

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA



*DISEÑO DE LA PROTECCION DE LA RED
DE TRANSMISION DEL SISTEMA
ELECTRICO MALACAS TALARA*

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA

Carlos Roger Rios Reyna

Promocio 1975 - 2

LIMA - PERU - 1994

***DISEÑO DE LA PROTECCION DE LA RED
DE TRANSMISION DEL SISTEMA
ELECTRICO MALACAS TALARA***

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
DISEÑO DE LA PROTECCION DE LA RED DE TRANSMISION
DEL SISTEMA ELECTRICO MALACAS TALARA
TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA
CARLOS ROGER RIOS REYNA
LIMA-PERU
1994

EXTRACTO

El presente trabajo tiene como finalidad identificar los problemas existentes en la red de transmisión de Petroperú, los cuales deriva en interrupciones del suministro de energía al Complejo Petroquímico, que afectan económicamente a la empresa.

Se analiza en este trabajo dónde están las deficiencias del sistema actual de protección con la finalidad de dar una solución racional, que permita operar las redes de transporte con la mayor flexibilidad posible, tanto para la operación como para el mantenimiento, planteándose alternativas de solución y seleccionándose la más conveniente, para la empresa, para

lo cual ha sido necesario contar con la ayuda de un programa digital de análisis de sistemas de potencia que permitan evaluar las corrientes de falla en cada tipo de maniobra que se ejecute, facilitado la evaluación de la mejor alternativa técnica.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION.....	1
CAPITULO I	
DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO.....	3
1.1 Sistema de generación.....	3
1.2 Sistema de transmisión.....	9
1.3 Sistema de distribución.....	17
1.4 Sistema de protección.....	18
1.4.1 Generalidades.....	18
1.4.2 Sistema antiguo.....	41
1.4.3 Sistema nuevo.....	45
CAPITULO II	
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	48
2.1 Configuraciones de la red.....	48
2.1.1 Configuración "A".....	48
2.1.2 Configuración "B".....	50
2.1.3 Configuración "C".....	50
2.1.4 Configuración "D".....	50
2.2 Problemas operativos.....	54
2.2.1 Configuración "A".....	54
2.2.2 Configuración "B".....	54
2.2.3 Configuración "C".....	55
2.2.4 Configuración "D".....	55

	Pág.
CAPITULO III	
SOLUCION DEL PROBLEMA.....	57
3.1 Planteamiento de alternativas.....	57
3.1.1 Primera alternativa.....	57
3.1.2 Segunda alternativa.....	62
3.1.3 Tercera Alternativa.....	65
3.2 Análisis de cortocircuito.....	65
3.2.1 Parámetros del sistema eléctrico	68
3.3 Selección de alternativas.....	72
3.3.1 Primera alternativa.....	76
3.3.2 Segunda alternativa.....	96
3.3.3 Tercera alternativa.....	103
3.4 Ajuste del equipamiento.....	107
3.4.1 Método para calcular los tiempos de operación del relé	109
3.4.2 Primera Alternativa.....	116
3.4.3 Tercera Alternativa.....	122
CAPITULO IV	
EVALUACION ECONOMICA.....	128
4.1 Evaluación económica	129
4.1.1 Evaluación financiera	130
4.1.2 Preparación flujo de fondos.....	130
4.1.3 La inversión neta inicial.....	131
4.1.4 Vida útil del proyecto.....	132
4.1.5 Actualización.....	132
4.1.6 Tasa de actualización de la empresa...	133

4.1.7	Valor actual neto (VAN)	134
4.1.8	Tasa interna de retorno (TIR).....	135
4.1.9	Tiempo de recuperación de la inversión	136
4.1.10	Costo de los equipos.....	137
4.2	Beneficio costo.....	137
CONCLUSIONES.....		139
ANEXOS		141
BIBLIOGRAFIA.....		166

LISTADO DE GRAFICOS E ILUSTRACIONES

FIG No	DESCRIPCIONES
1	Diagrama unifilar ternas antiguas
2	Ubicación sistema eléctrico Malacas-Talara
3	Diagrama y curva relé instantáneo
4	Diagrama y curva relé tiempo inverso
5	Instalación relé sobrecorriente
6	Diagrama de falla relé direccional
7	Diagrama fasoriales relé direccional
8	Instalación relé diferencial
9	Configuración de la red tipo "A"
10	Configuración de la red tipo "B"
11	Configuración de la red tipo "C"
12	Configuración de la red tipo "D"
13	Sistema de protección existente
14	Sistema protección Alternativa I
14A	Conexión relé S.C R6,R7 Alternativa I
15	Sistema protección Alternativa II
15A	Conexión relé direccional R8
16	Sistema protección Alternativa III
17	Diagrama C.C barra (2) config. "A"
18	Diagrama C.C barra (4) config. "A"
19	Diagrama C.C barra (6) config. "A"
20	Diagrama C.C barras (1)/(2) config. "A"

- 21 Diagrama C.C barra (2) config. "B"
- 22 Diagrama C.C barra (4) config. "B"
- 23 Diagrama C.C barra (6) config. "B"
- 24 Diagrama C.C barras (1)/(2) config. "B"
- 25 Diagrama C.C barra (2) config. "C"
- 26 Diagrama C.C barra (4) config. "C"
- 27 Diagrama C.C barra (6) config. "C"
- 28 Diagrama C.C barras (1)/(2) config. "C"
- 29 Diagrama C.C barra (2) config. "D"
- 30 Diagrama C.C barra (4) config. "D"
- 31 Diagrama C.C barra (6) config. "D"
- 32 Diagrama C.C barras (1)/(2) config. "D"
- 33 Curva característica relé G.E CO-8
- 34 Curva característica relé G.E IAC53
- 35 Curva característica relé BBC ICM22
- 36 Curva característica relé BBC PMFI45
- 37 Curva característica relé G.E JBC
- 38 Ajuste de relés Alternativa I
- 39 Ajuste de relés Alternativa III

LISTADO DE CUADROS

No	DESCRIPCION
1	Resumen datos de turbo generadores
2	Cuadro de fallas de ternas de aluminio
3	Comparación corrientes de falla en barra MAL13 y MAL33A para las configuraciones de la red
4	Comparación corrientes de falla en barra MAL33B y TAL33A para las configuraciones de la red
5	Comparación corrientes de falla en barra TAL33B y TAL24 para las configuraciones de la red
6	Accionamiento de relés en falla MAL33
7	Accionamiento de relés en falla TAL33
8	Accionamiento de relés en falla TAL24
9	Accionamiento de relés en falla MAL13-MAL33
10	Ajuste de los relés del sistema existente
11	Ajuste de los relés de la alternativa I
12	Ajuste de los relés de la alternativa III

INTRODUCCION

El análisis del comportamiento de un sistema de protección nos permite conocer los puntos débiles de éste y como consecuencia mejorarlos para que cumplan la misión para la que fueron diseñados.

En el primer capítulo se hace una breve descripción del sistema eléctrico Malacas Talara, su ubicación geográfica características técnicas de los elementos que lo constituyen como son las unidades turbogeneradoras, líneas de transmisión, subestaciones, etc, así como una descripción de las características de los relés de sobrecorriente, direccionales y diferenciales.

En el segundo capítulo se describe y analiza las diversas configuraciones que tiene la red, así como las limitaciones del sistema de protección actual para cubrir las fallas que pueden ocurrir en la red.

En el tercer capítulo se plantea las alternativas de solución para mejorar el actual sistema de protección, en base al análisis de los resultados obtenidos del estudio de cortocircuito para las diversas configuraciones de la red. Para esto se ha utilizado un programa digital llamado CF.

En el cuarto capítulo se hace el estudio económico de las alternativas de solución versus las pérdidas que ocasiona al incorrecto accionamiento del sistema de protección actual por las limitaciones que posee.

CAPITULO I **DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO**

A continuación, se hace una breve descripción del sistema eléctrico MALACAS-TALARA, el mismo que comprende varios elementos y componentes eléctricos de diferentes marcas y tipos de los cuales se hace una referencia breve. Cabe mencionar que este sistema es el más importante desde el punto de vista de capacidad de generación en la Provincia de Talara.

1.1 Sistema de generación

Esta Central eléctrica está ubicada a 8 Km de la ciudad de Talara en el lugar denominado Punta Malacas donde se encuentra el complejo industrial de Fertilizantes; es una Central termoeléctrica, que consta de tres turbogeneradores que operan con combustible gas o diesel (ver cuadro 1); y son de las siguientes características:

TURBINA A GAS

FABRICANTE.....MITSUBISHI HEAVY

INDUSTRIES LTD.

MODELO.....MW-191G

POTENCIA AL NIVEL DEL MAR: a 13°C

carga de base.....18,000 Kw

Carga Pico.....19500 Kw

CUADRO 1

CUADRO RESUMEN DE LOS TURBOGENERADORES

DATOS GENERALES										
No LOCAL	MARCA	TENSION (KV)	POTENCIA (MVA)	F.P	VELOCIDAD (RPM)	FRECUENCIA (HZ)	N° POLOS	HORAS DE OPERACION		
								GAS	DIESEL	TOTAL
A	MITSUBISHI	13.2	24.188	0.8	3.600	60	2	89,170	13,343	102,513
B	MITSUBISHI	13.2	24.188	0.8	3.600	60	2	74,300	13,330	87,630
C	MITSUBISHI	13.2	24.188	0.8	3.600	60	2	90,312	893	91,205

CONSUMO ESPECIFICO DE CALOR

Carga de Base.....3,409 Kcal/Kw-hr

Carga de Pico.....3,353 Kcal/Kw-hr

CONDICIONES DE DISEÑO: en el sitio

Temperatura Ambiente del aire... 13°C

Presión Barométrica.....760 mmHg

COMBUSTIBLE

(1) Gas Natural(combustible principal)

(2) Diesel.....(combustible secundario)

VELOCIDAD DEL EJE DE LA TURBINA.....4915rpm

CAIDA DEL GOBERNADOR

Regulación de Velocidad en estado:

Estacionario.....106%

Máx. variación momentánea de veloc.....108%

PROTECC.DE SOBRE VELOCIDAD....5,404+/- 54 RPM

(110 +/- 1%)

RANGO DE CONTROL DE VELOCIDAD.....95 - 105%

(operación con carga)

GENERADOR

FABRICANTE.....MITSUBISHI ELECTRIC

COMPANY

TIPO.....intemperie, tipo abierto,

autoenfriado por aire,

generador síncrono

(armadura estacionaria,

rotor cilíndrico).

RANGOS DE SALIDA : a 13°C

Capacidad.....24,188 Kva

Salida19350 Kw

Factor de Potencia.....0.8

Frecuencia.....60 Hz

Voltaje.....13,200 v

Velocidad Síncrona.....3,600 rpm

Aislamiento.....B

Número de Polos.....2

LIMITES DE TEMPERATURA

Bobinado del Estator....107° C

Bobinado del rotor.....117° C

Núcleo del Estator.....107° C

EFICIENCIA %

Salida Kw	f.p.=0.8	f.p=1.0
19,350	97.3	97.7
14,513	97.1	97.4
9,675	96.0	96.3
4,838	93.3	93.5

DATOS REFERENCIALES

(1) Reactancia de Cortocircuito

Reactanc. Síncrona de Eje Directo..... 22.4%

Reactanc. Transitoria de Eje Directo.....23.5%

Reactanc. Subtransitoria de Eje Directo..13.2%

Tensión de Cortocircuito.....0.5%.

(2) Regulación de voltaje

La subida del voltaje expresado en porcentaje del voltaje nominal será 20% cuando la carga nominal a un f.p. nominal es reducida a cero, luego el voltaje del generador operando $\pm 5\%$ del voltaje nominal después de 5 seg.

(3) Factor de Distorsión de la forma de Onda.

El factor de distorsión de la onda de voltaje en condiciones de vacío no debe exceder el 5% del voltaje entre terminales.

(4) Esfuerzo por Sobre velocidad

Todas las partes rotativas del generador y excitatriz son probadas cuidadosamente con una sobrevelocidad de 115% de la velocidad nominal durante 1 seg.

(4) Variación de Frecuencia

En caso en que la unidad esté operando aisladamente (no en paralelo), la variación normal de la frecuencia no debe ser mayor de $\pm 0.1\%$ bajo condiciones de operación a carga continua y constante.

Cuando la carga sea rechazada instantáneamente bajo condiciones de operación de máxima carga la regulación será aproximadamente de 6%, el incremento momentáneo máximo de la frecuencia sera aproximadamente de 8%.

EXCITATRIZ

FABRICANTE.... Mitsubishi Electric Corporation

TIPO..... Generador Síncrono de armadura rotatoria, rectificador rotatorio sin escobillas.

SALIDA..... 85 Kw

VOLTAJE..... 250 v

VELOCIDAD..... 3,600 rpm

ELEVACION DE TEMPERATURA (en una temperatura ambiente de 13°C)

Bobinado de Armadura.....97° C

Bobinado del Campo.....97° C

SISTEMA DE ARRANQUE

TIPO DEL SISTEMA DE ARRANQUE:

Motor Diesel

Salida Nominal.....520 HP/1,800 rpm

Método de Arranque..... Arranque con aire

Método de Enfriamiento... Circuito de agua cerrado tipo radiador.

Método de Acoplamiento... Convertidor de torque al turbo generador hidráulico. Embrague neumáticamente operado

ESQUEMAS DE TIEMPOS DE ARRANQUE

(1) Arranque en frío

Tiempo desde la inicialización

de arranque a la sincronización.....15 min.

Duración del calentamiento.....10 min.

De la sincronización a la toma de la
carga.....10 min.

(2) Arranque en caliente

El tiempo de duración se reduce a los 10 minutos de calentamiento.

La Central Termoeléctrica de Malacas trabaja como central de base y suministra el 59.4% de la demanda de energía que requiere Petroperú, es el sostén de la industria Petroquímica ya que abastece a las plantas industriales de **alambique** tubular, especialidades, Craqueo Catalítico, un gran sector de la población de Talara, El Alto y Los Organos; así como los campos de producción del Area Norte

La potencia efectiva de esta central es de 30 Mw, la tensión de generación de 13.2 Kv. En condiciones de operación normal trabajan dos turbogeneradores permanentemente las 24 horas del día mientras el tercero esta de reserva, el cual es puesto en servicio cuando se efectúa mantenimiento a una de las unidades que se encuentran operando.

1.2 Sistema de transmisión

SISTEMA ANTIGUO

En 1974 con la finalidad de transportar energía desde la Central Eléctrica Malacas al area industrial Talara, Petroperú construyó una línea de transmisión que le permitiera dotar de energía a sus

proyectos de expansión que iniciaba (nueva Refinería y futura planta de Solventes), para lo cual requería de una potencia inicial de 3 MVA y proyección futura de 10 MVA.

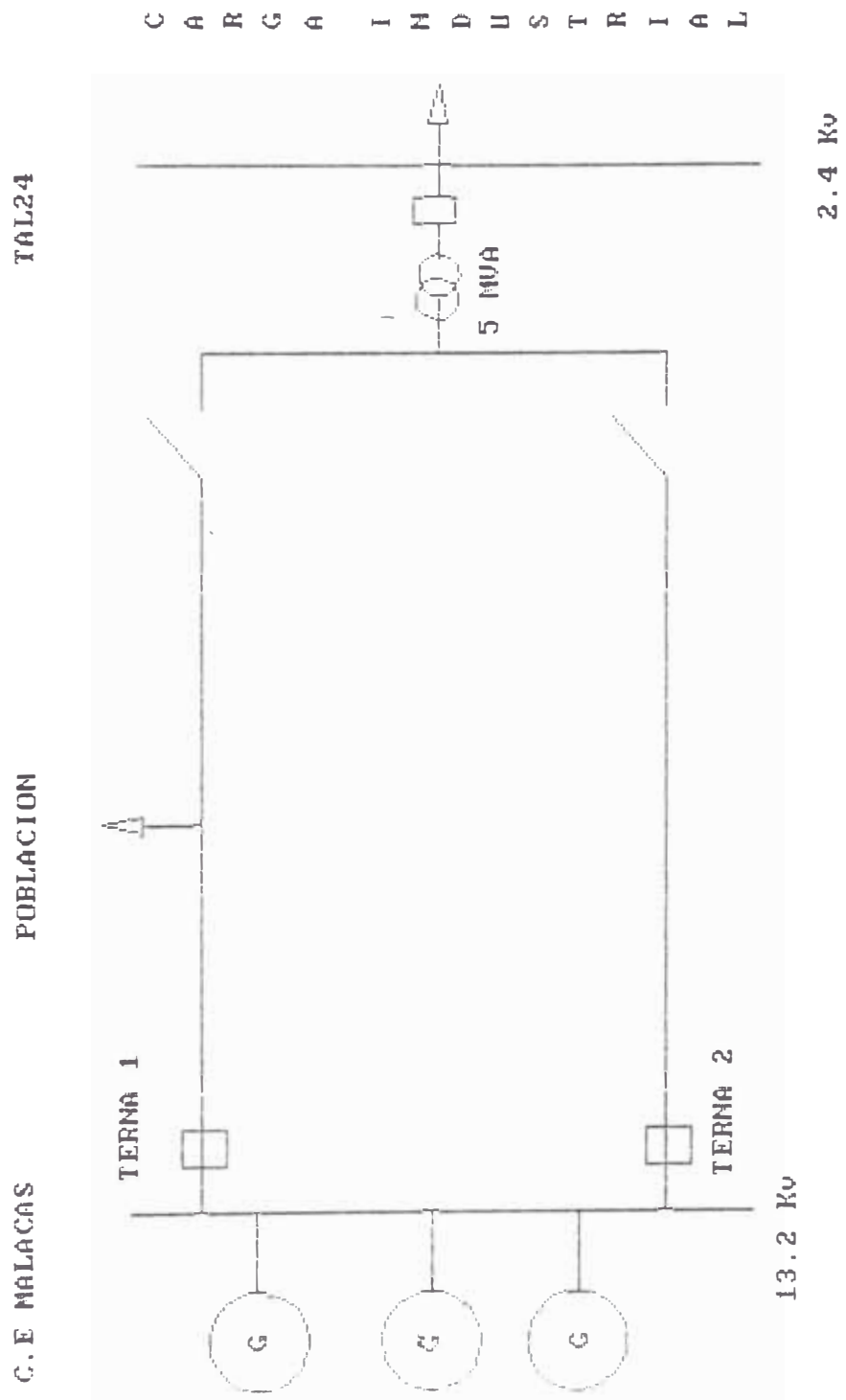
La red de transmisión que se construyó para este fin fue realizada sobre estructuras de madera con soportes o crucetas de acero galvanizado en caliente, las cadenas de aisladores de suspensión con aisladores anti neblina (anti-fog), los conductores son de aluminio. Esta línea aérea tiene dos circuitos (Terna 1, Terna 2), que están soportados en una sola estructura.

El nivel de tensión de diseño de esta red es de 33 Kv, sin embargo la tensión de servicio es de 13.2 Kv (ver figura 1).

SISTEMA NUEVO

El nuevo sistema de transmisión consiste en dos líneas aéreas independientes que corren paralelas con una longitud aproximada de 5.6 y 5.48 Km, recientemente construidas en 1987 (ver figura 2), con una capacidad de transmisión de 25 Mva cada una.

La disposición de los conductores en las líneas aéreas es triangular con la intención de acortar distancias y disminuir la impedancia y por consiguiente disminuir la caída de voltaje. Complementando estas líneas el proyecto incluía la construcción de dos subestaciones de 20 Mva cada



SISTEMA TRANSMISION ANTIGUO

FIGURA 1

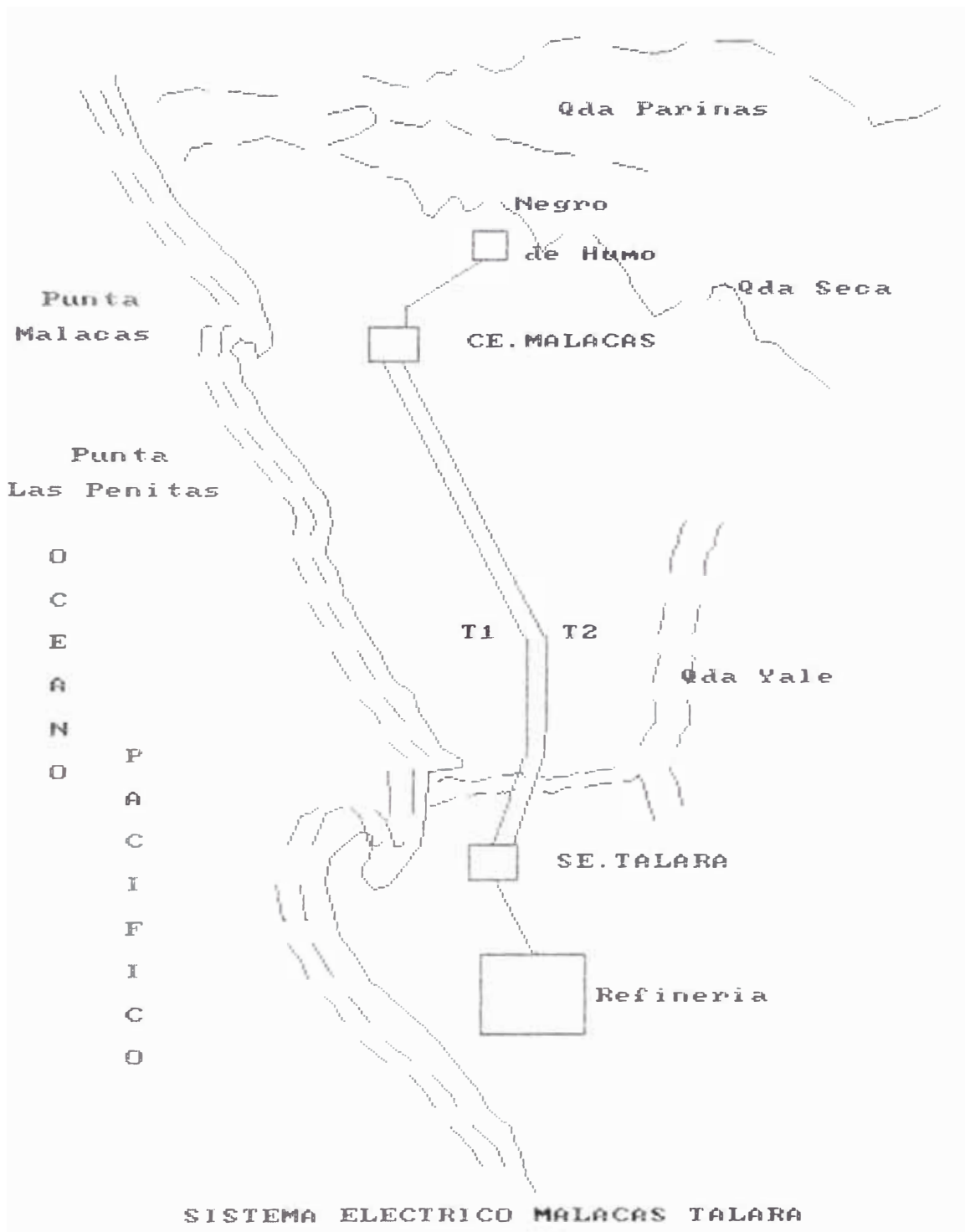


FIGURA 2

una; ubicada una de ellas en la Central Eléctrica Malacas con una relación de transformación de 13.2/33 Kv y la segunda subestación ubicada en Talara con una relación de transformación de 2.4/33 Kv. Las líneas aéreas constan de dos tramos bien diferenciado:

TRAMO RURAL: Consiste en una línea aérea, de estructuras de madera de 55 pies de altura, con cruceta de fierro galvanizado (Fo.Go.), aisladores de porcelana con cadenas de tres unidades cada una, conductor de cobre semiduro calibre 3/0 AWG, con una longitud aproximada de 4 Km y dos torres metálicas convencionales de 25 metros.

