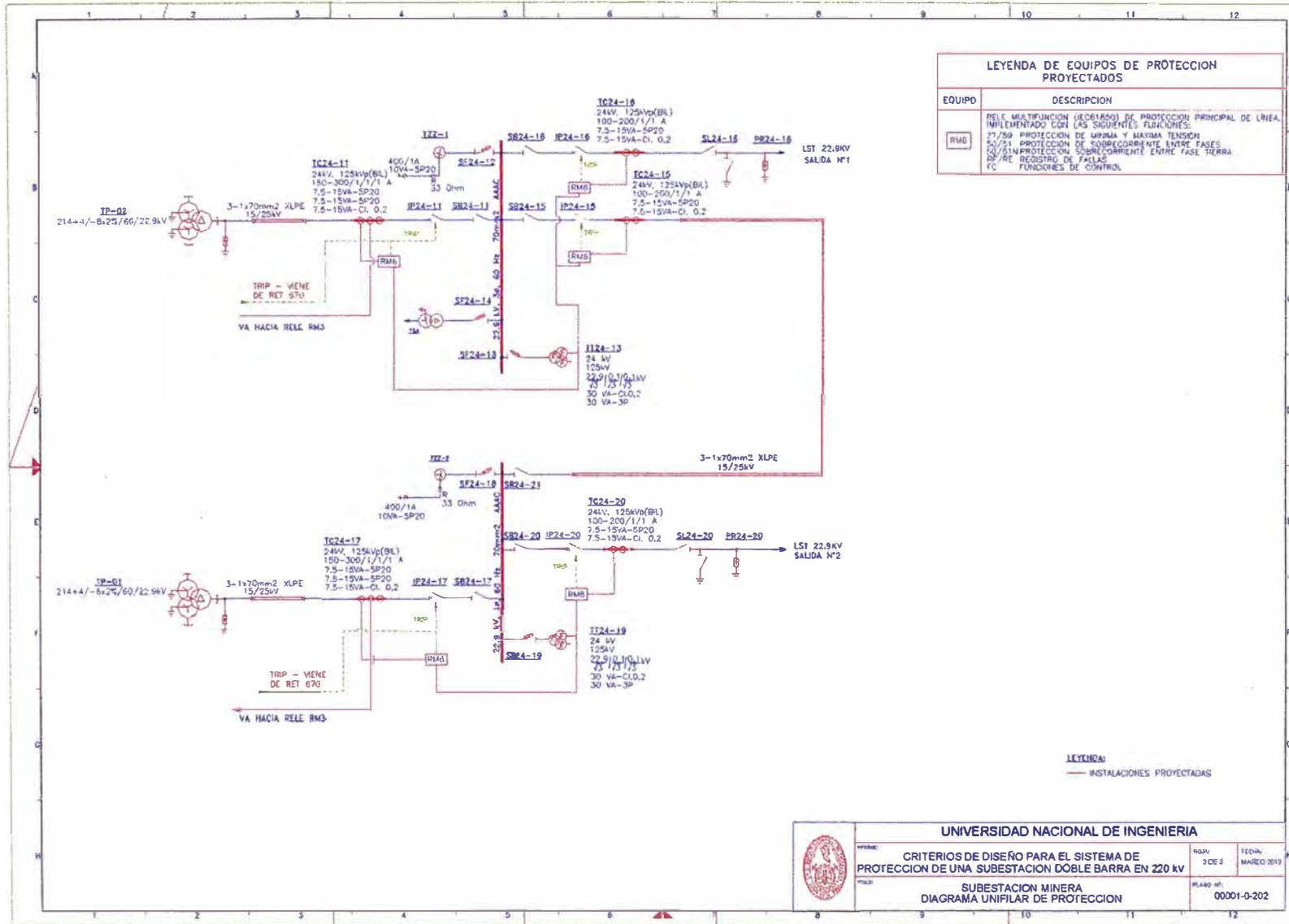
<b>UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA</b>		
	<b>CRITERIOS DE DISEÑO PARA EL SISTEMA DE PROTECCION DE UNA SUBESTACION DOBLE BARRA EN 220 kV</b>	HOJA: 2 DE 3 FECHA: MARZO 2012
SUBESTACION MINERA DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL		PLANO N°: 00011-0-201