TRAMO URBANO: Consiste en una línea aérea de estructuras metálicas (postes tubulares auto-soportados) de 18 metros de longitud con disposición vertical, usando aisladores tipo ménsula para un nivel de tensión de 46 Kv (ver figura 2), con una longitud aproximada de 1.2 Km y recorre la avenida B de la ciudad de Talara hasta la Subestación Reductora.

Las Subestaciones fueron ejecutadas por la compañía Brown-Boveri tanto en su etapa de desarrollo de la ingeniería de detalle como en el suministro de equipo y el montaje de estos.

A continuación, se describe brevemente el equipamiento de cada una de ellas:

SUBESTACION ELEVADORA

Ubicación: Central Eléctrica Malacas.
Nivel de Tensión: 13.2/33 Kv
Potencia Instalada 20 Mva
Dos transformadores de 12.5 Mva con ventilación
forzada.

Característica

Marca: BROWN BOVERI INDUSTRIAL
CANEPA TABINI
Potencia: 12.5 Mva
Tensión primaria: 33 Kv
Tensión secundaria: 13.2 Kv
Corriente primaria: 218.7 Amp.
Corriente secundaria 546 Amp.
Frecuencia: 60 Hz
Tcc: 8%
Conexión: YNd5
Fases: 3
Enfriamiento: ONAF
Calentamiento: 50/56°C
Aislamiento: Clase A
A.T.: 170 BIL
B.T.: 45 BIL
Año de fabricación: 1985
Tipo de aceite: Electrolube
Peso total: 22,550 Kg
Norma: C.E.I.

INTERRUPTORES

MARCA: SACE BERGANO
TIPO : RGE-36-100
TENSION : 36 Kv
NIVEL DE AISLAMIENTO : 36 Kv
CORRIENTE : 1250 A
FRECUENCIA : 50 Hz
CICLO : 3 mn - CO - 3mn - CO
CAPACIDAD DE RUPTURA : 16 KA
CAPACIDAD DE CIERRE : 40 KA
A LA TENSION DE : 36 Kv
CORRIENTE DE BREVE DURACION POR 3sg 25 KA
TIEMPO DE APERTURA 5ms
TIEMPO DE CIERRE : 100 ms

Esta subestación está equipada con:

Tres interruptores, dos de línea y un tercero para realizar maniobras de enlace entre los dos transformadores.

SUBESTACION REDUCTORA

Ubicación: En Talara, con un nivel de tensión de 33/2.4 Kv.

Potencia Instalada: 21 Mva

Consta de dos transformadores 12.5 M v a c o n ventilación forzada

Características

Marca:	BROWN BOVERI INDUSTRIAL CANEPA TABINI
Potencia:	12.5 Mva
Tensión Primaria:	33 Kv
Tensión secundaria:	2.4 Kv
Corriente primaria:	218.7 Amp.
Corriente Secundaria:	3,007 Amp.
Frecuencia:	60 Hz
Tcc:	8%
Conexión:	Dyn5
Fases:	3
Enfriamiento:	ONAF
Calentamiento:	50/56°C
Aislamiento:	Clase A
A.T.	170 BIL
B.T.	45 BIL
Año de Fabricación:	1985
Tipo de Aceite:	Electrolube
Peso Total:	22,550 Kg
Norma:	C.E.I.

INTERRUPTORES

De igual características a los instalados en Malacas.

La subestación esta equipada con tres interruptores, lo cual permite variar la configuración de la red de acuerdo a los requerimientos de la operación.

1.3 Sistema de distribución

La distribución primaria se realiza a través de redes subterráneas a una tensión de 3.3 y 2.4 Kv. En el área industrial de Talara y la ciudad de Talara se distribuye a 2.4 Kv, cabe mencionar que la red en este sector importante cuenta con más de 35 años de servicio y fue diseñada para una población de 25,000 habitantes, cuando Talara era un campamento que pertenecía a la International Petroleum Company, en la actualidad Talara cuenta con mas de 100,000 habitantes; con lo cual la red se encuentra sobrecargada ocasionando serios trastornos a los usuarios.

Las redes industriales de Petroperú, en su mayoría han sido renovadas y cuenta con un sistema de protección moderno, que permite eliminar selectivamente las fallas.

En el Complejo de Fertilizantes, la distribución primaria se realiza por cable subterráneo con tensiones de 3.3 Kv y 13.2 Kv.

Los cables subterráneos que se emplea, en un gran porcentaje son del tipo de papel impregnado en aceite (NKY), con funda de plomo y cubierta de PVC; en un menor porcentaje son del tipo seco (N2YSY), el cual está desplazando a los anteriores por ser mas fáciles de manipular y presentar menos dificultades al ejecutar los empalmes o terminaciones.

Lo que más prima en estas redes subterráneas son los cables trifásicos que representan el mayor porcentaje de los cables empleados, y en menor proporción los cables monofásicos que por su costo resulta anti-económicos.

1.4 Sistema de protección

1.4.1 Generalidades

Existen muchas causas que pueden perturbar el servicio normal de los generadores, transformadores y redes eléctricas, las cuales pueden ser:

1. Perforación en los aislantes de los equipos eléctricos, producidos por envejecimiento, calentamiento.
2. Puesta a tierra intempestiva, producidas por la humedad del terreno.
3. Factores humanos, como la apertura de un seccionador bajo carga, fallas de sincronización.
4. Descargas atmosféricas y sobretensiones internas, etc.

Las perturbaciones que hemos mencionado y otras más que no hemos enumerado, pueden reducirse a cinco grupos principales que son:

Cortocircuito

Sobrecarga

Retorno de corriente

Subtensión

Sobretensión

Para disminuir los efectos de estas perturbaciones, son necesarios dispositivos de protección apropiados, los cuales se denominan Relés de Protección

Un dispositivo de protección consta de los siguientes elementos:

1. Un sensor de entrada, que detecta las señales procedentes de una perturbación, (corrientes, tensiones, etc.)
2. Un elemento de conversión, que conviértelas señales procedentes del sensor de entrada, de tal forma que puedan medirse. Algunas veces, no existe este elemento y las señales pasan directamente al elemento de medida.
3. El elemento de medida es sin lugar a duda, la parte más importante del relé de protección; aquí se miden las señales procedentes de los elementos anteriores, y se decide de acuerdo con el valor de la medida, cuando debe entrar en funcionamiento el correspondiente dispositivo de protección.
4. El elemento de salida, es el intermediario entre el dispositivo de protección y el elemento accionado por este dispositivo. Los elementos de salida clásicos son los

contactores de mando, actualmente los circuitos lógicos.

5. El elemento accionado es, generalmente la bobina de mando de los disyuntores, que producen la desconexión de éstos en caso de ocurrir perturbaciones.
6. Finalmente, existe una fuente auxiliar de tensión que actúa como fuente de alimentación del dispositivo de protección, ésta puede ser una batería de acumuladores de baja tensión, o bien la propia red, a través de los correspondientes transformadores.

Para cumplir con las condiciones que les han sido asignadas, es decir reaccionar a las perturbaciones producidas en las redes y máquinas, de manera eficiente, los relés de protección deben cubrir un conjunto de exigencias, siendo las más importantes:

- Confiabilidad o Fiabilidad.
- Sensibilidad.
- Velocidad.
- Selectividad.
- Automaticidad.

Los relés de protección pueden clasificarse de acuerdo a diversos criterios, para nuestro caso efectuaremos la siguiente clasificación:

1. Por las características constructivas.

2. Por la magnitud eléctrica que controlan o miden.
3. Por la característica del tiempo de funcionamiento.
4. Por la forma de funcionamiento.
5. Por la forma de desconexión.
6. Por la forma de conexión.

A continuación, se hará una breve descripción de cada uno de estos equipos y su ubicación dentro de la red.

RELE DE SOBRECORRIENTE: En los sistemas eléctricos se emplean estos equipos con bastante frecuencia siendo los relés de sobrecorriente de tiempo inverso los más difundidos para las redes aéreas. Con el incremento de las cargas, voltajes y niveles de potencia de cortocircuito de los sistemas de potencia, la protección por sobrecorriente ha cobrado importancia hoy día.

Las características necesarias para el apropiado funcionamiento de un equipo de protección son:

SENSIBILIDAD: La sensibilidad de un sistema de protección puede ser expresada por un factor de sensibilidad fácilmente comprensible cuando se trata de la protección de sobrecorriente el factor de sensibilidad se define como:

$$K_s = I_{cc} / I_{op}$$

I_{cc}: Es la corriente de cortocircuito mínima, calculada para un cortocircuito franco sin resistencia de falla, ocurrida en el punto más alejado de la sección del circuito protegido.

I_{op}: Es el valor de la corriente primaria que hace que el sistema de protección opere.

SELECTIVIDAD: Es la habilidad del relé para encontrar el punto de falla y aislarlo.

VELOCIDAD: Es la habilidad del relé para operar en el tiempo requerido.

La velocidad es importante en la eliminación de las fallas, ya que así disminuye el daño originado.

CONFIABILIDAD: Un básico requerimiento de los equipos de protección es que sean confiables, la confiabilidad se refiere a la habilidad del sistema del relé en su correcto funcionamiento.

Esto demanda ciertamente una operación correcta asegurada contra una incorrecta operación por causas externas.

CARACTERISTICAS DE LOS RELES DE SOBRECORRIENTE

El relé de sobrecorriente es el tipo más simple de los relés de protección. Como su nombre lo indica el relé está diseñado para operar cuando fluye una cantidad de corriente mayor a un valor predeterminado en una particular porción

del sistema de potencia. Hay dos formas básicas de relés de sobrecorriente:

RELE DE SOBRECORRIENTE TIPO INSTANTANEO

Está diseñado para operar sin tiempo de retardo, cuando una corriente excede el ajuste del relé. El tiempo de operación de este tipo de relé puede variar significativamente. Este puede ser bajo como 0.2 seg. o alto como 10 seg. (relé BBC tipo ISM).

Principio de Operación:

Estos relés están constituidos por elementos electromagnéticos, basados en la fuerza de atracción ejercida entre piezas de material magnético. Esta fuerza mueve una pieza móvil en el sentido de disminución de la reluctancia del circuito magnético. En la figura 3 se muestra un típico relé electromagnético formado por un electroimán y una armadura móvil.

El circuito magnético del relé, sobre el que están uno o más bobinados (E), alimentado por las corrientes que se han de medir, comprende un elemento móvil (M), que acciona un contacto (C) y que se mantiene en su posición de equilibrio por un esfuerzo antagonista, generalmente debido a un resorte (R). Cuando la corriente que circula por los bobinados (E) alcanza un valor suficiente, el elemento móvil se desvía de forma que cierra el

circuito magnético, lo que provoca el cierre de los contactos.

La característica de operación de éste relé se muestra en la figura 3.

RELE DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO

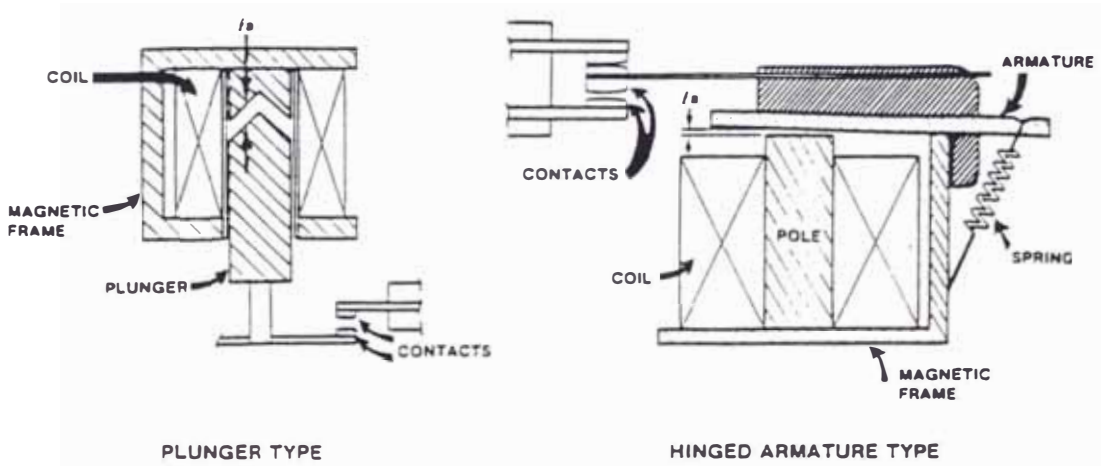
Tiene una característica de operación que el tiempo varía inversamente con la corriente que fluye en el relé. Esta característica se muestra en la figura 4.

En el diagrama se muestra que las características más usadas son: Inversa, muy Inversa y extremadamente Inversa.

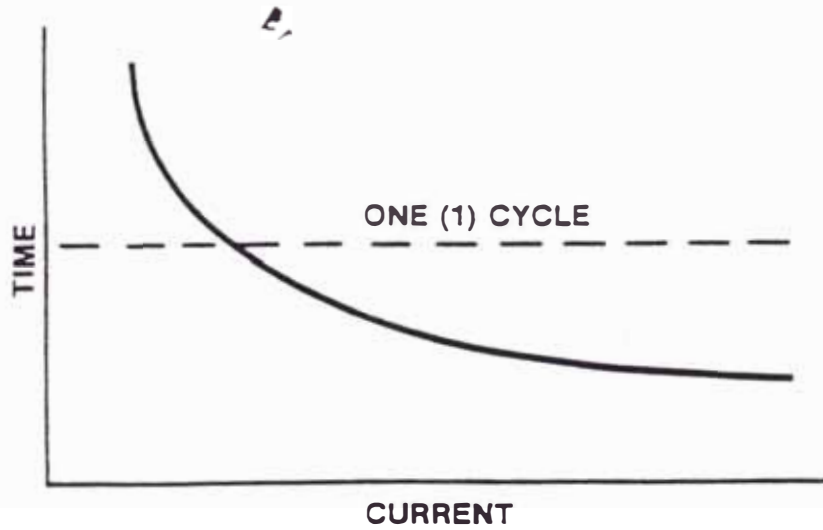
Principio de Operación.

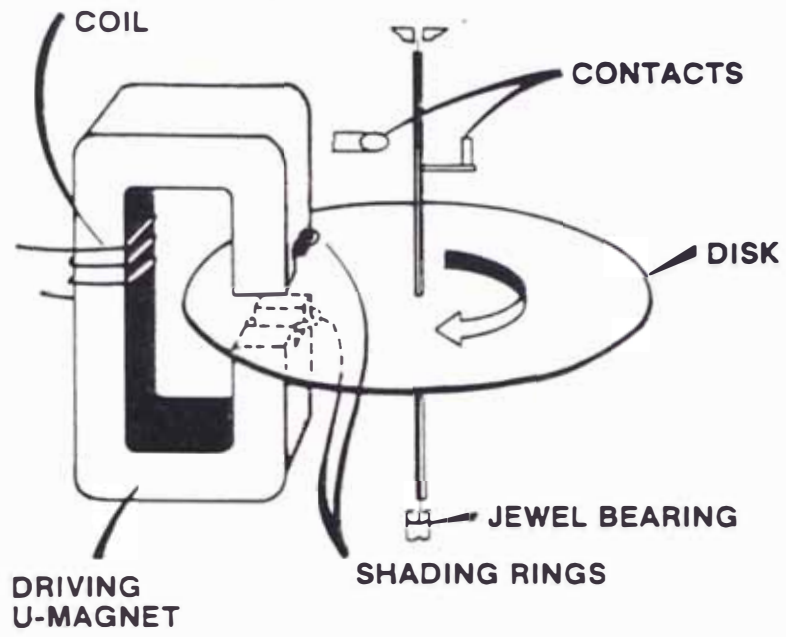
Estos relés están constituido por los instrumentos de inducción, y están basados en el mismo principio que los contadores de inducción (relés Ferraris).

Su principio de funcionamiento es el siguiente; un disco D, móvil alrededor de un eje H, que supondremos horizontal, gira en el entrehierro E de un sistema electromagnético análogo al de un contador. En el tipo de electroimán de inducción, un núcleo central A dividido en su extremo en dos piezas polares a y a', lleva un arrollamiento pp'. El retorno del flujo magnético que atraviesa el núcleo, se realiza por dos culatas B y B' que tienen sus

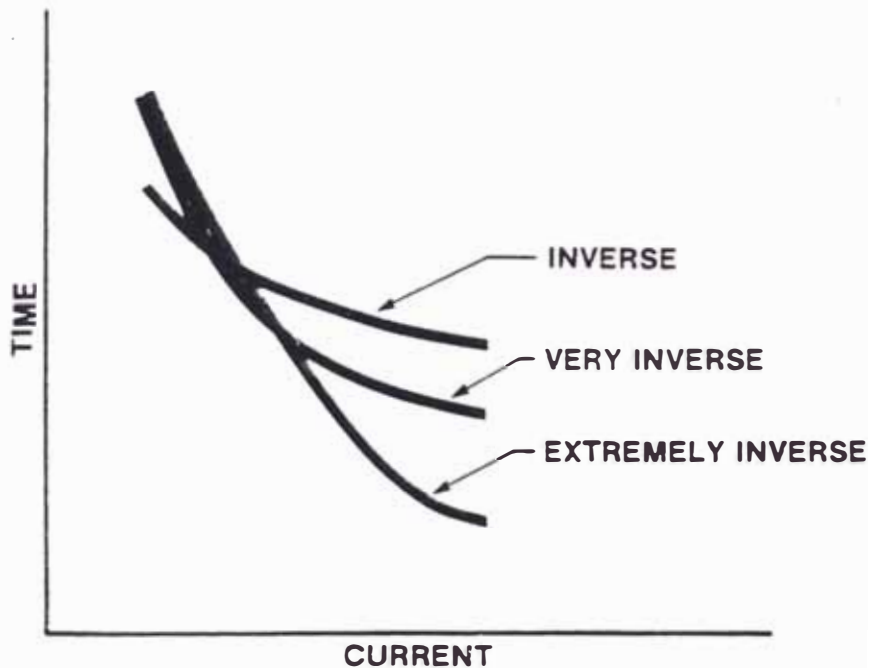


INSTANTANEOUS OVERCURRENT RELAYS





TIME OVERCURRENT RELAY



extremidades polares b y b' frente a una armadura C , la cual puede desplazarse paralelamente a sí misma, haciendo variar el entrehierro.

Sobre los dos grupos de piezas polares a b y a' b' se montan en serie las dos bobinas de un segundo arrollamiento qq , de forma que se produzcan en estos dos grupos, dos polos opuestos.

El arrollamiento pp' tiene una inductancia bastante mayor que la de los arrollamientos qq' . Esta inductancia puede modificarse a voluntad, eligiendo convenientemente la separación entre los polos $a-b$ y $a'-b'$.

A partir del dispositivo descrito, para obtener un relé de protección, basta oponer al par del disco, un par resistente de valor fijo conveniente y previamente calibrado.

Ambos tipos de relés son inherentemente no selectivos, esto es que ellos pueden detectar condiciones de sobrecorriente no solamente dentro de su propio equipo protegido, como de los equipos colindantes. Sin embargo en la práctica la selectividad entre relés de sobrecorriente que protegen diferentes elementos puede ser obtenido sobre la base de sensibilidad (pick-up) o tiempos de operación o la coordinación de ambos

dependiendo de la característica tiempo-corriente del relé involucrado

La aplicación de los relés de sobrecorriente es generalmente más difícil y menos permanente que los otros tipos de relés. Esto se debe a que la operación de los relés de sobrecorriente es afectada por la variación en la magnitud de la corriente de cortocircuito, causada por cambios en la configuración del sistema de operación, sin embargo, los relés de sobrecorriente son usados en una u otra forma como componentes de un sistema de protección, debido al bajo costo que tienen estos equipos.