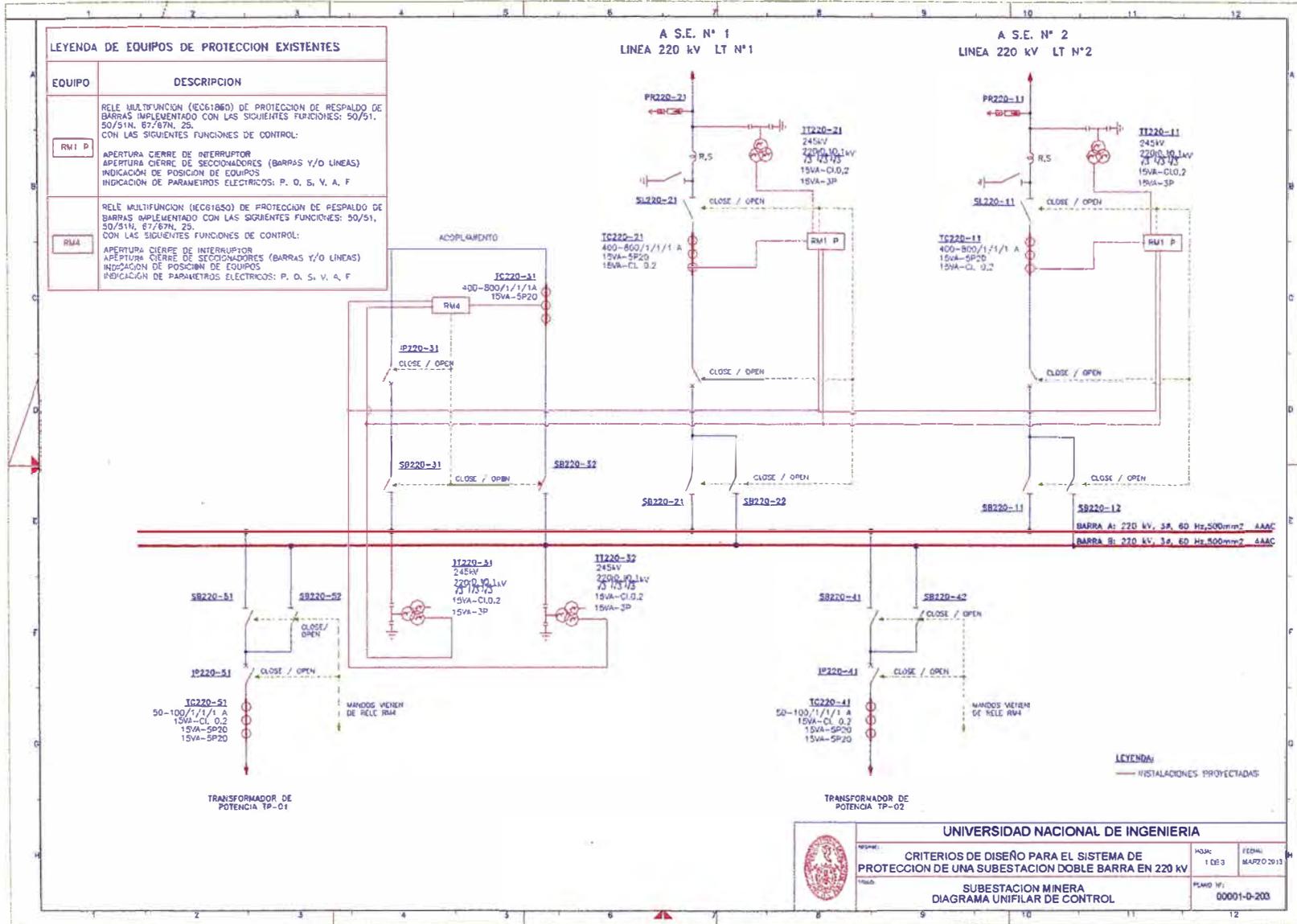
## ANEXO B: DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO PROYECTADO