En la figura 4 se muestra una familia de curvas de tiempo inverso, característica de un relé del tipo disco de inducción.

Para cada número de la escala del dial; se tiene una curva, cualquier curva intermedia puede ser obtenida por interpolación dado que el ajuste es continuo.

Un mínimo de tres relés de sobrecorriente y un total de tres transformadores de corriente son requeridos para detectar todas las posibles fallas en un sistema trifásico de corriente alterna. Dos de los relés son usualmente conectados en igual número de fases del circuito, y el tercero en el circuito residual (o neutro)

de la corriente del transformador tal como se muestra en la figura 5.

La sensibilidad de la protección contra fallas a tierra y la protección contra simultáneas fallas de tierra sobre diferentes partes del sistema están previstas por este arreglo, ya sea que el sistema este conectado a tierra o este aislado de él. En un sistema aislado de tierra, la corriente fluye en el relé residual cuando ocurre la falla a tierra sobre diferentes fases en lados opuestos a los transformadores de corriente (ver figura 5).

En sistemas trifásicos de cuatro hilos (lo cual representa un gran porcentaje de las nuevas instalaciones), no siempre es posible balancear las cargas monofásicas en las tres fases. El uso del relé de sobrecorriente a tierra puede no ser factible si el relé (arranca) bajo condiciones de carga normal. Para estos sistemas los tres relés de sobrecorriente son conectados en cada fase de los circuitos de los transformadores de corriente y la protección de tierra sacrificada. Una alternativa es el uso de un relé de tierra conectado en el circuito residual y poner el arranque del relé (pick-up) para la mayor corriente de desbalance monofásica esperada.

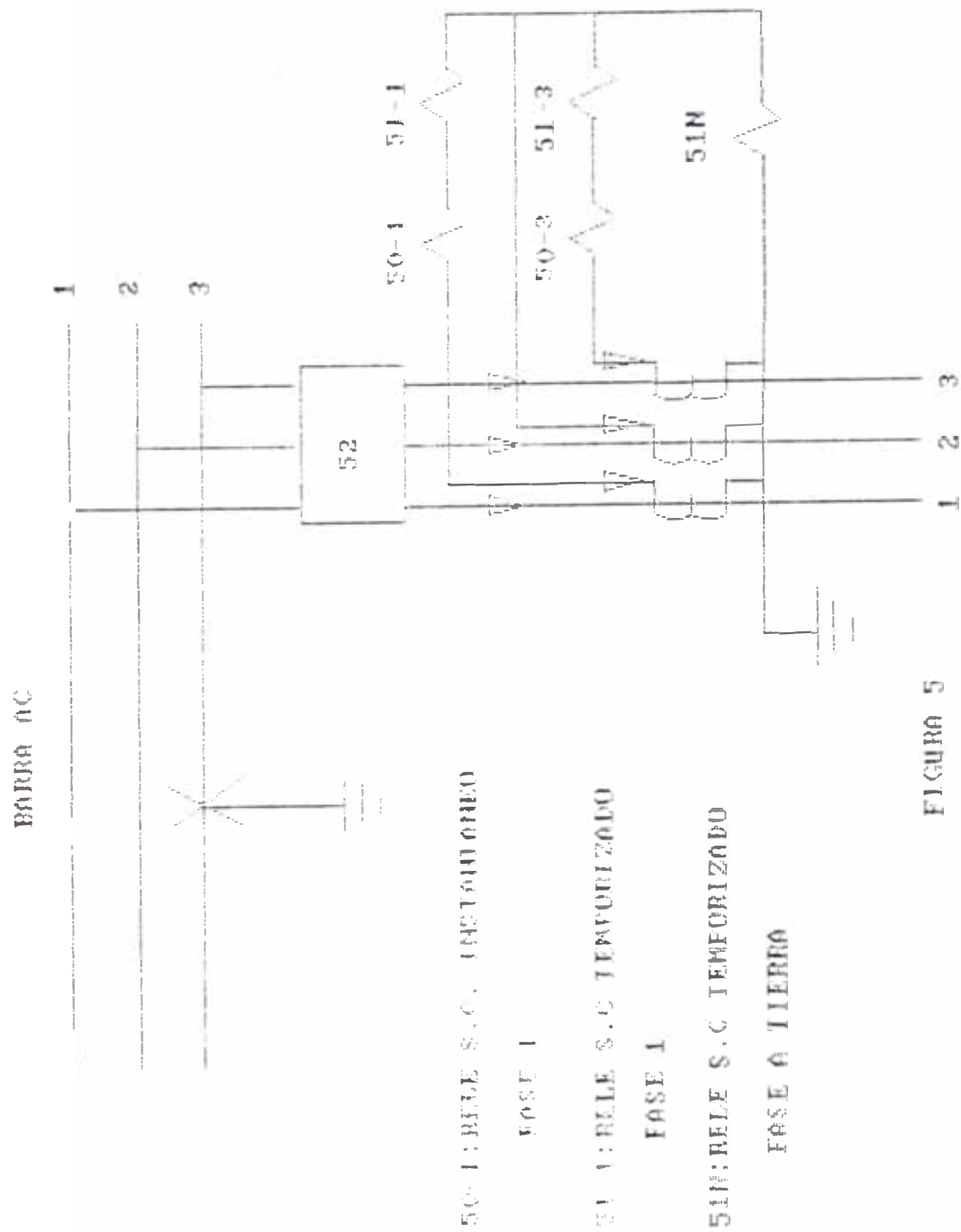


FIGURA 5

AJUSTE DEL RELE

Los ajustes de corriente y tiempo de un relé se pueden hacer seleccionando el apropiado tap de corriente y ajustando el dial del tiempo al valor al cual corresponde las características requeridas. Ejemplo se asume que un relé de sobrecorriente en un circuito donde el interruptor debe abrir para una corriente de aproximadamente 450 amperios y que deberá abrir en 1.9 seg para una corriente de cortocircuito de 3,750 amperios.

Asumamos que el transformador de corriente tiene una relación de 60:1.

Para determinar la corriente de ajuste del tap, se divide la corriente primaria de apertura entre la corriente primaria del transformador de medida: $450/60=7.5$.

Para un relé tipo IAC de General Electric, no tiene tap de 7.5 sino de 8 amp. Para encontrar el número de veces de ajuste del tap el cual está dado en 1.9 seg. para 3750 amp.; se divide 3750 entre la relación de transformación: $3750/60=62.5$. el cual representa 7.8 veces el tap de 8 amp.

RELE DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE

Este tipo de relé se emplea para detectar la inversión del flujo de corriente y operar a una

determinada magnitud de corriente, generalmente constituye uno de los elementos de una protección compuesta. Se emplean relés de potencia que miden una potencia monofásica, trifásica, activa, reactiva o aparente. Estos relés direccionales solamente cierran sus contactos cuando la potencia fluye en un sentido determinado.

Principio de Operación.

Este tipo de relés tienen un sistema de medición Ferraris, comprende dos pares de bobinas colocadas en ángulo recto uno con respecto al otro y montados sobre un cilindro de aluminio montado sobre rodajes. El cilindro acciona el sistema de contactos abriendo o cerrando éstos dependiendo de la operación particular que se requiera. El relé mide el producto de aplicación de la corriente, la medición del ángulo de el relé puede ser proporcional a la medición del ángulo de fase, magnitud que puede ser medida por medio de resistores, bobinas o capacitores. Estos elementos son incorporados dentro del relé.

Generalmente, la medida de la dirección de una potencia trifásica no basta para determinar la dirección de un defecto. Como ejemplo, veamos la red representada en la figura 6.

En E existe un cortocircuito bipolar entre las fases R y S. En F un consumidor importante. Puede

DIAGRAMA DE FALLA - PROTECCION DIRECCIONAL

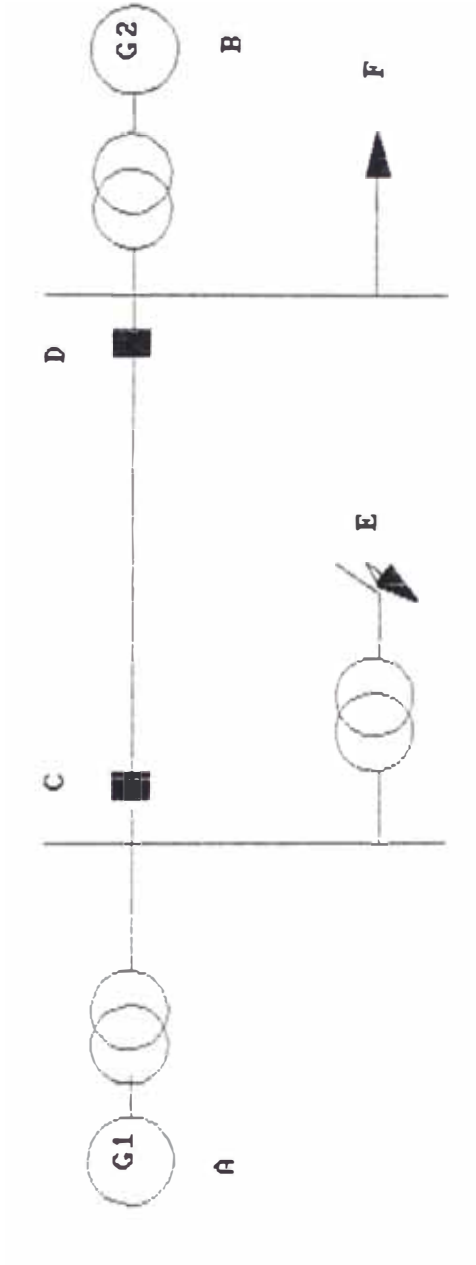


FIGURA 6

muy bien suceder que la potencia activa absorbida de D hacia el cortocircuito bipolar E, sea inferior a la potencia activa trifásica que continúa absorbiendo el receptor F, a pesar de la caída de tensión entre las fases R y S. Por lo tanto, los relés de potencia activa trifásicos en C y D indicarán una dirección de la potencia que no será necesariamente la dirección del defecto.

De la misma forma, se vería que, ni la potencia reactiva ni la potencia aparente trifásica dan, de una forma cierta, la dirección del defecto.

Estas y otras dificultades que pueden presentarse, se evitan haciendo que los relés trabajen con débil potencia, lo cual constituye una característica de los modernos relés direccionales, en los cuales se procura conseguir que el cierre de los contactos sea independiente de la magnitud de la potencia y de la intensidad, dependiendo solamente del sentido de la potencia, basta con una tensión del orden del 0.25% para hacerlos funcionar. Claro está que estos relés trabajarían con una intensidad muy pequeña por lo cual se montan en combinación con relés de máxima intensidad de tal forma que, para conseguir el desenganche del disyuntor, es necesario que estas dos condiciones:

- a) que la potencia tenga un sentido determinado.
- b) que la intensidad exceda de un límite.

El ajuste de intensidad y, si es necesario, de la temporización se realiza en el relé de máxima intensidad.

Básicamente un relé direccional de corriente alterna puede reconocer ciertas diferencias en el ángulo de fase entre dos cantidades, estos relés son del tipo de inducción.

La ecuación característica del torque de estos relés esta dado por:

$$T=K1*V*I*\text{Cos}\theta-K2$$

$K1$ = constante del aparato.

V = tensión aplicada

I = corriente de la bobina de campo.

θ = desfase entre la corriente y la tensión.

Cuando el torque es cero:

$$V*I*\text{Cos}\theta=K2$$

Si el voltaje es $V=\text{cte}$

$$I*\text{Cos}(\theta-t)=\text{Cte.}+I_{\text{mínima.}}$$

Esta expresión describe el lugar geométrico de I , que es una recta perpendicular a la línea de máximo torque.

Cualquier vector que caiga en el área de torque positivo causará el disparo del relé.

Las corrientes de cortocircuito presenta las característica de ser fuertemente desfasadas en

atraso, este hecho puede aprovecharse para accionar relés que desarrollan su máximo torque bajo esas condiciones.

La solución de este problema se plantea sencillo para circuitos monofásicos.

Para circuitos trifásicos, se complica un poco mas por lo que se puede ensayar una serie de soluciones tal como se muestra en los esquemas: (figura No 7).

Al establecerse las conexiones de los circuitos de intensidad y de tensión, deben tenerse en cuenta las condiciones de funcionamiento en caso de cortocircuito que es cuando, generalmente, han de funcionar los relés.

A continuación, se efectuará un análisis previo sobre un relé monofásico.

Aunque parece lógico. a primera vista, que los circuitos de intensidad y de tensión de cada relé se alimenten de una misma fase, no se hace así porque, en caso de cortocircuito en esa fase, la tensión y el factor de potencia caen a valores muy bajos que dificultan el funcionamiento del relé. Por esta razón se prefiere aplicar a los relés, tensiones compuestas, es decir, tomadas entre fases.

DIAGRAMA DE CONEXION Y VECTORIAL DEL RELE DIRECCIONAL

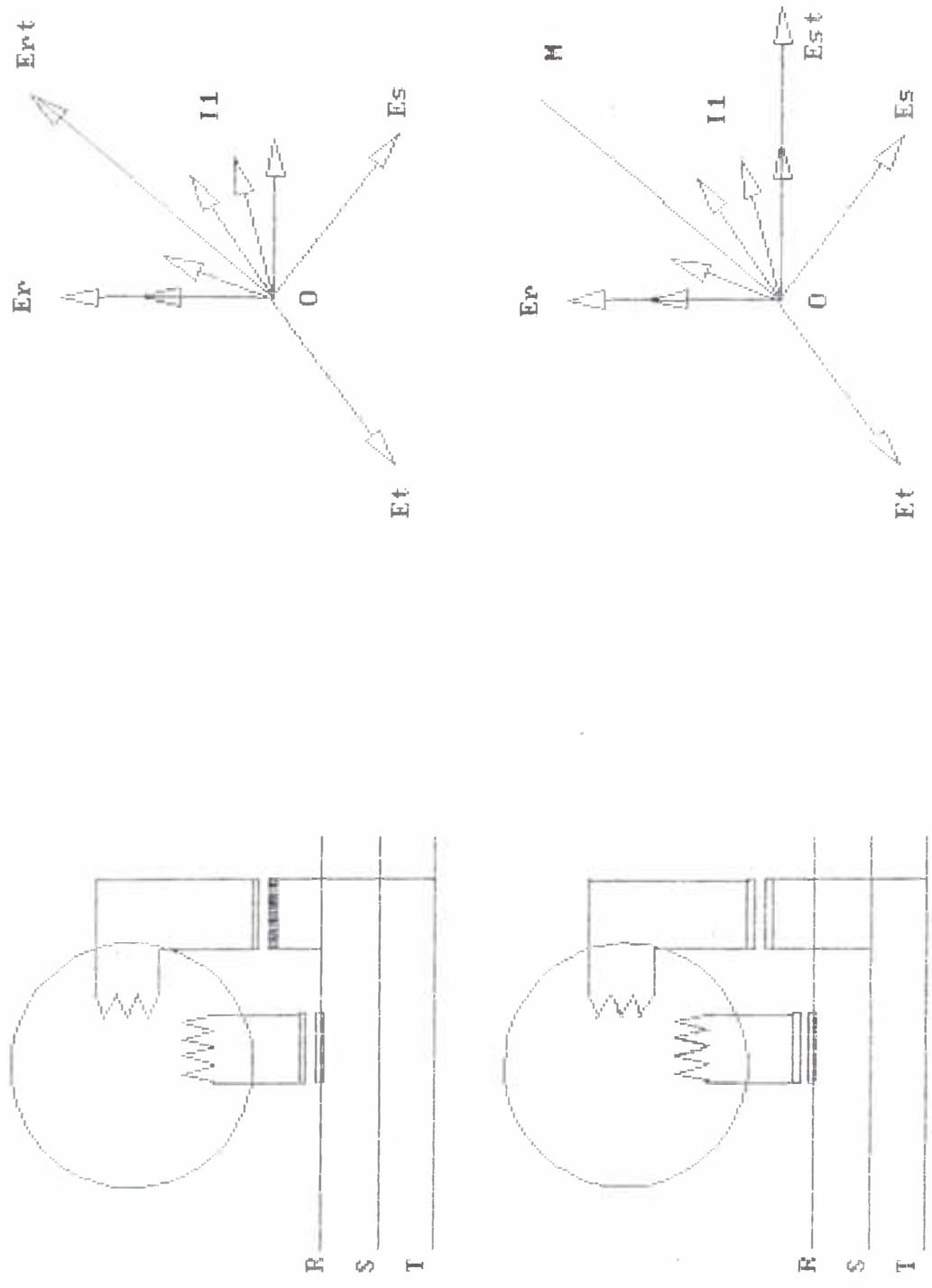


FIGURA 7

Teniendo en cuenta esto, podemos conectar el circuito de tensión del relé direccional, de dos formas diferentes:

Primera: El circuito de tensión se deriva entre la misma fase de la corriente y la fase anterior a ésta (fig.7), de forma que cuando el factor de potencia en la línea sea igual a la unidad, en el relé la tensión se retrase 30° respecto a la intensidad, tal como se muestra en el diagrama vectorial de la fig 7, donde E_r es la tensión aplicada al relé; la intensidad seguirá una de las direcciones indicadas en el cuadrante, según sea el factor de potencia desde la unidad a cero. Cuando la dirección del vector representativo de la corriente coincide con el vector E_r ($\cos\phi=1$), la tensión compuesta E_r está retrasada 30° respecto a la intensidad. Cualquiera que sea el desfase dentro de los límites indicados en la figura, el vector representativo de la intensidad formará un ángulo agudo con el de la tensión, y el relé trabajará en un sentido determinado, que puede ser el de abrir o cerrar contactos. Al invertirse el sentido de la energía por causa de una falla, se invierte el sentido de la intensidad respecto a la tensión y el relé trabajaría en sentido contrario.

Los relés conectados en esta forma deben tener el par motor máximo cuando la intensidad y la tensión estén en concordancia de fase.

Segunda: El circuito de tensión del relé se conecta entre las fases que no corresponden con la que atraviesa el circuito de corriente (fig.7) de forma que cuando el factor de potencia en la línea sea igual a la unidad, en el relé la tensión este retrasada 90° respecto a la intensidad. Esta circunstancia se expresa en la figura 7, donde la tensión aplicada es ahora Est y, efectivamente, cuando el vector representativo de la intensidad coincide en dirección con la tensión de la fase Er, los vectores I y Est están en cuadratura. También ahora, cuando por causa de una falla se invierte el sentido de la potencia, el relé trabaja en sentido contrario al que se considera como sentido normal de funcionamiento.

Nótese que el par motor es máximo cuando la intensidad adelanta 30° respecto a la tensión Est, es decir, cuando sigue la dirección OM. Por lo tanto, estos relés deben tener el par motor máximo cuando la intensidad adelanta 30° respecto a la tensión.

UTILIZACION: Se utiliza para proteger redes de transmisión o distribución que tengan varios

caminos por donde retornar la corriente en caso de falla.

PROTECCION DIFERENCIAL

En la aplicación de este principio podemos distinguir tres situaciones:

La primera: comprende aquellos casos en que las tomas de los cuales se derivan las señales se encuentran muy cerca, como por ejem.: en el caso de proteger transformadores, generadores, colectores; resulta necesario un solo relé en esta aplicación.

La segunda: comprende los casos en que la zona de operación son distantes siendo necesaria derivar señales de puntos alejados unos de otro por lo que se hace necesario el uso de relés en ambos extremos ejem.: el caso de proteger cables de energía

La tercera: comprende casos en que la comunicación entre los puntos de ubicación de los relés, se efectúa mediante ondas de alta frecuencia como portadora de información.

PRINCIPIO DIFERENCIAL

Para el caso se analizará brevemente la primera situación, que corresponde a la protección de transformadores.

El circuito diferencial opera comparando la magnitud y fase de las corrientes que entran o salen del elemento protegido (fig. 8).

Bajo condiciones normales las intensidades I_a/n_1 e I_b/n_2 son iguales, por lo tanto teniendo los reductores de intensidad la misma relación de transformación, las intensidades serán iguales y circularán por el lazo externo.

Se considera que la corriente de los secundarios de los transformadores de intensidad son exactamente iguales y las impedancias de los conductores entre el relé y los transformadores son iguales.

Este tipo de protección se emplea en la supervisión de los transformadores de potencia, ya que dado su importancia es necesario protegerlos de averías que puedan causarles daños mayores. En el sistema se utiliza en la protección de los transformadores de potencia ubicados en las subestaciones de Malacas y Talara, que están equipadas con dos transformadores de 20 Mva cada uno.

1.4.2 Sistema antiguo

Estas Líneas (Terna #1 y #2) se equiparon con los más elementales dispositivos de protección:

En la C.E Malacas a la salida de la barra en 13.2 Kv, se tiene dos celdas equipadas con

interruptores de potencia de soplo magnético de las siguientes características:

MARCA: GENERAL ELECTRIC
TIPO : AM-13.8-750-5H
TENSION : 15 Kv
NIVEL DE AISLAMIENTO : 95 Kv
CORRIENTE : 1200 A
FRECUENCIA : 60 Hz
CICLO : CO - 15sg - CO
CAPACIDAD DE RUPTURA : 28 KA
CAPACIDAD DE CIERRE : 58 KA
A LA TENSION DE 15 Kv
CORRIENTE DE BREVE DURACION POR 3sg 36 KA
TIEMPO DE APERTURA 5 ciclos
TIEMPO DE CIERRE : 7 ciclos

Estos interruptores están equipados con relés de sobrecorriente de las siguientes características:

MARCA.....GENERAL ELECTRIC
TIPO.....IAC53
TAP.....1,1.5,2,2.5,3,4,5,6

En el lado de recepción, en Talara las redes tenía como elemento de maniobra e interrupción seccionadores fusibles que se dotaron como elementos de protección lo cual representaba una seria limitación para realizar cortes de carga sin causar perturbaciones en el sistema.

PROBLEMAS DE OPERACION

Hasta el año 1978, esta red trabajó sin mayores contratiempos sin fallas propias, se registraron fallas debido a la contaminación de los aisladores, por la alta polución del medio ambiente, así como por agentes externos (cometas, roturas de líneas por vehículos).

En 1979 comenzaron a presentarse fallas por rotura de los conductores de aluminio, en la zona de las grapas de suspensión y anclaje, como consecuencia de la fatiga del material por debilitamiento de sección del conductor de aluminio. Ese año se registraron dos fallas.

En 1981, las fallas por rotura de los conductores debido a la corrosión intergranular producida por defecto propio del material y por corrosión exterior por acción del medio ambiente; se hicieron mas frecuentes, tanto en el lado de amarre en las grapas como en la parte central del vano. Así mismo, se registraron fallas en los cuellos muertos de las estructuras de anclaje.

Entre los años 1982 y 1985, la mayor cantidad de las fallas en la línea aérea fue por rotura del conductor de aluminio.

En 1982 se registraron múltiples fallas en el tramo subterráneo de la terna 2, se encontró varios puntos perforados lo que originó que se

eliminarán los tres conductores monofásicos por carecer de la confiabilidad requerida para el suministro, por lo que se decidió prolongar la línea aérea hasta la subestación Talara. Esta línea aérea fue construida con postes de madera de 18 metros de altura; con conductor de cobre calibre 3/0 A.W.G., para un nivel de tensión de 13.2 Kv (ver cuadro 2).

Otro inconveniente que se derivó del diseño y selección de la estructura de la línea de alta tensión, fue la realización del mantenimiento debido a que las dos ternas están suspendida en las mismas estructuras, para lo cual debía de sacarse de servicio una de ellas para poder intervenir la otra. El sistema de protección y maniobras diseñado e implementado en esta red, presentaba limitaciones por lo que realizar variaciones en la configuración de la red implicaba sacar de servicio uno de los circuitos, dejando su carga fuera de servicio (ver figura 1).

1.4.3 Sistema nuevo

Con la finalidad de solucionar los problema existentes con el sistema de protección antiguo se optó por equipar a estas nuevas redes con tipos de relés que permitieran aislar la red fallada y dejar operando la segunda. Estos tipos de relés empleados son: Relé de

CUADRO 2

RESUMEN DE FALLAS EN LAS LINEAS DE ALUMINIO

ANO	No DE FALLAS	TIEMPO DE INTERRUPCION	KWH NO GENERADOS	CAUSA
1978	3	08:25	11,340	Suciedad en aisladores
1979	4	07:30	10,125	Terceros, cometas, rotura de conductor
1980	3	05:00	7,000	Suciedad, cometas, terceros
1981	5	09:20	13,480	Rotura de conductor, manobras, terceros
1982	9	10:20	14,760	Rotura de conductores
	12	11:00	15,950	Rotura de conductores, falla en cable subterráneo
	8	08:30	12,400	Falla en seccionadores, rotura de conductores por corrosion
1985	9	08:15	11,500	Rotura de conductores, manobras, terceros

sobrecorriente de tiempo inverso, Relé direccional de sobrecorriente, Relé diferencial para protección de los transformadores de potencia. Estos relés se emplean en la nueva red, en la salida de Malacas como en la llegada a la subestación Talara.

En la nuevas redes se emplea en la subestación Talara para detectar la inversión del flujo cuando ocurre una falla en las líneas aéreas en el nivel de tensión de 33 Kv, así mismo se cuenta con este tipo de relés en el nivel de 2.4 Kv para detectar fallas en las barras de acometida al tablero de distribución

CAPITULO II

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En este capítulo se entrará a detallar las limitaciones que presenta el actual sistema de protección que a pesar de ser moderno y contar con más equipamiento que el sistema antiguo aun presenta zonas donde los sistemas de protección no llegan a detectar las fallas que ocurren al ejecutarse las diferentes configuraciones de la red.

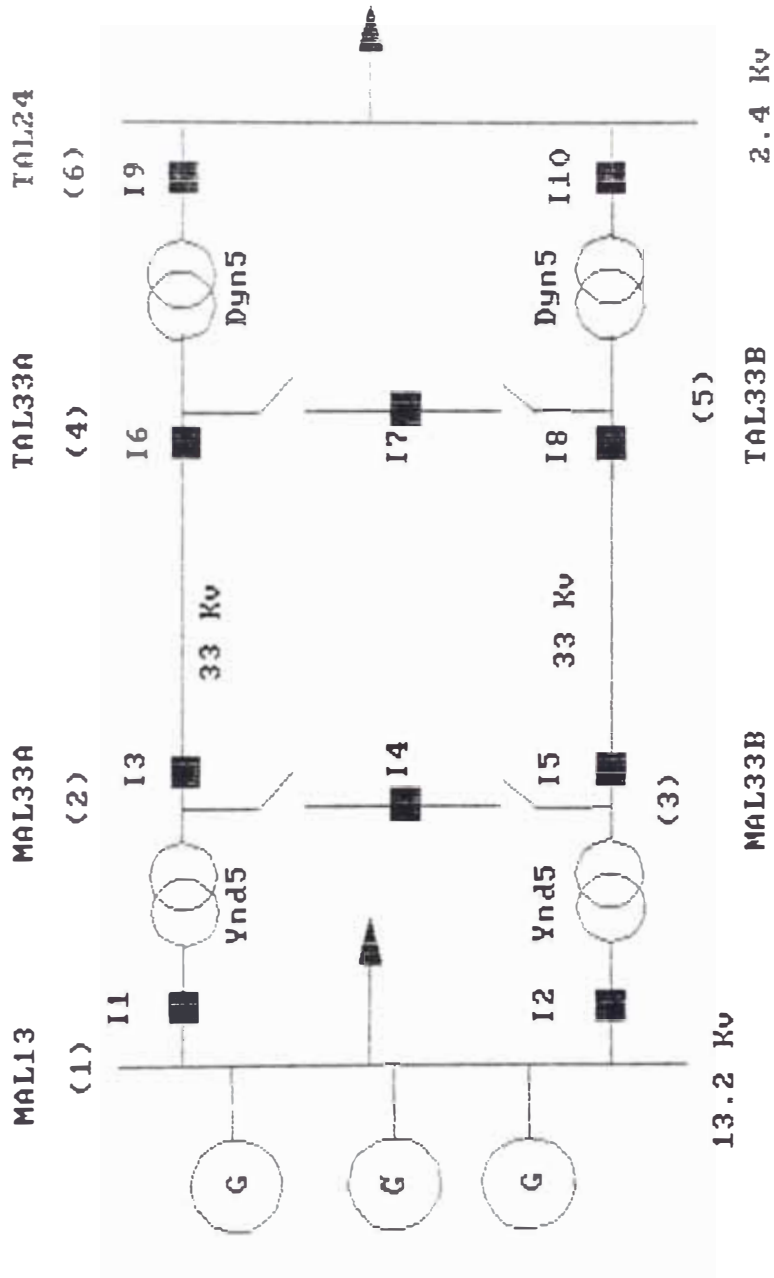
2.1 Configuraciones de la red

De acuerdo a las necesidades operativas del sistema se adoptan diversas configuraciones de la red, ya que ésta ha sido diseñada para dar flexibilidad operativa que permita usar la capacidad total del sistema de transformación con una sola línea aérea.

Según esta premisa se obtienen las siguientes configuraciones:

2.1.1 Configuración "A"

Esta configuración se muestra en la figura 9 adjunta, se puede apreciar que los interruptores de enlace en 33 Kv están abiertos en las subestaciones de Malacas y Talara, por lo tanto



SISTEMA MALACAS-TALARA
 CONFIGURACION "A"
 DOS TERNAS TRABAJANDO EN PARALELO EN TAL24
 FIGURA 9

las líneas están conectadas en paralelo en 2.4 Kv en la subestación de Talara.

Actualmente, este esquema operativo es el más empleado, debido a que es el más confiable en cuanto al accionamiento de la protección y porque la demanda de energía es aún baja (6.5 Mva).

2.1.2 Configuración "B"

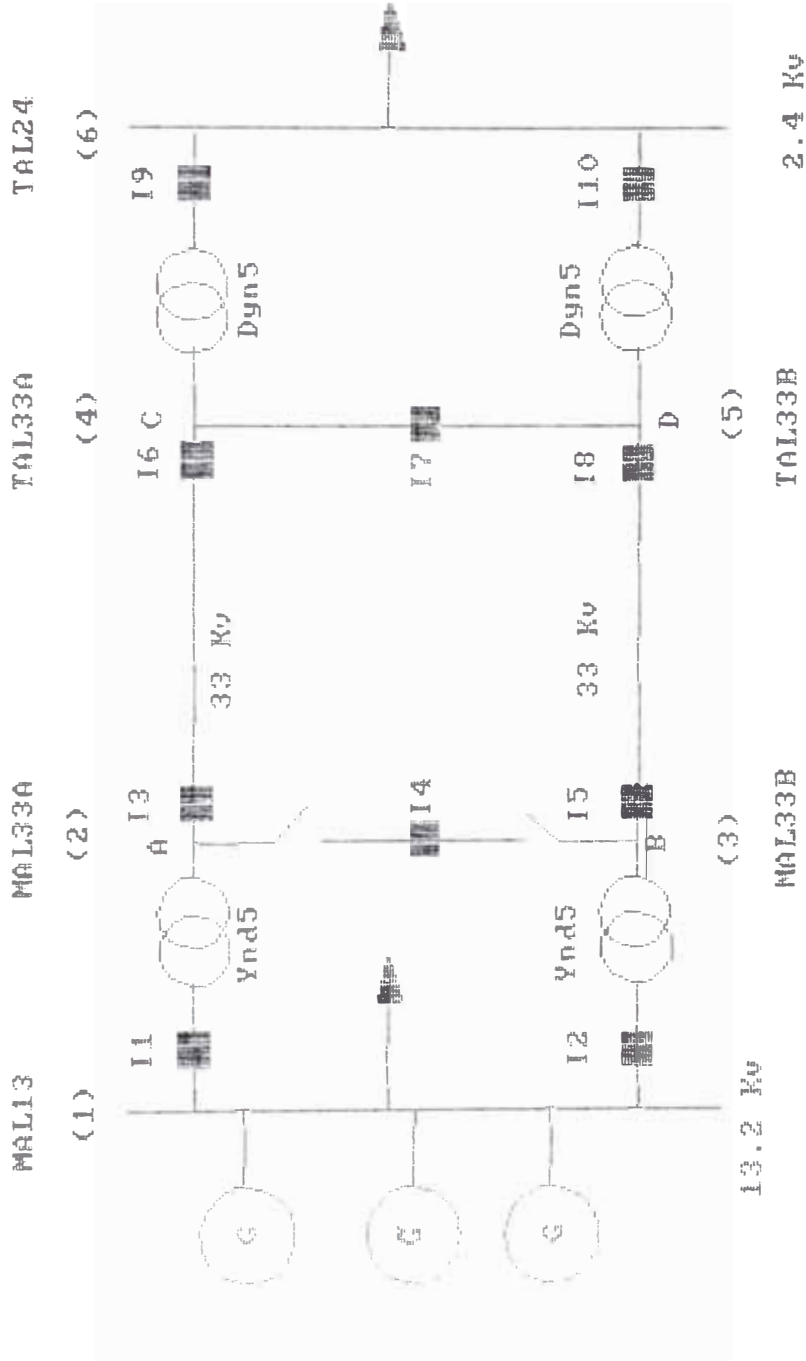
En el diagrama mostrado (figura 10) se puede apreciar que el interruptor de enlace de 33 Kv (I7) ubicado en la subestación Talara se encuentra cerrado. Este esquema operativo se emplea para transferir la carga de un transformador a otro.

2.1.3 Configuración "C"

En el diagrama mostrado (figura 11) se puede apreciar que el interruptor de enlace de 33 Kv (I4) ubicado en la subestación Malacas se encuentra cerrado. Este esquema operativo se emplea para transferir la carga de un transformador a otro.

2.1.4 Configuración "D"

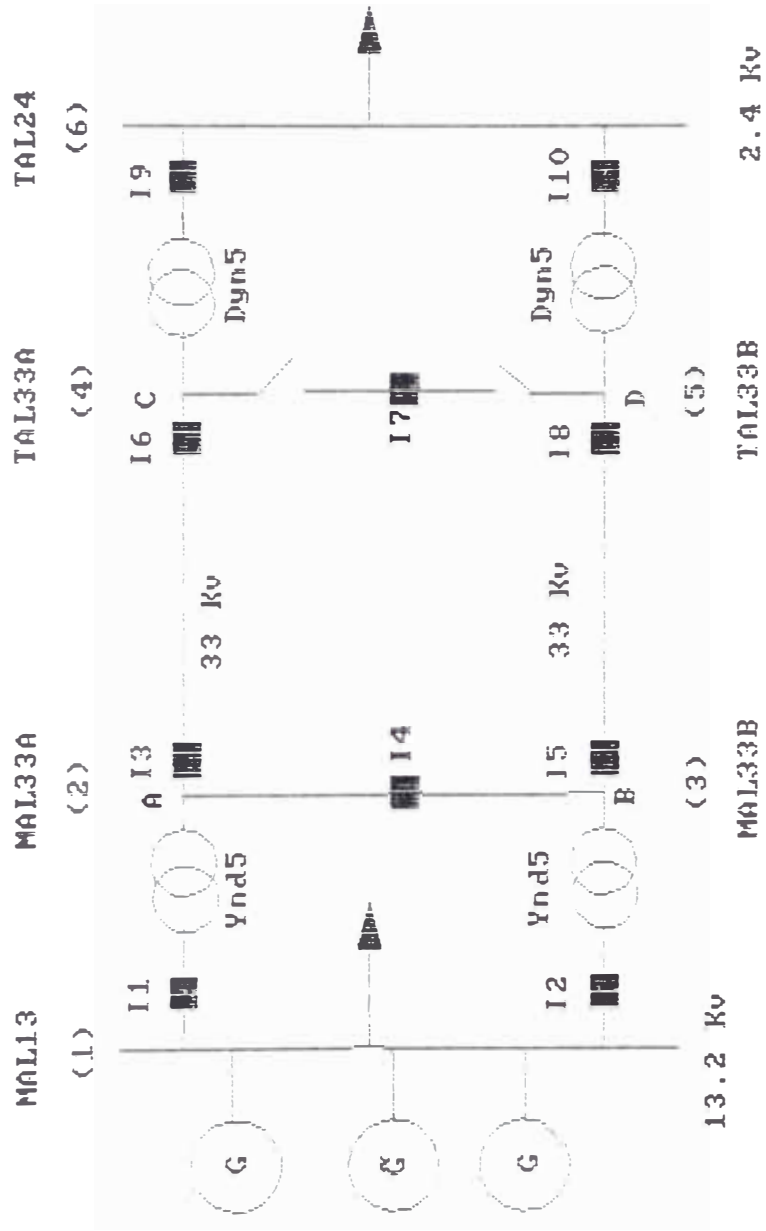
En el diagrama mostrado (figura 12) se puede apreciar que los interruptores de enlace de 33 Kv (I4,I7) ubicados en las subestaciones Malacas y Talara se encuentran cerrados. Este esquema operativo se empleará cuando la carga llegue a su máxima capacidad, con la finalidad de dotar de



SISTEMA MALACAS-TALARA
 CONFIGURACION "B"

DOS TERNAS EMPARALELO EN S.E. TALARA 33 Y 2.4 KV

FIGURA 10



SISTEMA MALACAS-TALARA

CONFIGURACION "C"

DOS TERNAS EN PARALELO EN MALACAS EN 33 KV

FIGURA 11

mayor confiabilidad el suministro eléctrico al área industrial de Talara, así mismo, este esquema operativo permitirá ejecutar el mantenimiento de una de las redes sin tener que interrumpir el suministro eléctrico.

2.2 Problemas operativos

En las diversas configuraciones de la red se presentan problemas al sistema de protección actual por lo que es necesario estudiar cada caso

2.2.1 Configuración "A"

El accionamiento del sistema de protección es selectivo para fallas que ocurran en las líneas o en las subestaciones. Sin embargo, este esquema presenta limitaciones operativas cuando la demanda de la carga se incrementa y sea necesario emplear la capacidad de los dos bancos de transformadores, en estas circunstancias la salida de una línea aérea causará la sobrecarga del otro transformador originando la salida de servicio de todo el sistema.

2.2.2 Configuración "B"

Esta configuración presenta la desventaja de que en fallas que ocurran en el tramo CD automáticamente las dos líneas saldrán de servicio al accionar los relés de sobrecorriente ubicados en la Central Eléctrica Malacas al sensor corrientes de igual magnitud.

2.2.3 Configuración "C"

Esta configuración presenta la desventaja de que en fallas que ocurran en los tramos AB, CD, AC, BC, AE, BF, automáticamente las dos líneas saldrán de servicio al accionar los relés de sobrecorriente ubicados en la Central Eléctrica Malacas al sensar corrientes de igual magnitud.

2.2.4 Configuración "D"

Esta configuración presenta la desventaja de que para fallas que ocurran en los tramos AB, CD, AC, BC, AE, BF, automáticamente las dos líneas saldrán de servicio al accionar los relés de sobrecorriente ubicados en la Central Eléctrica Malacas al sensar corrientes de igual magnitud.

Como se puede apreciar el sistema de protección actual presenta serias limitaciones para detectar fallas en ciertas configuraciones de la red que no han sido consideradas en el diseño original, pero que en la práctica son utilizadas, en las denominadas zonas muertas. Así mismo la corta extensión de la red contribuye a dificultar la coordinación de los relés restándole selectividad.

Desde 1987 en que fue puesta de servicio este nuevo proyecto se han registrado un total de 10 interrupciones del servicio eléctrico por accionamiento inadecuado del sistema de protección.

A continuación se presenta un cuadro de las fallas ocurridas en la línea de alta tensión.

UBICACION FALLA	CAUSA	TIEMPO DE INTERRUPC	FECHA
Relé Diferenc	mal funcionam.	0.5 hr	21.7.87
Relé Diferenc	mal funcionam.	0.5 hr	23.7.87
Relé Diferenc	mal funcionam.	0.5 hr	30.7.87
Descarga en Aislador	falla aislami.	1.0 hr	29.8.87
Descarga en Aislador	falla aislami.	1.0 hr	18.9.87
Descarga en Aislador	falla aislami.	1.0 hr	8.11.87
Terminal cabl Monofásico	falla aislami.	1.0 hr	9.02.88
Terminal cabl Monofásico	falla aislami.	1.0 hr	17.4.88

Los costos por pérdida de producción debido a los cortes de corriente por falta de selectividad de los sistemas de protección son altos y afecta a varias plantas industriales como son la planta de Craqueo Catalítico, alambique tubular, cuya pérdidas asciende a 65,000 dólares diarios respectivamente.

Para la planta de Craqueo Catalítico la interrupción del suministro eléctrico por un espacio de más de 15 minutos significa un retraso de 12 horas por cuanto esto implica la salida de varios equipos cuya puesta en servicio es lenta.

CAPITULO III

SOLUCION DEL PROBLEMA

Con la finalidad de mejorar la selectividad del sistema de protección de la red existente se ha procedido a estudiar cada una de las configuraciones que puede optar la red, evaluar cualitativa y analíticamente mediante un estudio de cortocircuito y revisar los tiempos de operación de los relés a fin de seleccionar la mejor alternativa que ayude a mejorar el comportamiento del sistema de protección ante cualquier falla que pudiera ocurrir en la red.

3.1 Planteamiento de alternativas

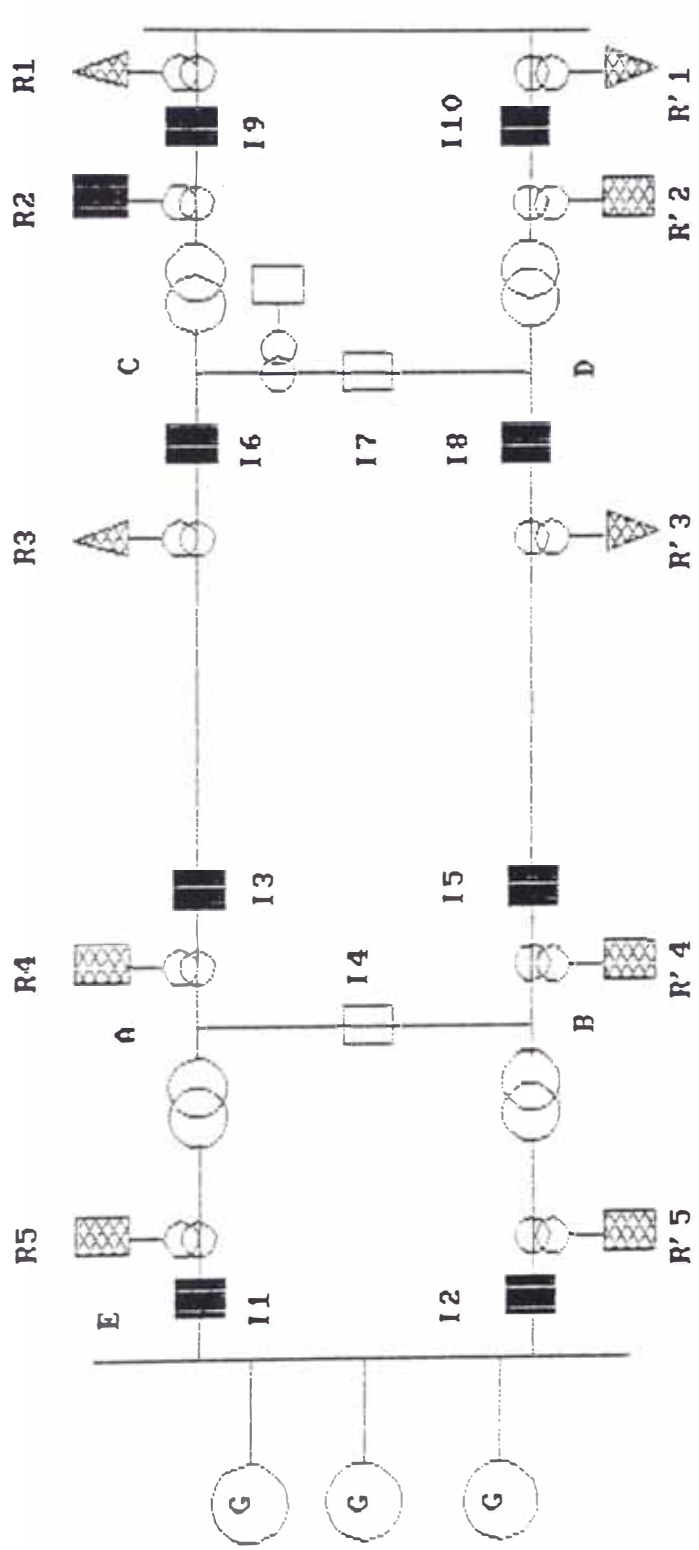
De acuerdo a lo observado en el capítulo 2 donde se plantearon las diversas configuraciones de la red se puede establecer las siguientes 3 alternativas tendientes a mejorar las deficiencias que presenta el actual sistema de protección para lo cual se tendrá que añadir relés a los existentes.