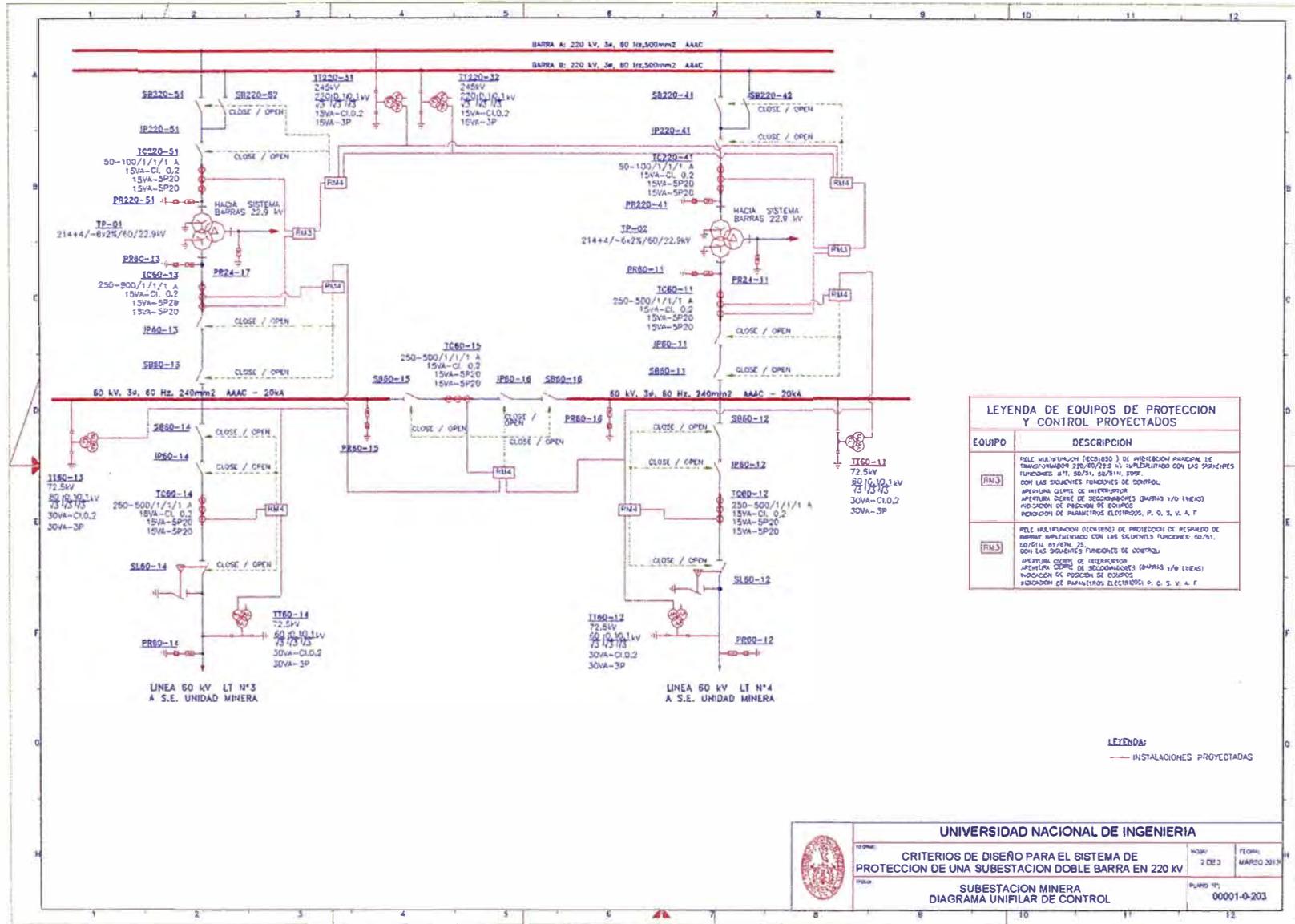


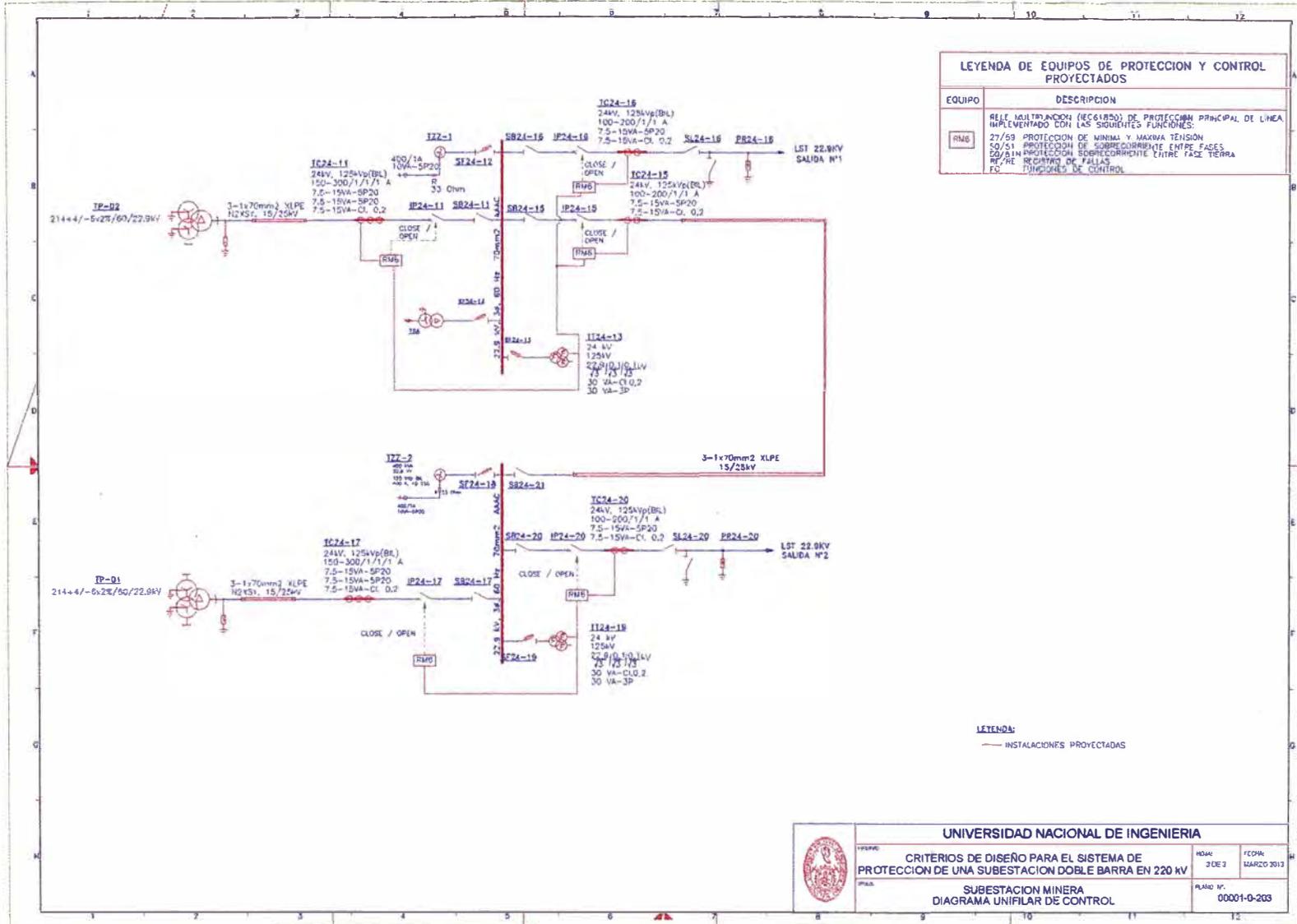




### ANEXO C: DIAGRAMA UNIFILAR DE CONTROL DEL SISTEMA ELECTRICO PROYECTADO







**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

	TITULO: <b>CRITERIOS DE DISEÑO PARA EL SISTEMA DE PROTECCION DE UNA SUBSTACION DOBLE BARRA EN 22 kV</b>	HOJA: 3 DE 3	FECHA: MARZO 2013
	AREA: SUBSTACION MINERA	PLANO N°: 00001-0-203	
	DIAGRAMA UNIFILAR DE CONTROL		

## **BIBLIOGRAFIA**

- [1] CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN DEL SEIN – COES. Sistema eléctrico del Perú. Diciembre 2005
- [2] GUÍAS PARA EL BUEN AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL STN. IEB S.A. Colombia. Julio 2000.
- [3] SUBESTACIONES DE ALTA Y EXTRA ALTA TENSIÓN. Mejía Villegas S.A..Noviembre 2003.
- [4] IEEE GUIDE FOR PROTECTIVE RELAY APPLICATIONS TO POWER TRANSFORMERS. ANSI/IEEE C37.91 – 2000.
- [5] IEEE GUIDE FOR PROTECTIVE RELAY APPLICATIONS TO TRANSMISSION LINES. ANSI/IEEE C37.113 – 1999.
- [6] IEEE GUIDE FOR THE APPLICATIONS OF CURRENT TRANSFORMERS USED FOR PROTECTIVE RELAYING PURPOSES. ANSI/IEEE C37.110 – 1996.
- [7] STEVENSON, William D, Análisis de Sistemas de Potencia: MacGraw Hill. Junio de 2001.
- [8] SIPROTEC Numerical Protection Relays, Protection Systems Catalog - SIP 2008