En la figura 13 se muestra el diagrama unifilar de la red con el equipamiento actual del sistema de protección.

3.1.1 Alternativa I:

Con relés de sobrecorriente

Como se ha visto en el capítulo anterior en las configuraciones operativas "B", "C" y "D", de



RELE DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE EXISTENTE

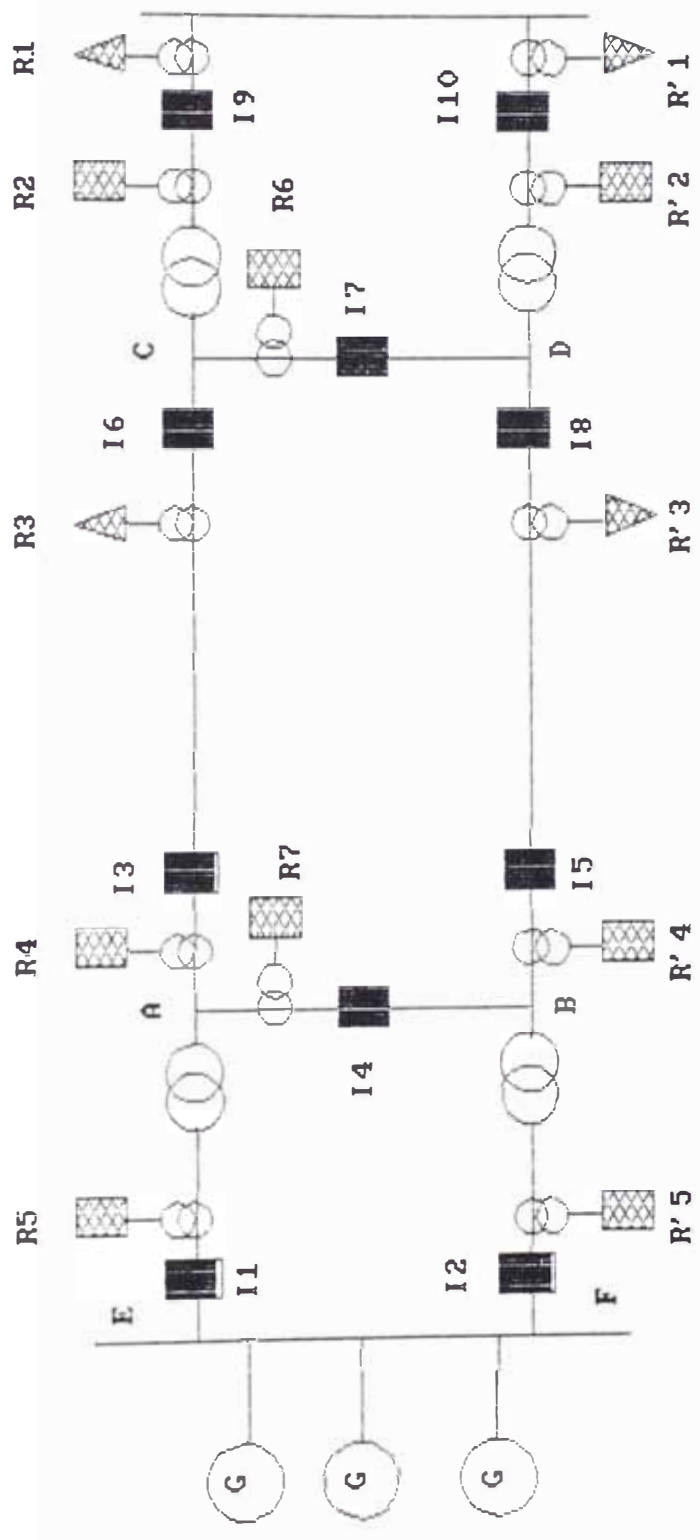
RELE DE SOBRECORRIENTE EXISTENTE



FIGURA 13

ocurrir falla en los tramos AB, CD, saldrían de servicio ambas redes ya que no existe un relé que pueda discriminar la falla antes de que actúen los relés de sobrecorriente de la línea en la C.E. Malacas. Con la finalidad de superar esta deficiencia es conveniente instalar relés de sobrecorriente en la barra de enlace, en la subestación Talara como en la C.E. Malacas, tal como se aprecia en las figuras No 14 y 14A.

Para este arreglo es necesario adquirir seis relés de sobrecorriente del tipo ICM Brown-Boveri equipados con unidades instantáneas, similares a los instalados en las redes, así mismo se requieren de cuatro transformadores de corriente de 350/5 amperios para un nivel de voltaje de 46 Kv. Estos relés accionarían los interruptores de enlace (I4, I7), por lo que deben estar calibrados sus instantáneos para actuar en un tiempo mucho menor que el de los relés de sobrecorriente de línea (R4, R'4, R5, R'5), que protegen la red existente. Al aperturarse los interruptores de enlace, la falla es aislada hacia la línea en donde ocurre el disturbio por lo que le da opción al sistema de protección de actuar selectivamente aislado la red fallada sin interrumpir la otra red.



RELE DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE

RELE DE SOBRECORRIENTE



FIGURA 14

DETALLE DE CONEXION DE LOS RELES DE S. C. R6, R7

ALTERNATIVA I

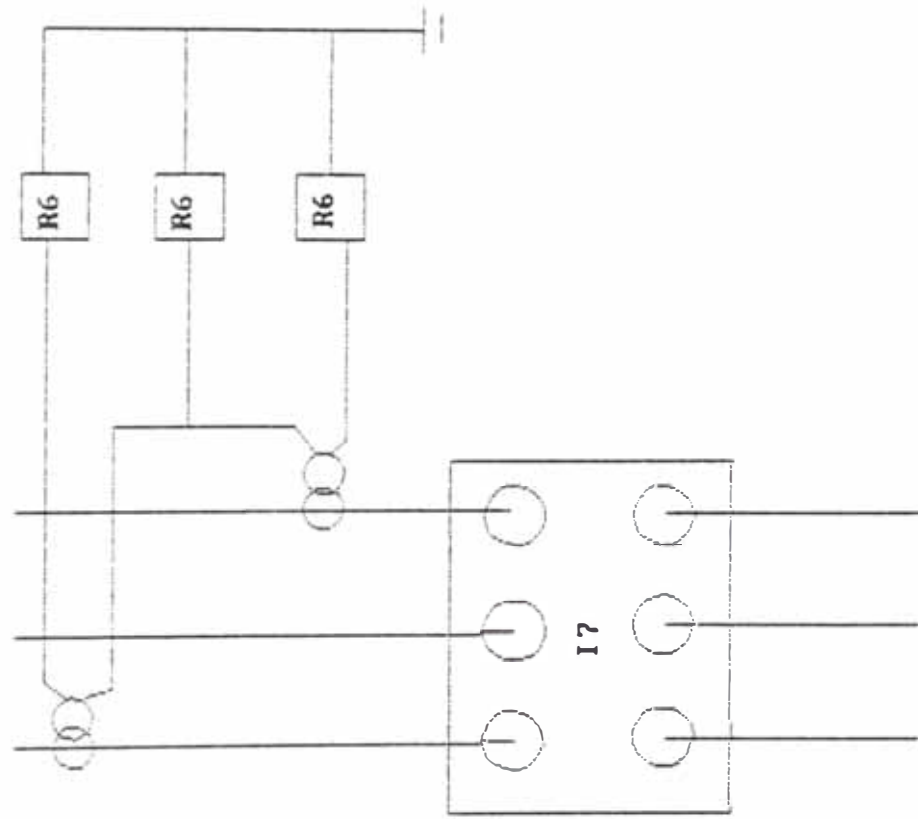


FIGURA 1.4A

3.1.2 Alternativa II:

Con relés direccionales

Estudiando las diversas configuraciones operativas del sistema se puede apreciar que la ubicación más adecuada para estos relés está en la C.E Malacas, dado que para fallas que ocurran en los tramos AE y BF, la corriente de falla tendrá contribución de las dos líneas por lo que se necesita de un dispositivo que detecte el sentido del flujo de la corriente y apertura los interruptores de enlace y los de línea (I1,I3,I4), estos relés deben operar en un tiempo menor que los relés de sobrecorriente ubicados en el lado de 13.2 Kv (C.E.Malacas). Con la finalidad de evitar la apertura simultánea de las dos líneas.

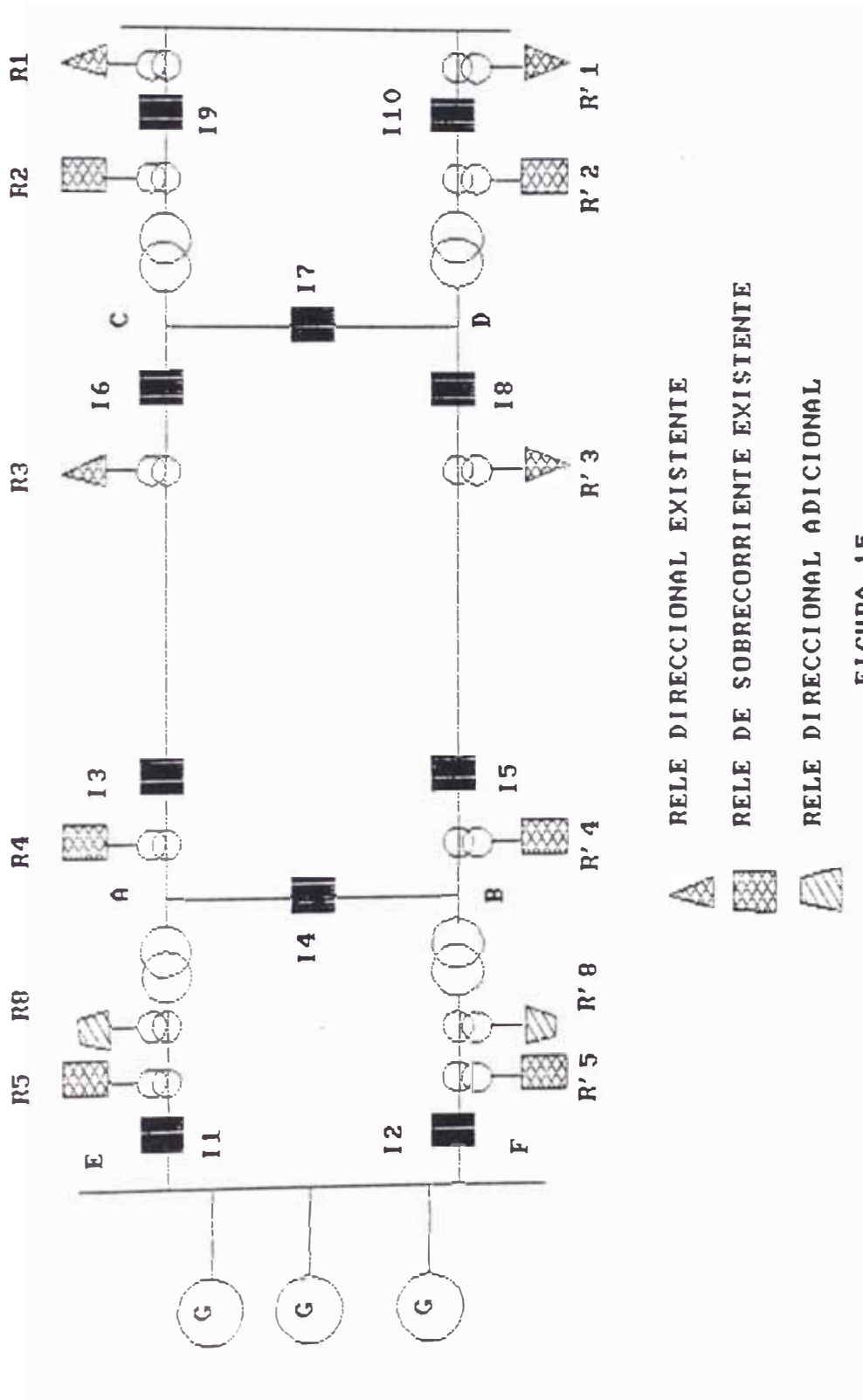
Para las fallas en otros sectores tal como los tramos AC.BD, el sistema de protección actúa selectivamente.

Para este arreglo se requiere de los siguientes equipos:

Seis relés direccionales de sobrecorriente del tipo.

Seis transformadores de corriente de 350/5 amp. para 46 Kv, sin embargo hay la posibilidad de usar los transformadores de corriente de los relés R5 y R'5.

Ver figuras N° 15 y 15A.



- ▲ RELE DIRECCIONAL EXISTENTE
- ▨ RELE DE SOBRECORRIENTE EXISTENTE
- ▧ RELE DIRECCIONAL ADICIONAL

FIGURA 15

3.1.3 Alternativa III:

Con relés de sobrecorriente y direccionales

Esta alternativa es una combinación de los dos casos anteriores, es decir consiste en equipar la red existente con nuevos relés de sobrecorriente y direccionales con lo cual estaríamos logrando una mayor selectividad en el sistema de protección y evitando salidas simultáneas de las líneas por fallas que ocurran dentro de sistema. Esto se lograría con un alto costo de inversión.

Para este arreglo se requiere de los siguientes equipos:

Seis relés de sobrecorriente.

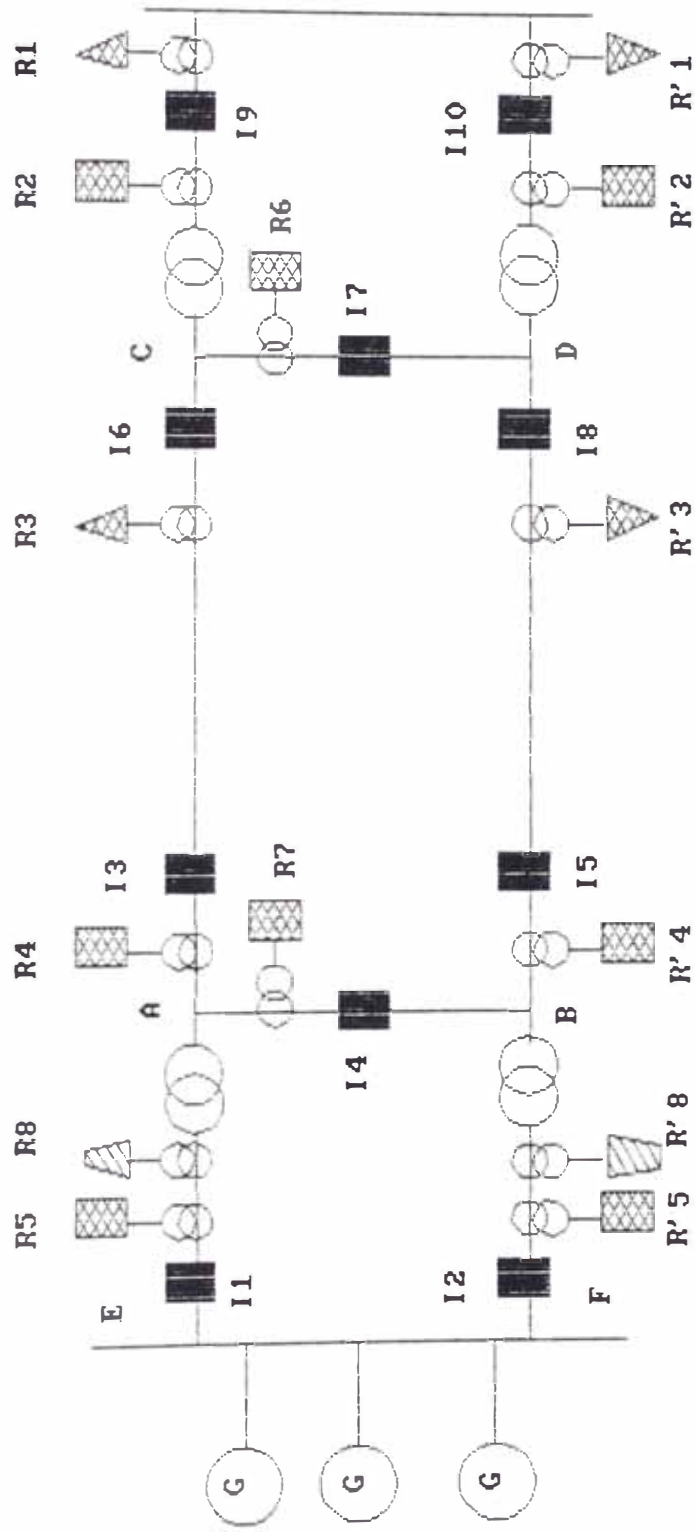
Seis relés direccionales de sobrecorriente.

Diez transformadores de corriente de 350/5 amp. para 46 Kv que estarán ubicados en los ramales de enlace AB y CD, similar al caso anterior se pueden aprovechar los transformadores de corriente de los relés R5 y R'5.

Ver figura No 16.

3.2 Análisis de cortocircuito

En este acápite se efectuará un análisis de las configuraciones mostradas en el punto 3.1, bajo falla para lo cual se definirá los parámetros de los componentes de la red como son: impedancias, potencias, niveles de voltaje.



RELE DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE

RELE DE SOBRECORRIENTE

RELE DIRECCIONAL ADICIONAL



FIGURA 16

Para realizar este análisis de las configuraciones de las redes en mención se usara un programa digital con el que se simulará fallas en las barras que se indicaron.

INFORMACION DEL PROGRAMA CF

El programa de cálculo de fallas (CF) es una poderosa herramienta de análisis de fallas en sistemas eléctricos trifásicos, con fines de planeamiento y protección.

El programa CF permite realizar cálculos sobre los siguientes tipos de fallas:

- (a) Cortocircuito trifásico
- (b) Cortocircuito entre dos fases
- (c) Cortocircuito entre dos fases y tierra
- (d) Cortocircuito entre una fase y tierra
- (e) Apertura de un conductor
- (f) Apertura de dos conductores

El programa CF aparte de calcular la corriente de falla, ofrece al usuario como información opcional las impedancias Thevenin equivalentes en el punto de falla, los voltajes postfalla en todas las barras de la red, las corrientes postfalla en todas las ramas de la red y las corrientes entregadas por los generadores.

Para el cálculo de los voltajes y corrientes de falla se usa el teorema de Thevenin que determina los cambios que ocurren en una red lineal

En el anexo 1 se adjunta la literatura sobre la metodología, implementación, limitaciones y ejecución de este programa.

3.2.1 Parámetros del sistema eléctrico

A continuación, se muestran las impedancias del sistema eléctrico que constituyen datos del sistema.

GENERADORES

Potencia	24.188 Mva
F.P	0.8
Reactancia Transitoria	23.5%
Eje Directo (X')	
Reactancia Subtransitoria	13.2%
Eje Directo (X')	
Reactancia Secuencia	8%
Cero (Xo)	
Resistencia de Puesta a tierra	72.2 Ohm en 13.2 Kva (Rt)
Conexión	Estrella con neutro a tierra con de resistencia
Número de Generadores	3 unidades
Voltaje	13,200 volt

TRANSFORMADORES

(1) Subestación Malacas

Potencia	12.5 Mva
Alta Tensión	33 Kv
Baja Tensión	13.2 Kv
Tcc	8 %
Conexión	Ynd5 neutro sólidamente puesto a tierra
Cantidad	2 Unidades
Tap	33 +/- (2.5 %)

(2) Subestación Talara

Potencia	12.5 Mva
Alta Tensión	33 Kv
Baja Tensión	2.4 Kv
Tcc	7.4 %
Conexión	Dyn5 neutro sólidamente puesto a tierra
Cantidad	2 Unidades
Tap	33 +/- (2.5 %)

LINEAS

(1) Línea 1

Longitud	5.6 Km
----------	--------

Conductor	3/0 A.W.G. cobre temple semiduro 19 hilos
Resistencia	1.317 Ohm
Reactancia	3.27 Ohm
Reactancia de secuencia cero	8 Ohm
(2) Línea 2	
Longitud	5.48 Km
Conductor	cobre, temple semiduro, 19 hilos, 3/0 AWG.
Resistencia	1.298 Ohm
Reactancia	3.2002 Ohm
Reactancia de secuencia cero	8 Ohm

BASES PARA EL CALCULO EN VALORES POR UNIDAD

El programa digital a emplearse requiere de ser "alimentado" con valores por unidad de las impedancias con que cuenta el sistema.

Así mismo, hay que definir el número de barras a usarse en el sistema y los taps en que trabajaran los transformadores. Este programa trabaja asumiendo una potencia base de 100 Mva, con lo cual se define las bases del cálculo para hallar los valores p.u de las impedancias para lo

cual se emplearán las siguientes relaciones matemáticas:

$$Z_n = Z_v (K_{Vv}/K_{Vb})^2 (N_b/N_v)$$

$$Z_b = (k_{Vb}) / N_b$$

DEFINICION DE LAS BARRAS DEL SISTEMA

De acuerdo a la figura se selecciona las barras con los siguientes nombres:

Barra 1: MAL13 Barra de generación referencia y con carga

Barra 2: MAL33A Barra PQ sin carga.

Barra 3: MAL33B Barra PQ sin carga.

Barra 4: TAL33A Barra PQ sin carga

Barra 5: TAL33B Barra PQ sin carga

Barra 6: TAL24 Barra con carga: 4.13 Mw,
3.45 Mvar.

DETERMINACION DE LAS LINEAS

MAL33A - TAL33A

MAL33B - TAL33B

DETERMINACION DE LOS TRANSFORMADORES

MAL13 - MAL33A

MAL13 - MAL33B

TAL33A - TAL24

TAL33B - TAL24

Con esta información se alimenta al programa llamado CF, el cual se encarga de calcular las corrientes de falla en todas las barras existentes en el sistema.

RESULTADOS DE LOS CALCULOS

Los resultados del programa se presentan resumidos en valores por unidad y por configuraciones de la red en los cuadros 4,5 y 6.

El criterio para seleccionar la falla mas desfavorable que se resulte de los cálculos de cortocircuito se basará en determinar la configuración en la que se presenta mayor dificultad a la protección actual y en ese esquema seleccionar la barra en donde se puede originar la falla mas severa y difícil de ser detectada por el sistema de protección.

Adicionalmente, en el anexo 3 se presenta un cuadro sobre falla monofásica para la condición más desfavorable. En el anexo 4 se presenta una salida de datos del programa CF para el caso de fallas configuración "A".

3.3 Selección de alternativas

A continuación, se hará un análisis de la respuesta de cada una de las alternativa de equipamiento, para las diversas configuraciones que puede tomar la red, con la finalidad de escoger las mejores opciones que permita superar las deficiencias actuales; para lo cual se hará uso de los resultados obtenidos del programa de cortocircuito.

CUADRO 3

COMPARACION DE CORRIENTES DE FALLA P.U. PARA LAS CONFIGURACIONES

CORRIENTE DE FALLA P.U					
BARRA : MAL13					
DE	A	CONF."A"	CONF."B"	CONF."C"	CONF."D"
		3.6765	3.6765	3.6765	3.6765
MAL13	MAL33A	0	0	0	0
MAL13	MAL33B	0	0	0	0
MAL33A	TAL33A	0	0	0	0
MAL33B	TAL33B	0	0	0	0
TAL33A	TAL24	0	0	0	0
TAL33B	TAL24	0	0	0	0

CORRIENTES DE FALLA TRIFASICA P.U					
BARRA : MAL33A					
DE	A	CONF."A"	CONF."B"	CONF."C"	CONF."D"
		1.1068	1.2713	1.4852	1.4881
MAL13	MAL33A	0.8682	0.8064	0.7353	0.7440
MAL13	MAL33B	0.2363	0.4565	0.7352	0.7440
MAL33A	TAL33A	0.2363	0.4610	0.0000	0.0000
MAL33B	TAL33B	0.2363	0.4610	0.0000	0.0000
TAL33A	TAL24	0.2363	0.0000	0.0000	0.0000
TAL33B	TAL24	0.2363	0.0000	0.0000	0.0000

CUADRO 4

COMPARACION DE CORRIENTES DE FALLA P.U. PARA LAS CONFIGURACIONES

CORRIENTE DE FALLA TRIFASICA P.U.					
BARRA : MAL33B					
DE	A	CONF."A"	CONF."B"	CONF."C"	CONF."D"
		1.1068	1.2713	1.4852	1.4881
MAL13	MAL33A	0.2363	0.5465	0.7353	0.7440
MAL13	MAL33B	0.8682	0.8864	0.7352	0.7440
MAL33A	TAL33A	0.2363	0.4610	0.8000	0.8000
MAL33B	TAL33B	0.2363	0.4610	0.8000	0.8000
TAL33A	TAL24	0.2363	0.8000	0.8000	0.8000
TAL33B	TAL24	0.2363	0.8000	0.8000	0.8000

CORRIENTE DE FALLA TRIFASICA P.U.					
BARRA : TAL33A					
DE	A	CONF."A"	CONF."B"	CONF."C"	CONF."D"
		0.9494	1.2118	1.0627	1.2160
MAL13	MAL33A	0.6681	0.5979	0.5290	0.6880
MAL13	MAL33B	0.2883	0.6818	0.5261	0.6880
MAL33A	TAL33A	0.6667	0.6839	0.9872	0.6811
MAL33B	TAL33B	0.2831	0.6879	0.1623	0.6149
TAL33A	TAL24	0.2831	0.8000	0.1623	0.8000
TAL33B	TAL24	0.2831	0.8000	0.1623	0.8000

CUADRO 5

COMPARACION DE CORRIENTES DE FALLA P.U. PARA LAS CONFIGURACIONES

CORRIENTE DE FALLA TRIFASICA P.U.					
BARRA : TAL33B					
DE	A	CONF."A"	CONF."B"	CONF."C"	CONF."D"
		0.9521	1.2118	1.0606	1.2160
MAL13	MAL33A	0.2793	0.2793	0.5290	0.6000
MAL13	MAL33B	0.6637	0.6637	0.5290	0.6000
MAL33A	TAL33A	0.2821	0.2821	0.1595	0.6011
MAL33B	TAL33B	0.6704	0.6704	0.9159	0.6149
TAL33A	TAL24	0.2821	0.2821	0.1595	0.0000
TAL33B	TAL24	0.2821	0.2821	0.1595	0.0000

CORRIENTE DE FALLA TRIFASICA P.U.					
BARRA : TAL24					
DE	A	CONF."A"	CONF."B"	CONF."C"	CONF."D"
		0.8377	0.8377	0.8377	0.8391
MAL13	MAL33A	0.4098	0.4092	0.4106	0.4196
MAL13	MAL33B	0.4114	0.4119	0.4106	0.4196
MAL33A	TAL33A	0.4139	0.4133	0.4133	0.4148
MAL33B	TAL33B	0.4155	0.4160	0.4161	0.4243
TAL33A	TAL24	0.4139	0.4147	0.4133	0.4196
TAL33B	TAL24	0.4155	0.4147	0.4161	0.4196

Un resumen de los accionamientos de los relés para cada una de las alternativas se presentan en los cuadros 6,7,8,9 para falla en Malacas en 33 kV y en el tramo de salida de la barra 132 KWG, la barra de 33 kV, en Talara en 33 kV y 2.4 kV.

3.3.1 Primera alternativa

EQUIPAMIENTO CON RELES DE SOBRECORRIENTE

En esta alternativa se analizará la respuesta de este equipamiento tomando en cuenta las configuraciones que puede tomar la red.

FALLA EN BARRA 2 S.E. MALACAS 33 KV

CONFIGURACION "A" (FIG.17):

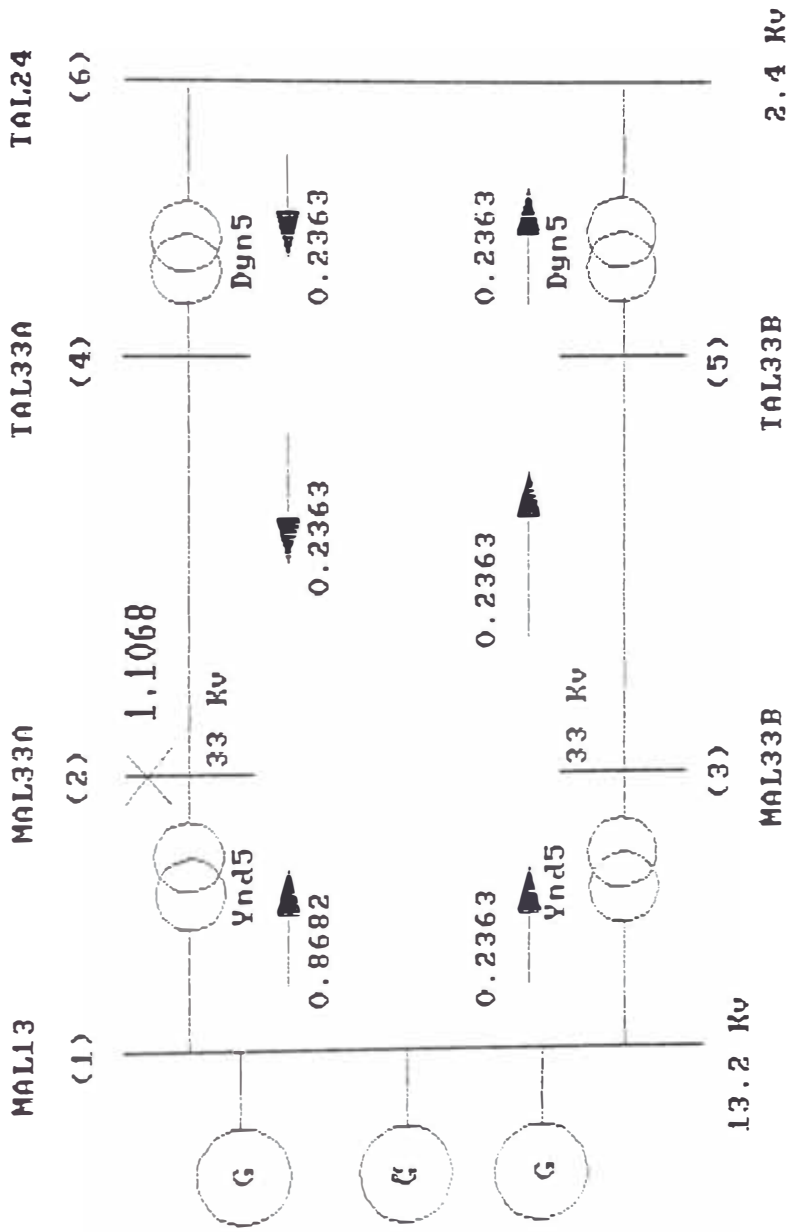
Del análisis de los datos del programa de cortocircuito se observa que una falla en la S.E. Malacas demanda una acción inmediata de los relés de sobrecorriente R5 y el relé direccional R3 (fig. 13), aislando la línea fallada, sin interrumpir el suministro de energía a la Zona Industrial (Z.I.)

CONFIGURACION "B" (FIG. 18):

En este caso accionan los relés: de sobrecorriente R5 y el direccional R3 (fig.14), aislando el circuito fallado, sin interrumpir el suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "C" (FIG.19):

En este caso accionan los relés: de sobrecorriente R7, R5 y el direccional R3 (fig.



SISTEMA MALACAS-TALARA
 CURTOCIRCUITO
 CONFIGUR. "A"

FIGURA 17

14), sacando de servicio el circuito fallado, no hay interrupción del suministro de energía a la Z.I

CONFIGURACION "D" (FIG.20):

En este caso accionan los relés: de sobrecorriente R7, R5 y el direccional R3 (fig.14), sacando de servicio el circuito fallado, no hay interrupción del suministro de energía a la Z.I.

FALLA EN BARRA 4 S.E. TALARA 33KV.

CONFIGURACION "A" (FIG.21):

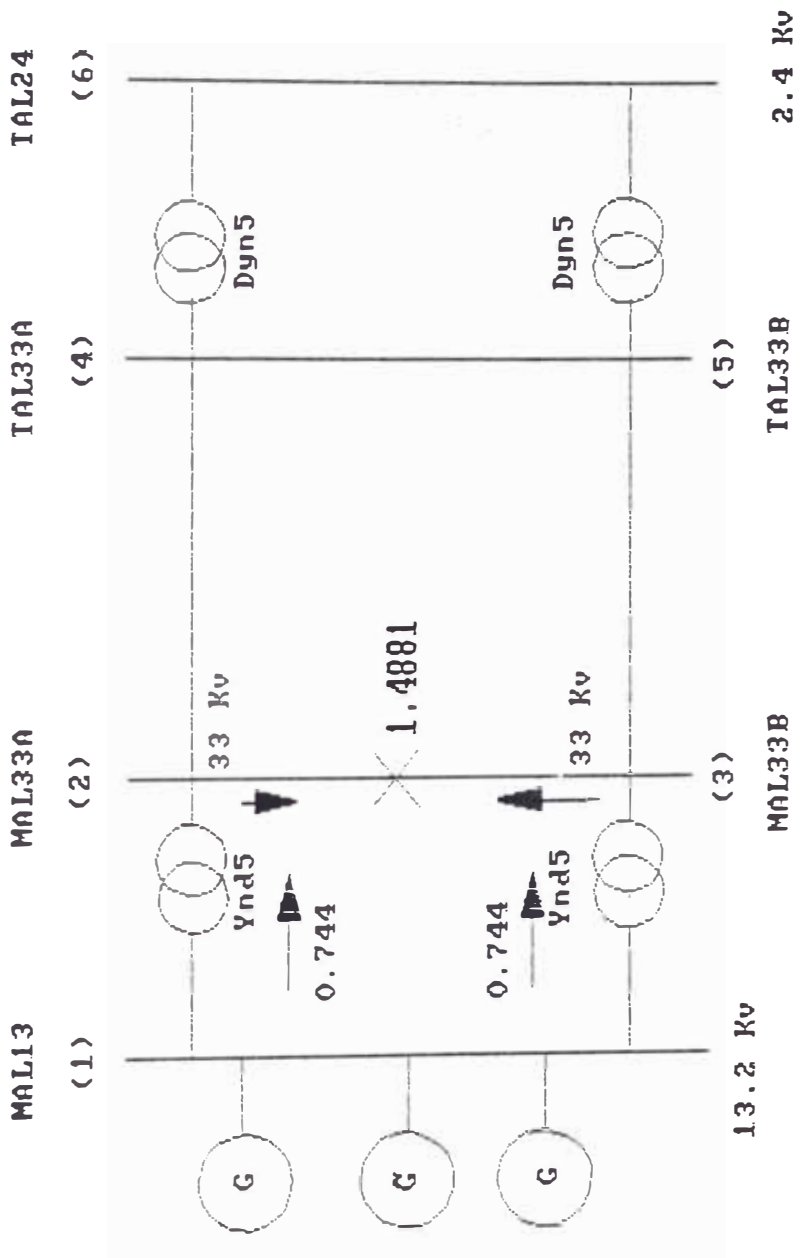
En este caso accionan los relés de sobrecorriente, R4 y el relé direccional R1 (fig.14), sacando de servicio el circuito fallado, sin interrumpir el suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "B" (FIG. 22):

En este caso accionan los relés: de sobrecorriente R6, R4 direccional R1 (fig.14), aislando el circuito fallado, sin interrumpir el suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "C" (FIG. 23):

En este caso accionan los relés: de sobrecorriente R7 y R4, el direccional R1 (fig.14), aislando el circuito fallado, sin interrumpir el suministro de energía a la Z.I.



SISTEMA MALACAS-TALARA

CORTOCIRCUITO

CONFIGUR. "D"

FIGURA 20

CONFIGURACION "D" (FIG. 24):

En este caso accionan los relés: de sobrecorriente R6, el direccional R1 y el R4 (fig.14), aislando el circuito fallado, sin interrumpir el suministro de energía a la Z.I.

FALLA EN BARRA 6 S.E. TALARA 2.4 KV

CONFIGURACION "A" (FIG.25):

En este caso accionan los relés de sobrecorriente R2 y R'2 (fig.14) sacando de servicio a los dos circuitos cortando el suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "B" (FIG.26):

Para este caso accionan los relés: de sobrecorriente R2 y R'2 (fig. 16), sacando de servicio a los dos circuitos e interrumpiendo totalmente el suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "C" (FIG. 27):

Similar a los casos anteriores.

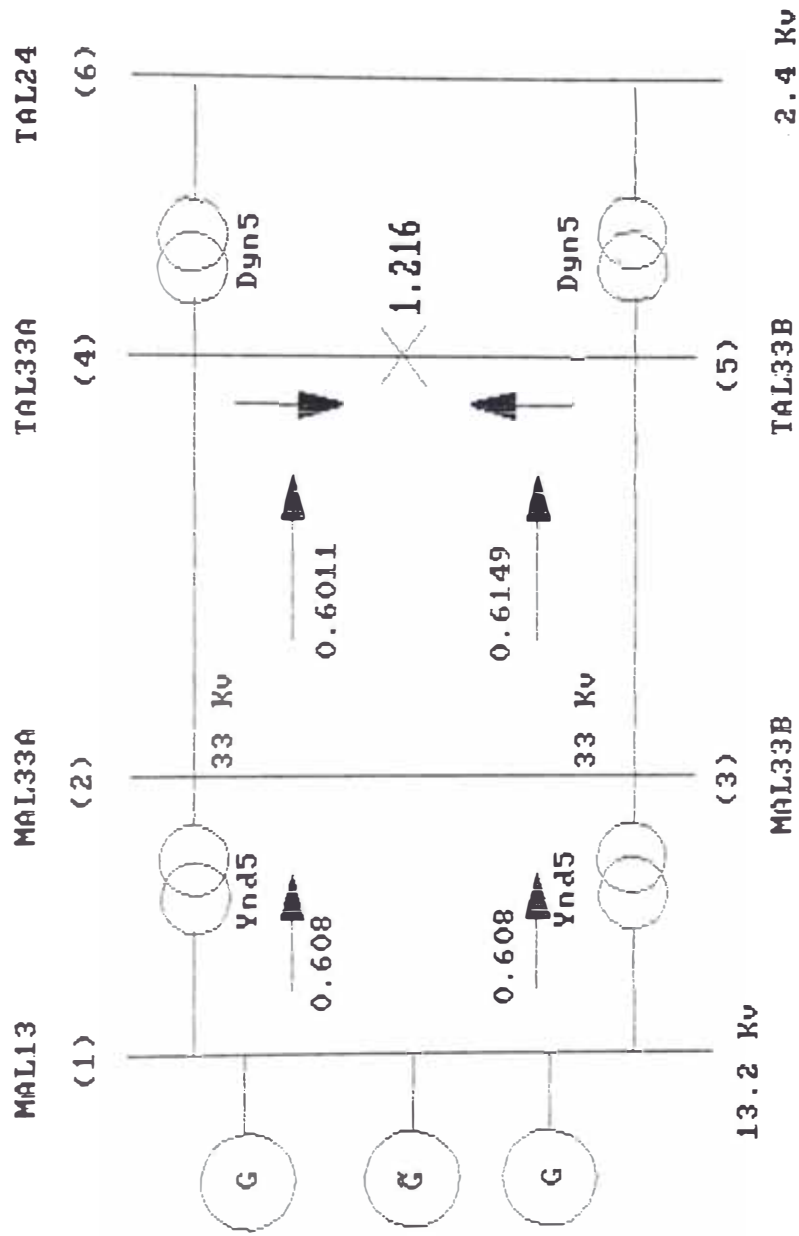
CONFIGURACION "D" (FIG.28):

Similar a los casos anteriores.

FALLA EN TRAMO BARRA 1 BARRA 2 S.E MALACAS 13.2 KV.

CONFIGURACION "A" (FIG.29):

Para una falla en este tramo en esta configuración, acciona el relé de sobrecorriente R5 y el direccional R3, sacando de servicio el



SISTEMA MALACAS-TALARA

CORTOCIRCUITO

CONFIGUR. "D"

FIGURA 24

circuito fallado, sin interrupción del suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "B" (FIG. 30):

Para una falla en este tramo, accionan los relés: de sobrecorriente R5 y el direccional R3, sacando de servicio el circuito fallado, sin interrupción del suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "C" (FIG. 31):

Para una falla en este tramo, accionan los relés: de sobrecorriente R7 , R5 y el direccional R3, sacando de servicio el circuito fallado, sin interrupción del suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "D" (FIG. 32)

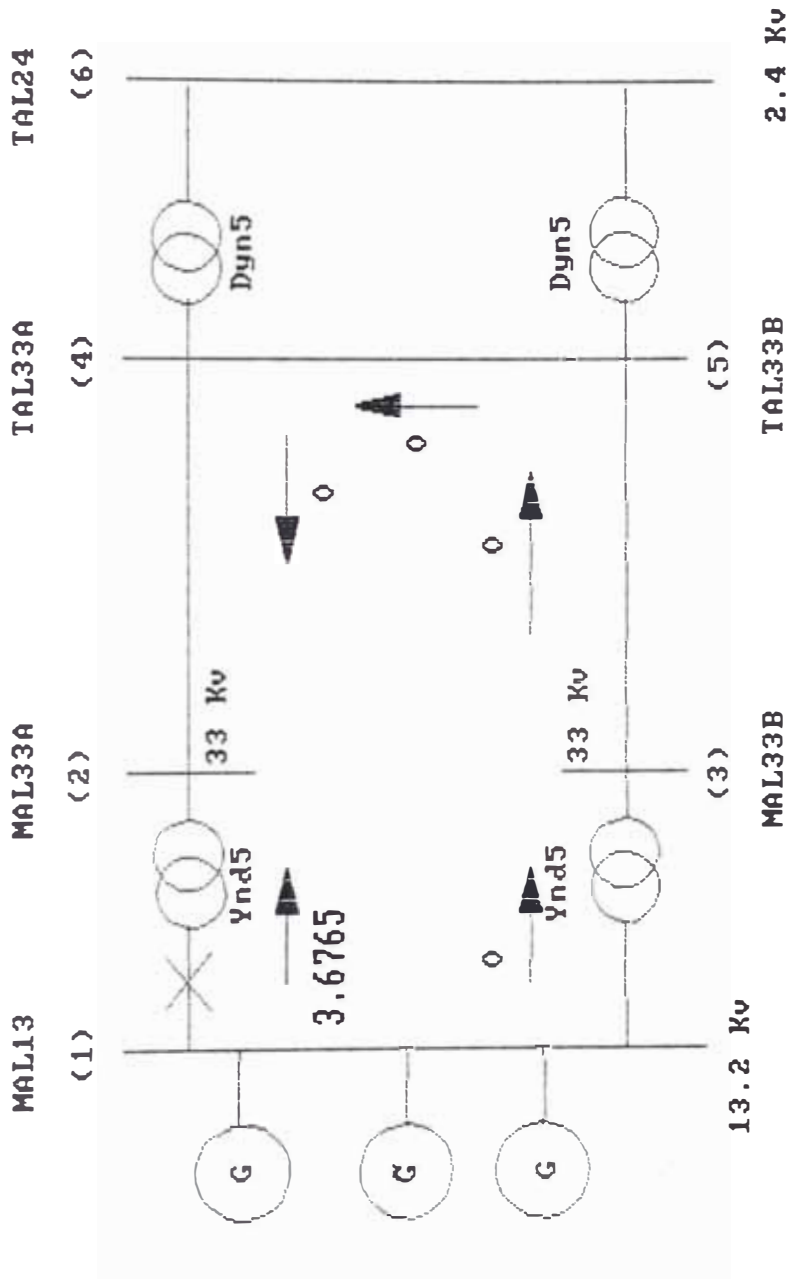
Para una falla en este tramo, accionan los relés: de sobrecorriente R7, R5 y el direccional R3, sacando de servicio el circuito fallado, sin interrupción del suministro de energía a la Z.I.

De los 16 casos analizados se observa que este equipamiento sólo responde satisfactoriamente a 12 casos (75%), y en 4 de estos (25%) no puede eliminar las fallas selectivamente.

3.3.2 Segunda alternativa

EQUIPAMIENTO CON RELES DIRECCIONALES

Se analizará las mismas configuraciones mostradas para el caso anterior.



SISTEMA MALACAS-TALARA
 CORTOCIRCUITO
 CONFIGUR. "B"
 FIGURA 30

FALLA EN BARRA 2 S.E. MALACAS 33 KV

CONFIGURACION "A" (FIG.17):

En este caso accionan los relés: de sobrecorriente R5 y el relé direccional R3 (fig. 15), aislando la línea fallada sin interrumpir el suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "B" (FIG. 18):

En este caso accionan los relés: de sobrecorriente R5 y el direccional R3 (fig. 15), aislando el circuito fallado, sin interrumpir el suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "C" (FIG.19):

En este caso accionan los relés: de sobrecorriente R5 y R'5 (fig. 15), sacando de servicio los dos circuito, con interrupción total del suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "D" (FIG.20):

En este caso accionan los relés: de sobrecorriente R5 y R'5 (fig. 15), sacando de servicio los dos circuito, con interrupción total del suministro de energía a la Z.I.

FALLA EN BARRA 4 S.E. TALARA 33KV.

CONFIGURACION "A" (FIG.21):

En este caso accionan los relés de sobrecorriente R4 y el relé direccional R1 (fig.15), sacando de servicio el circuito fallado

sin interrumpir el suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "B" (FIG. 22):

Similar a los casos anteriores.

CONFIGURACION "C" (FIG.23):

En este caso accionan los relés: de sobrecorriente R4, el direccional R1 (fig.15), aislando el circuito fallado, sin interrumpir el suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "D" (FIG.24):

En este caso accionan los relés: de sobrecorriente R4 y R'4 (fig.15), sacando de servicio los dos circuitos, con interrupción total del suministro de energía a la Z.I.

FALLA EN BARRA 6 S.E. TALARA 2.4 KV

CONFIGURACION "A" (FIG.25):

Similar a los casos anteriores.

CONFIGURACION "B" (FIG. 26):

Similar a los casos anteriores.

CONFIGURACION "C" (FIG.27):

Similar a los casos anteriores.

CONFIGURACION "D" (FIG.28):

Similar a los casos anteriores.

FALLA EN TRAMO BARRA 1 BARRA 2 S.E MALACAS 13.2
KV.

CONFIGURACION "A" (FIG.29):

Para este caso accionan el relé de sobrecorriente R5, el direccional R8, (fig. 15), sacando de servicio el circuito fallado, sin interrumpir el suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "B" (FIG. 30):

Para este caso accionan el relé direccional R8, el de sobrecorriente R5 (fig. 15), sacando de servicio el circuito fallado, sin interrumpir el suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "C" (FIG.31):

Para este caso accionan el relé direccional R8, el de sobrecorriente R5 (fig. 15), sacando de servicio el circuito fallado, sin interrumpir el suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "D" (FIG.32):

Para este caso accionan el relé direccional R8, el de sobrecorriente R5 (fig. 15), sacando de servicio el circuito fallado, sin interrumpir el suministro de energía a la Z.I.

De los 16 casos analizados se observa que este equipamiento responde satisfactoriamente a 9 casos (56.25%), y en 7 de estos (43.75%) no puede eliminar las fallas selectivamente.

3.3.3 Tercera alternativa

EQUIPAMIENTO CON RELES DE SOBRECORRIENTE Y DIRECCIONALES

Esta alternativa es una combinación de las dos anteriores. Con la finalidad de sumar las bondades de ambas se efectuará un breve análisis de la respuesta de este equipamiento para las diferentes falla mostradas.

FALLA EN BARRA 2 S.E. MALACAS 33 KV

CONFIGURACION "A" (FIG.17):

Para este caso accionan los relés : de sobrecorriente R5 y el relé direccional R3 (fig. 16), aislando la línea fallada , sin interrumpir el suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "B" (FIG. 18):

En este caso accionan los relés: de sobrecorriente R5 y el direccional R3 (fig. 16),aislando el circuito fallado, sin interrumpir el suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "C" (FIG.19):

En este caso accionan los relés: de sobrecorriente R7, R5 y el direccional R3,(fig. 16),sacando de servicio el circuito fallado, no hay interrupción del suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "D" (FIG.20):

En este caso accionan los relés: de sobrecorriente R7, R5 y el direccional R3, (fig. 16), sacando de servicio el circuito fallado, no hay interrupción del suministro de energía a la Z.I.

FALLA EN BARRA 4 S.E. TALARA 33KV.

CONFIGURACION "A" (FIG.21):

En este caso accionan los relés: de sobrecorriente R4 y el relé direccional R1 (fig. 16), sacando de servicio el circuito fallado sin interrumpir el suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "B" (FIG. 22):

En este caso accionan los relés: de sobrecorriente R6, R4 el relé direccional R1 (fig.16), aislando el circuito fallado, sin interrumpir el suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "C" (FIG.23):

En este caso accionan los relés: de sobrecorriente R7, R4 el relé direccional R1 (fig.16), aislando el circuito fallado, sin interrumpir el suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "D" (FIG.24):

En este caso accionan los relés: de sobrecorriente R6, el direccional R1 y el R4 (fig.16), aislando el circuito fallado, sin interrumpir el suministro de energía a la Z.I.

FALLA EN BARRA 6 S.E. TALARA 2.4 KV

CONFIGURACION "A" (FIG.25):

En este caso accionan los relés de sobrecorriente R2 y R'2 (fig.16) sacando de servicio a los dos circuitos cortando el suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "B" (FIG. 26):

Para este caso accionan los relés de sobrecorriente R2 y R'2 (fig. 16), sacando de servicio a los dos circuitos e interrumpiendo totalmente el suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "C" (FIG.27):

Para este caso accionan los relés de sobrecorriente R2 y R'2 (fig. 16), sacando de servicio a los dos circuitos e interrumpiendo totalmente el suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "D" (FIG.28):

En este caso accionan los relés: de sobrecorriente R6, el direccional R1 y el R4 (fig.16), aislando el circuito fallado, sin interrumpir el suministro de energía a la Z.I.

FALLA EN TRAMO BARRA 1 BARRA 2 S.E MALACAS 13.2 KV.

CONFIGURACION "A" (FIG.29):

Para una falla en este tramo en esta configuración, acciona el relé de sobrecorriente R5 y el direccional R8, sacando de servicio el

circuito fallado, sin interrupción del suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "B" (FIG. 30):

Para una falla en este tramo, accionan los relés: de sobrecorriente R6, R5 y el direccional R8, sacando de servicio el circuito fallado, sin interrupción del suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "C" (FIG.31):

Para una falla en este tramo, accionan los relés: de sobrecorriente R7, R5 y el direccional R8, sacando de servicio el circuito fallado, sin interrupción del suministro de energía a la Z.I.

CONFIGURACION "D" (FIG.32):

Para una falla en este tramo, accionan los relés: de sobrecorriente R7, R5 y el direccional R8, sacando de servicio el circuito fallado, sin interrupción del suministro de energía a la Z.I.

De los 16 casos analizados se observa que este equipamiento responde satisfactoriamente a 12 casos (75%), y en 4 de estos (25%) no puede eliminar las fallas selectivamente.

Como se puede apreciar las alternativas 1 y 3 responden con mayor eficacia que la alternativa 2 por lo que esta queda descartada de ser usada, quedando las otras en igualdad de condiciones por lo que se requiere efectuar una comparación de su

efectividad dentro del sistema; el cual se analiza en el siguiente punto

3.4 Ajuste del equipamiento

En este punto se verá el ajuste de los relés que se adicionan al sistema actual, lo cual consiste en dar a los nuevos relés los ajustes necesarios para que estos respondan selectiva y coordinadamente con los otros relés del sistema.

Para esto se debe realizar los cálculos necesarios en donde se tome como punto de partida los ajustes actuales de los relés existentes (ver cuadro No 10).

De acuerdo a este cuadro mostrado, se procederá a efectuar un cálculo de los tiempos de operación de los relés para el caso de la configuración "D" donde se considerará una falla trifásica en la barra de 2.4 Kv de la Subestación Talara.

La corriente de falla total en este punto es de 20,185 amperios; cada terna contribuye con aproximadamente la mitad de la corriente de falla es decir por la Terna No 1, circula 10.093 amperios.

Los relés del sistema de protección deben eliminar esta falla en el menor tiempo posible para evitar daños en los equipo. Para calcular estos tiempos de operación se sigue la siguiente metodología.

CUADRO 18

AJUSTES DE LOS RELES DEL SISTEMA EXISTENTE

UBICACION	MODELO	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	TAP	DIAL	FIG. No
C.E. MALACAS					
GENERADOR	CO-5	1500/5	5	6	33
CELDA SALIDA 13.2 Kv	IAC52-GEK	400/5	7	5	34
CELDA SALIDA 33 Kv	ICM22-BBC	300/5	4	30%	35
S.E. TALARA					
CELDA LLEGADA 33 Kv	PM2Fi/ISM21-BBC	3000/5	6	0.2	36
CELDA LLEGADA 2.4 Kv	ICM22-BBC	3000/5	5	20%	35
	JBC52-GEK	3000/5	4	1	37

3.4.1 Método para calcular los tiempos de operación del relé

Tomando en cuenta los datos mostrados en el cuadro N°10 procederemos a efectuar los cálculos para encontrar los tiempos de operación de los relés y verificar que los ajustes actuales son correctos.

PRIMERO:

Con los datos obtenidos del programa de cortocircuito se calculará la relación siguiente:

Número veces TAP=(Corriente secundaria)/TAP

Corriente secundaria=(Corriente primaria)/Relac. Transf.

Número veces TAP=(Corriente primaria)/(Relac. transf./TAP)

SEGUNDO:

Con el dato "Número veces TAP" y el valor del DIAL (obtenido del relé), se va a la curva del relé de donde se extrae el valor del tiempo de operación.

Para nuestro caso:

Número veces TAP= 10,093/(3000/5)/5

Número veces TAP= 3.4.

Ajuste del DIAL= 20 %.

Con estos valores entramos a la curva característica del relé (R2,R'2)de donde se

obtiene que el tiempo de operación del relé es de 0.3 seg, (fig. 35).

TERCERO:

La secuencia lógica con que deben actuar los relés de protección para esta falla es la siguiente:

- a.-Deben accionar los relés más cercanos a la falla
- b.-Deben arrancar los demás relés del sistema de acuerdo a su cercanía a la falla.

Para nuestro caso:

- a.-Debe accionar los relés de sobrecorriente R2 y R'2 ubicados en la S.E de Talara en 2.4 Kv.
- b.-deben arrancar el resto de relés del sistema en el siguiente orden:

Los relés de sobrecorriente de línea en el nivel de 33 Kv (R4,R'4).

Los relés de línea en el nivel de 13.2 Kv (R5,R'5)

En última instancia el relé del generador (este último esta ajustado para rangos de corriente muy altos).

Para el relé de sobrecorriente en 33 Kv, (R4,R'4):

No veces TAP = $725 / ((300/5) / 4)$

No veces TAP = 3.02

DIAL: 20%

De la fig.35 el tiempo de operación es :...0.5 seg.

Resumiendo:

Relé de sobrecorriente de 2.4 Kv S.E. Talara (R2,R´2).....0.3 seg.
Relé de sobrecorriente de 33 Kv C.E Malacas (R4,R´4).....0.5 seg.
Relé de sobrecorriente de 13.2 Kv C.E. Malacas (R5,R´5).....1.8.sg.
Relé de sobrecorriente del generador C.E.Malacas no actúa

Como se puede apreciar para esta corriente de falla se observa que la protección actúa selectivamente por lo que se infiere que para las otras fallas este actuando correctamente.

3.4.2 Primera alternativa

ADICIONANDO RELES DE SOBRECORRIENTE

Para nuestro caso interesa saber el ajuste que tiene que darse al relé adicional que se instalará, para mejorar el sistema de protección, para lo cual se necesita conocer la corriente de falla en las barras de enlace del sistema cuando este se encuentra en la configuración "D".

FALLA EN LA BARRA DE ENLACE (4) S.E TALARA

Similar al análisis visto en el punto 3.3; falla trifásica en la barra de enlace en el nivel de tensión de 33 Kv (TAL33A); la secuencia lógica

con que deben actuar los relés de protección para esta falla es la siguiente:

- a. Relé de sobrecorriente adicional que se instalará en la barra de enlace (R6).
- b. Los relés de sobrecorriente del resto del sistema de ambas ternas:

Relé de sobrecorriente en Malacas 33 Kv
(R4,R´4).

Relé de sobrecorriente en Malacas 13.2 KV
(R5,R´5).

Relé de sobrecorriente del generador.

La corriente de falla en esta barra es de 2,126 amperios.

Para esta corriente de falla los relés deben actuar en los siguiente tiempos:

Relé de sobrecorriente de 13.2 Kv

C.E.Malacas.....1.2 seg.

Relé de sobrecorriente de 33 Kv

C.E.Malacas.....0.6 seg.

Por lo que, concluimos que el relé de la barra de enlace debe actuar en un tiempo mucho menor que los 0.6 segundos.

Para efectuar la coordinación de varios relés, que actúan en escalón, los fabricantes de estos equipos (General Electric), recomienda que debe existir entre la tiempos de operación de uno y otro relé una diferencia de 0.25 a 0.40

segundos. Estos tiempos de coordinación incluyen el tiempo de operación de los interruptores, 0.10 segundos de carrera del relé y 0.17 segundos como factor de seguridad. Por ejemplo si el tiempo de apertura del interruptor es de 0.13 segundos (8 ciclos) el tiempo de coordinación deberá ser de 0.40 segundos. Si el relé, es ajustado al nivel de corriente esperado el factor de seguridad puede ser reducido a 0.07 segundos. Entonces si el tiempo de apertura del interruptor es de 0.08 segundos (5 ciclos) se puede considerar un mínimo de 0.25 segundos entre operación de los relés, por lo que debemos considerar que el tiempo de operación del relé R6 es:

$$\text{Tiempo de operación de R6} \leq 0.6 - 0.25 = 0.35 \text{ seg}$$

Con este tiempo predeterminado iremos a la curva característica de operación del relé donde seleccionaremos el Tap y el Dial adecuado.

Para nuestro caso será: Tap= 3, y Dial 10 %. En la figura 38 se muestra la curvas de coordinación entre los relés para este caso.

FALLA EN LA BARRA DE ENLACE (2) C.E MALACAS

Para este caso el procedimiento es similar al anterior por lo que habrá que considerar la falla trifásica en la barra de enlace en la C.E. Malacas en el nivel de 33Kv (MAL33A).

AJUSTE DE RELES
ALTERNATIVA I
FALLA BARRA(4) SE. TALARA

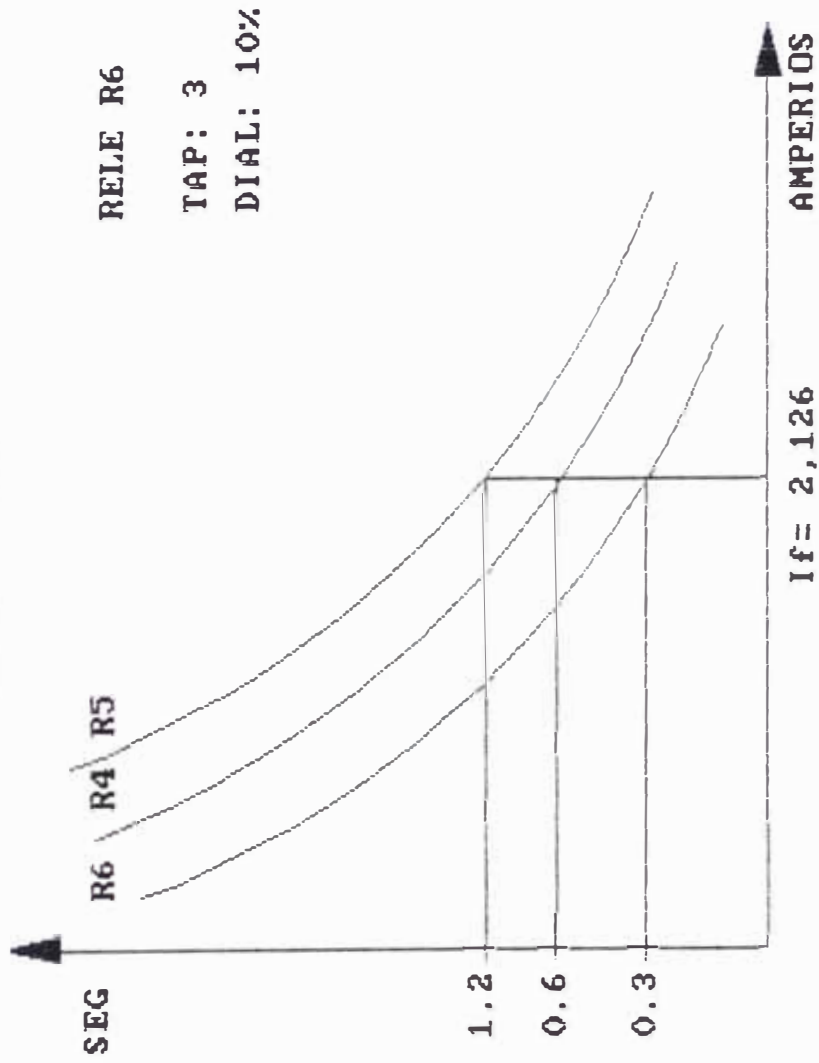


FIGURA 38

La secuencia lógica con que deben actuar los relés de protección para esta falla es la siguiente:

- 1.- Debe actuar el relé adicional que se instalará en la barra de enlace (R7).
- 2.- Debe arrancar el relés del resto del sistema:
Relé de sobrecorriente en Malacas 13.2 Kv
(R5, R'5).

Relé de sobrecorriente del generador.

La corriente de falla obtenida es de 2,602 amperios.

Para esta corriente de falla los relés deben actuar en los siguientes tiempos:

Relé de sobrecorriente de 13.2 Kv
C.E.Malacas.....0.9 seg

Por lo que concluimos que el relé de la barra de enlace debe actuar en un tiempo mucho menor que los 0.9 segundos.

El tiempo de operación de $R7 \leq 0.9 - 0.25$
 $= 0.65$ seg.

Con este tiempo predeterminado iremos a la curva característica de operación del relé donde seleccionaremos el Tap y el Dial adecuado.

Para nuestro caso será: Tap 3, y Dial 10%.

En el cuadro 11 se muestra los ajustes de los relés para esta alternativa.

CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS

RELES DE SOBRECORRIENTE

MARCA :.....Brown-Boveri
TIPO :.....Muy inverso.
MODELO :.....ICM -22.
TAPS :.....1.0, a 4.0
FRECUENCIA:.....60 Hz
UNIDAD INSTANT.:.....2.5-10xI
TIEMP. DE OPERAC.:.....0.03 seg.
CANTIDAD:.....6 Unidades

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

MARCA :.....Balteau
TIPO :.....XL-36.
TENSION NOMINAL :.....36 Kv
CLASE PRECISION :.....1.0
BIL :.....150 Kv
USO :.....Exterior
CANTIDAD:.....4 Unidades

3.4.3 Tercera alternativa

ADICIONANDO RELES DIRECCIONALES Y DE SOBRECORRIENTE

Para el ajuste de la protección de los relés direccionales se considerará solo la falla que pueda ocurrir en el tramo AE,BF, que es el comprendido entre la salida del interruptor de 13.2 Kv y la conexión a la barra de enlace en la subestación Malacas, por lo que para los fines

del caso se considera que la corriente de falla calculada para el caso de falla en la barra de enlace es similar a la calculada en el tramo AE,BF.

La secuencia lógica con que deben actuar los relés de protección para esta falla es la siguiente:

- 1.- Debe actuar el relé direccional adicional que se instalará en el lado de 33 Kv de los Transformadores de potencia ubicados en la subestación Malacas (R7,R'7).
- 2.- Debe arrancar el relé de sobrecorriente R5 y R'5, en el nivel de 13.2 Kv, y en última instancia el relé del generador.

La corriente de falla obtenida es de:

$I_f = 3,906 \text{ Am.}$

Para esta corriente de falla los relés deben actuar en los siguientes tiempos:

Relé de sobrecorriente de 13.2 Kv
C.E. Malacas0.9 seg

Por lo que concluimos que el relé direccional debe ser mucho menor que este tiempo a fin de evitar que salgan de servicio las dos ternas.

De la curva de operación del relé se determina que el ajuste del tap debe ser 4 Amp., dial 0.2 seg.

En el cuadro 12 se muestra los ajustes para la alternativa 3 y en la figura 39 las curvas de coordinación entre los relés.

CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS

RELES DIRECCIONALES

POTENCIA INVERSA

MARCA :.....Brown - Boveri
TIPO :.....Potencia inversa
MODELO :.....PM2Fi45
RANGO :.....1 a 5 A.
VOLTAJE:.....110 V.
CONSUMO:.....25 VA.
PICK UP:.....0.5
FRECUENCIA:.....60 Hz.
CONTACTOS:.....Operados con A.C
4 Amp., 220 Volt.
CANTIDAD :.....6 Unidades.

RELE DE SOBRECORRIENTE

MARCA :.....Brown - Boveri
TIPO :.....Sobrecorriente
MODELO :.....ISM -21
FRECUENCIA:.....60 Hz
MAXIMA CORRIENTE PERMISIBLE:...2xIn
RANGO DE CORRIENTE:.....0.5/1 A.
RANGO DE AJUSTE:.....1-2xIn.
AJUSTE DEL TIEMPO:.....0.2-8 seg.
CONSUMO:.....12 VA.

CANTIDAD :.....6 Unidades.

El transformador de corriente es de similar característica que para el caso anterior.

AJUSTE DE RELES
 ALTERNATIVA III
 FALLA EN BARRA (1) BARRA (2) CE. MALACAS

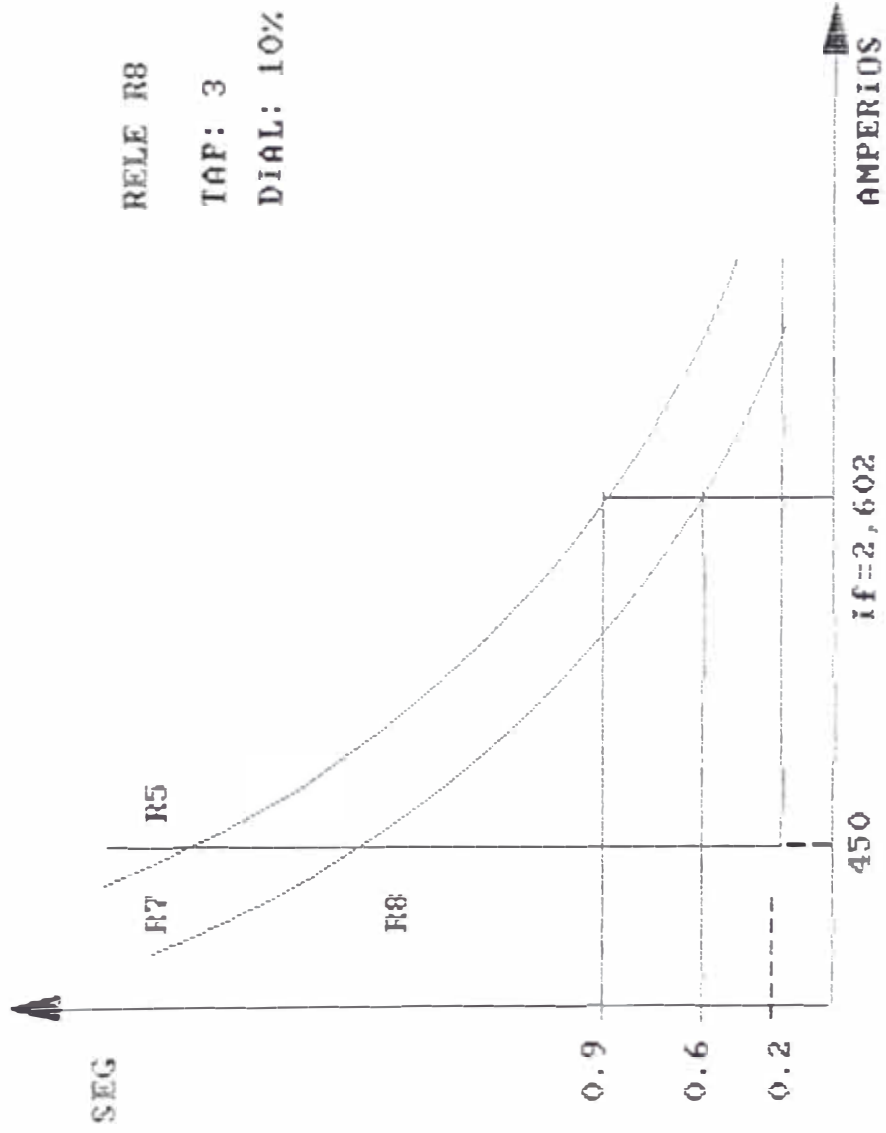


FIGURA 40

CUADRO 12

AJUSTES DE LOS RELES DE LA ALTERNATIVA III

UBICACION	MODELO	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	TAP	DIAL	FIG. No
C.E. MALACAS					
GENERADOR	CO-5	1500/5	5	6	33
CELDA SALIDA 13.2 Kv	IAC52-GEK	400/5	7	5	34
CELDA ENLACE 33 Kv	ICM22-BBC		3	10%	35
	PM2Fi/ISM21-BBC		4	0.2	36
CELDA SALIDA 33 Kv	ICM22-BBC	300/5	4	30%	35
S.E. TALARA					
CELDA LLEGADA 33 Kv	PM2Fi/ISM21-BBC	3000/5	6	0.2	36
CELDA ENLACE 33 Kv	ICM22-BBC	300/5	3	10%	35
CELDA LLEGADA 2.4 Kv	ICM22-BBC	3000/5	5	20%	35
	JBC52-GEK	3000/5	4	1	37

CAPITULO IV EVALUACION ECONOMICA

Con la finalidad de determinar cual de las dos alternativas seleccionadas es al mas rentable se procederá a efectuar una evaluación económica de éstas a fin de elegir la más favorable para la empresa con el mínimo de inversión y que retribuya los mayores beneficios.

Para tal efecto se usarán los criterios que emplea Petróleos del Perú para evaluar sus proyectos de inversión, en los cuales exige una mínima tasa de retorno que permita hacer rentable al proyecto en mención. Entendemos por proyecto, una propuesta específica para destinar recursos a bienes de capital tendientes a aumentar la capacidad o productividad de los medios existentes, con el fin de obtener en el futuro mayores beneficios que los que se obtienen con los actuales recursos empleados.

De acuerdo a las pautas y lineamientos generales que sigue Petróleos del Perú para elaborar y evaluar proyectos de inversión, clasifica a sus proyectos de acuerdo a la envergadura de los estudios a realizar y del monto y riesgo de la inversión a ejecutar, según esto se pueden clasificar en las siguientes categorías:

a) Proyectos de Riesgo Mínimo

Comprende básicamente las inversiones de reposición, destinadas a mantener el nivel operativo de proyectos mayores ya implementados, donde el riesgo es mínimo.

Tal es el caso de reemplazos de equipos o maquinarias cuyo desgaste ha mermado el nivel eficiente de rendimiento que debe tener un conjunto, o de alquiler versus compra de equipos y/o servicios. En esta categoría están la gran mayoría de inversiones corrientes.

b) Proyecto de Riesgo

De las inversiones en nuevos proyectos o ampliaciones de proyectos existentes, que representa una inversión mayor con un determinado riesgo económico.

Tal es el caso de construcción de nuevas Refinerías, Plantas Industriales, Plantas de Ventas, Oleoductos, tecnología, etc.

4.1 Evaluación económica

Existen diversos criterios para evaluar proyectos basados en el análisis del flujo de fondos. La evaluación de proyectos de inversión de la empresa son efectuadas siguiendo criterios del valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR), el período de recuperación de la inversión (Payout), bajo estos criterios se determina la rentabilidad del total de la inversión. La característica

esencial de esta evaluación es que se debe prescindir de los aspectos financieros del proyecto y atender únicamente a los flujos "directos".

4.1.1 Evaluación financiera

Supone un financiamiento de parte de la inversión que determina la rentabilidad de la inversión hecha sólo con recursos propios

En la práctica ambas evaluaciones son necesarias; la económica permite conocer los méritos del proyecto "per se" y la financiera la ganancia neta que tendría al realizarlo.

Para los fines requeridos solo se ejecutará la evaluación económica.

4.1.2 Preparación del flujo de fondos

La tarea básica para la evaluación de inversiones es la estimación del flujo de fondos que genera cada proyecto. El resultado final a que se llegue dependerá del cuidado que se ponga en esa estimación.

La información que se necesita para el flujo de fondo debe ser calculada con un criterio de actividad incremental. Es decir, la diferencia que la implementación del, proyecto provocará en los ingresos y egresos de fondos que normalmente genera la empresa.

En la preparación del flujo se debe tener en cuenta las siguientes reglas:

Usar solamente los cambios en los flujos de efectivo en la empresa que son causados por el proyecto bajo estudio.

Evaluar los flujos antes de impuestos y después de impuestos.

Asegurarse que todos los flujos estén incluidos.

Asegurarse que no se duplique la inversión en el caso de contarse con un financiamiento.

Los flujos de fondos de los proyectos deben ser preparados en dólares constantes a fin de eliminar los problemas de inflación y devaluación.

En el flujo de fondo de un proyecto se distinguen básicamente dos elementos:

4.1.3 La inversión neta inicial

Comprende todas las salidas y entradas de dinero que se efectúen para implementar el proyecto, es decir, antes de que el proyecto entre en operación (período cero).

Para este caso de inversiones corrientes, la inversión neta inicial estará dada por las salidas y entradas siguientes:

- Costo del activo adquirido incluyendo los, derechos de importación.
- Costo de la instalación del activo, si se requiere instalarlo.

- Ingresos por la venta del activo antiguo que se reemplaza.
- Impuestos que se ocasionen por la venta del activo antiguo.

4.1.4 Vida útil del proyecto

Desde el punto de vista económico, la vida útil de un proyecto termina cuando el flujo de fondos comienza a ser negativo.

4.1.5 Actualización

Desde el punto de vista económico, sumas de dinero de igual valor nominal pagadas o cobradas en fechas diferentes, no tienen el mismo poder adquisitivo, más aún en un proceso inflacionario acentuado que hace mayor tal diferencia. Para resolver el problema de la comparación entre sumas disponibles en fechas diferentes, se ha desarrollado la Teoría de la Actualización, que a través de los métodos de descuento financiero ponen de relieve las diferencias en el tiempo que muestran los movimientos de caja cuando se determinan su valor actual.

Valor Actual.

Significa, el valor que hoy tendría una cantidad de dinero a ser recibida en fecha futura a una tasa de descuento determinada.

$$S = S^n \frac{1}{(1+i)^n}$$

donde:

S = Valor

S_n = Valor nominal en períodos n

i = Tasa de interés o tasa de descuento anual.

4.1.6 Tasa de actualización de la empresa

La Empresa utiliza para financiar sus inversiones diferentes fuentes de capital, como fondos propios, préstamos en condiciones favorables generalmente de instituciones de fomento, créditos de proveedores avances de cuentas, etc. que dan lugar a que la tasa de actualización corresponda a un costo medio de sus diferentes fuentes de financiamiento.

La referencia al costo medio de financiamiento es sólo una manera preliminar de abordar el problema del establecimiento de una tasa de actualización para la Empresa. Cuando el capital disponible no es suficiente para realizar todas las inversiones que en general aportan beneficios superiores a su costo, la tasa de actualización de la Empresa deberá jugar el rol de límite mínimo aceptable de remuneración de los capitales propios (tasa de corte).

La noción que prevalece es el costo de oportunidad del dinero para la Empresa, es decir. la rentabilidad alternativa que tiene el dinero para la Empresa.

Queda entendido que las tasas de actualización que se determinen para evaluar proyectos con o sin riesgo, serían para calcular el Valor Actual Neto (VAN).

Para nuestro caso nuestra inversión se le clasifica como un proyecto de Riesgo Mínimo, para este tipo de proyectos se fija una tasa de descuento de 15% después de impuestos.

4.1.7 Valor actual neto (VAN)

El VAN o beneficio actualizado de un proyecto es igual a la suma algebraica de los ingresos y gastos actualizados del flujo de caja. En proyectos simples el VAN es igual a la diferencia entre el valor actualizado del flujo de fondos y la inversión neta inicial.

$$VAN = - I_0 + \sum_{p=1}^n FN \frac{1}{(1+i)^p}$$

I_0 = Inversión neta inicial. En caso que la inversión se realice en varios años, I_0 representa el del año cero de las sumas invertidas.

FN = Flujo de fondos = ingresos y egresos

i = Tasa de actualización

n = Ultimo año de vida del proyecto.

Cuando se debe decidir si realizar o no un proyecto, el criterio a seguir es que el VAN sea positivo. Si se trata de comparar diferentes

proyectos, el criterio será preferir el proyecto que tenga el VAN más elevado.

Sin embargo, el VAN o beneficio actualizado depende directamente del monto de inversión. Si deseamos comparar proyectos con inversiones diferentes necesitamos otro criterio de evaluación. Este podría ser la relación entre el VAN y el monto de la inversión.

Esta relación se conoce como relación Beneficio/Costo y se calcula dividiendo el flujo de ingresos-egresos entre la Inversión Inicial.

La relación indica ganancia unitaria, es decir los dólares ganados por dólar invertido.

$$\text{BENEFICIO-COSTO} = \frac{\text{VAN} + \text{INVERSION INICIAL}}{\text{INVERSION INICIAL}}$$

4.1.8 Tasa interna de retorno (TIR)

El valor actual neto es una función inversa de la tasa de actualización. Es generalmente positivo para valores pequeños de la tasa de actualización y es negativo cuando la tasa de actualización aumenta. La tasa a la cual el VAN de un proyecto es igual a cero se define como tasa interna de retorno del proyecto. En otras palabras, exactamente a esta tasa se estarían remunerando los capitales invertidos en el proyecto sin que la operación sea negativa.

Cuando se trata de decidir si realizar o no un proyecto, se debe tratar de obtener la tasa interna de retorno del proyecto superior a la tasa de actualización de la empresa o costo de su capital. Cuando se trata de escoger entre diferentes proyectos de tasas internas de retorno superiores a la tasa de actualización, se debe escoger aquellos con el VAN más elevado.

4.1.9 Tiempo de recuperación de la inversión

Se llama tiempo de recuperación de la inversión de un proyecto (pay-out) al número de años al cabo de los cuales se logra recuperar la inversión inicial y remunerar al capital a una tasa correspondiente a la tasa de actualización.

Evidentemente se preferirá un proyecto con el menor tiempo de recuperación. Si las consecuencias de una decisión pueden ser conocidas con exactitud, el criterio del tiempo de recuperación no tiene mayor utilidad. Sin embargo, en proyectos en los cuales riesgos de diversos orígenes están presentes (riesgos comerciales, políticos, etc.), el tiempo de recuperación será un criterio de selección muy valioso.

Conocidas las técnicas a emplearse en la evaluación de las alternativas procederemos a determinar los costos de los relés a usarse.

4.1.10 Costo de los equipos

Los relés a emplearse serán del mismo tipo y marca de los instalados en al red existente.

- Relé de Sobrecorriente Brown-Boveri
\$.1,710
tipo ICM-22
- Relé Direccional de Sobrecorriente
\$.4,420
Brown-Boveri (compuesto de los relés Potencia inversa tipo PM2SI y el relé de sobrecorriente tipo ISM21).
- Transformador de corriente para 36 Kv
\$.4,000
clase precisión 1, relación de transformación 300/5, aislamiento de resina epóxica.

COSTO DE EQUIPAMIENTO DE LA ALTERNATIVA I

TIPO DE RELE	CANTIDAD	COSTO
Sobrecorriente tipo ICM-22	6 unid.	\$ 10,260
Transformador de corriente	4 unid.	\$ 24,000
Instalación		\$ 2,000
Total.....		\$ 36,260

4.2 Beneficio costo

COSTO DE EQUIPAMIENTO DE LA ALTERNATIVA III

TIPO RELE	CANTIDAD	COSTO
Sobrecorriente tipo ICM-22.....	6 unid.	\$ 10,260

Direccional de Sobreco-
rriente tipo PM2SI y el

ISM21.....	6 unid.	\$ 26.520
Transformadores de corriente.....	6 unid.	\$ 24,000
Instalación.....		\$ 4,000
Total.....		\$ 54,520

Pérdida de Producción por corte de corriente

Pérdida de Petroperú.....US.\$65,000 día

Los cálculos se muestran en la siguiente página donde se observa que la mínima inversión que se debe hacer para que este proyecto sea rentable es de US.\$ 226,487, lo cual supera largamente el costo de los equipos de la alternativa III, que sería la mas costosa, por lo cual se elegiría esta alternativa.

Considerando el análisis de Beneficio/Costo se determina lo siguiente:

$i=15\%$

Impuestos 35%

Inversión : 86,780 US

Tiempo de duración del proyecto : 10 años

De estos datos se calcula que el VAN es de US\$171,070.

Por lo que:

$B/C=(VAN+INV.INC)/INV.INC$

$B/C=(171,070+86,780)/86,780$

$B/C=2.97$

Con lo que se aprecia lo lucrativo que es éste proyecto.

CONCLUSIONES

El propósito de esta tesis ha sido dar a conocer los puntos débiles que presenta el sistema de protección de las líneas de transmisión que suministran energía al Complejo Industrial de Petroperú en la ciudad de Talara, así como dar ciertas pautas para mejorarlo y seleccionar los nuevos equipos de protección y determinar los probables ajustes que tendrían.

Así mismo, mediante un pequeño análisis económico, determinar la rentabilidad de un proyecto.

De lo expuesto en los capítulos anteriores se puede concluir que:

- I)- La actual disposición del sistema de protección muestra ciertas deficiencias ante fallas que se han presentado en la red cuando adopta ciertas configuraciones; el riesgo aumenta debido a que el sistema de protección presenta zonas "muertas", donde su área de supervisión es nula.
- II)- Es necesario implementar un nuevo sistema de protección que permita abastecer de energía en forma confiable al Complejo Industrial de Refinería
- III) De las alternativas que se han planteado, se observa que la alternativa II, es la que da mayor

confiabilidad, aunque redundante en la Subestación de Malacas, al implementarse relés direccionales que actúan como elementos principales, teniendo como protección de respaldo al relé de sobrecorriente que se instalará en la barra de enlace, dado que este tipo de relé no detecta la inversión de corriente.

IV)- Así mismo, se concluye que aunque este equipamiento es el más costoso, la inversión es insignificante frente a las pérdidas que se originan por cortes de corriente ante una falla que no puede ser aislada selectivamente por el sistema de protección; así mismo su rentabilidad como proyecto supera altamente la tasa de retorno interna (TIR) requerida por la empresa que es del orden del 15%, su relación Beneficio/Costo es alto del orden de 8 a 1.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Power Relay Application Guide.
By Kenneth Winick.
Switchgear Equipment Engineering Department.
General Electric Company
- 2.- Distribution System Feeder.
Overcurrent Protection.
GE Publication GET.6450.
General Electric Company
- 3.- Overcurrent Relay Characteristics, Application and
Testing.
By J.J. Burke.-1975
- 4.- Estaciones de Transformación y Distribución.
Protección de Sistemas Eléctricos.
Enciclopedia CEAC.
Barcelona - 1974.
- 5.- Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia.
William D. Stevenson, Jr.
Segunda Edición.
McGraw - Hill.
México - 1970
- 6.- Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia.
Víctor Ortega Polo
Profesor Principal
Universidad Nacional de Ingeniería
Lima - 1972
- 7.- Protección de Transformadores de Potencia.
Víctor Ortega Polo
Profesor Principal
Universidad Nacional de Ingeniería
Lima - 1978
- 8.- Manual de Instrucciones de Puesta en Servicio y
Mantenimiento para Interruptores de pequeño Volumen
de Aceite para instalaciones exteriores.

MODELO RGE
SACE
Boletín L 7 - S/F 12 - 1983

9. Overcurrent - Time Relay
Type ISM-2 and ISM21
Installation and Operating Instructions
Relay and Protection Schemes
CH - ES - 81 - 12.2E
Brown Boveri Company
Baden/Switzeland
- 10.- Inverse - Time
Overcurrents Relays
Types ICM22, ICM23
Relay and Protection Schemes
CH - ES - 61 - 14E
Brown Boveri Company
Baden/Switzeland
- 11.- Directional Relay
Type PM2fi45-155
For Directional Overcurrent Protection
Brown Boveri Company
Baden/Switzeland
- 12.- Proyecto de Reubicación Líneas de Transmisión
Malacas Talara.
A.P.I. 80938A
Petroperú - 1983
- 13.- Proyecto Interconexión Malacas Talara.
(Elevación de Voltaje)
A.P.I. 81568A
Petroperú - 1984
14. Applied Protective Relaying.
Westinghouse Electric Corporation
Relay-Instrument Division
A Silent Sentinels Publication - 1982
Coral Spring, Florida 33065 - USA