E S C U E L A P O L I T E C N I C A N A C I O N A L

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

ANALISIS DEL SISTEMA ELECTRICO DE PETROAMAZONAS

Tesis de Grado previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico con la especialización en Potencia

RAFAEL BOLIVAR CHECA BOLAÑOS

Quito, marzo de 1994

CERTIFICO, que la presente Tesis de Grado, fue elaborada en su totalidad por el Sr. RAFAEL BOLIVAR CHECA BOLAÑOS, bajo mi dirección.

Ing. Carlos Riofrío
DIRECTOR DE TESIS

D E D I C A T O R I A

A mis padres por su sacrificio y abnegación

A mi esposa e hijos por su estímulo.

A G R A D E C I M I E N T O

Al Señor Ingeniero Carlos Riofrío, quien me dirigió la tesis.

Al Departamento de Ingeniería Eléctrica de INECEL, principalmente al Señor Ingeniero Patricio Guerrero, por sus ideas orientadoras.

A todos los compañeros del Departamento de Mantenimiento de Petroproducción Unidad Amazonas, y a cada una de las personas que colaboraron para la realización de este trabajo.

CONTENIDO

CAPITULO I

1	GENERALIDADES	PAG.
1.1	Antecedentes	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Alcance	2

CAPITULO II

2	CONDICIONES ACTUALES Y PREVISION PARA LOS PROXIMOS CINCO AÑOS DEL SISTEMA A ESTUDIARSE	
2.1	Generación	5
2.2	Transmisión	8
2.2.1	Subestaciones	10
2.3	Distribución	12
2.4	Centros de Carga	15
2.4.1	Lago Agrio	17
2.4.2	Atacapi y Parahuacu	19
2.4.3	Shushufindi	20
2.4.4	Sacha	21

CAPITULO III

3	ESTUDIO DE FALLAS Y FLUJOS DE CARGA	
3.1	Introducción	23
3.2	Diagramas de Secuencia	24
3.3	Cálculo de parámetros	25
3.4	Cálculo de Cortocircuitos	26
3.5	Flujos para distintas condiciones de generación y carga.	28
3.6	Análisis de incorporación y cálculo de compensadores de VARS, para distintas condiciones de generación y carga.	48
3.7	Conclusiones y recomendaciones	56

CAPITULO IV

4	ESTUDIO DE PROTECCIONES	
4.1	Introducción	60
4.2	Definición del sistema de protecciones	62
4.3	Selección del tipo de protecciones requeridas	63
4.3.1	Generadores	63
4.3.2	Transformadores	66
4.3.3	Líneas	68
4.3.4	Barras de acople entre secciones	69
4.3.5	Alimentadores Primarios	70
4.4	Alternativas técnicas y económicas	70
4.5	Especificación de equipos	75
4.6	Coordinación de protecciones	77
4.6.1	Reglas generales para calcular los ajustes de los relés de sobrecorriente	78
4.6.2	Reconectadores	79
4.6.3	Cálculos de valores de calibración de los dispositivos de protección.	80
4.6.3.1	Generadores	81
4.6.3.2	Alimentadores Primarios	82
4.6.3.3	Líneas de transmisión	83
4.6.3.4	Transformadores	86
4.6.3.5	Reconectadores	88
4.7	Conclusiones y recomendaciones	91

CAPITULO V

5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	94

ANEXOS 99

Anexo 1

-Flujos de Potencia.
-Corrientes de Falla Trifásica y Monofásica a tierra.

Anexo 2

Características de Relés BBC y Reconectadores Electrónicos Mc-GRAW EDISON.

Anexo 3

Diagramas Unifilares del Sistema Eléctrico de Potencia de Petroamazonas.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 Antecedentes

Nuestro país principalmente depende de las divisas por venta de petróleo, en los últimos tiempos ha tomado control de la operación de la producción en la mayoría de lo campos petroleros del país. La Unidad Amazonas, perteneciente a Petroproducción filial de Petroecuador, opera en la región nor-oriental del río Napo, produce el 75% de la producción total, que equivale a 230.000,00 BPPD (barriles de petróleo por dia).

Esta producción es muy importante, depende casi en su totalidad del sistema de energía eléctrica particular que dispone la empresa en ésta región, sistema que a pesar de ser relativamente pequeño en capacidad instalada y demandada tiene gran importancia en el desarrollo nacional.

Este sistema eléctrico a través del tiempo ha ido sufriendo cambios, pero desde varios años atrás, se ha mantenido con la configuración siguiente: el sistema es longitudinal, está formado por tres centrales de generación con sus respectivos centros de carga. Estas tres centrales se encuentran interconectadas longitudinalmente: Lago Agrio (LA), Shushufindi (SSFD) y Sacha (SA), a un nivel de voltaje de 34.5 Kv en la actualidad pero con un diseño y construcción del sistema de transmisión para un nivel de voltaje de 69 Kv. En cada una de éstas centrales se encuentran diseminados alimentadores primarios a 4.16 - 13.8 KV.

La operación de éste sistema eléctrico está mas bien en

estado de alerta o emergente, la ocurrencia de una contingencia en el sistema de generación, transmisión o alimentadores primarios, lleva consigo la amplia y rápida variación de los parámetros del sistema. Los mismos que, de no existir la rápida actuación de la operación manual, para el control respectivo, cuando el sistema lo permite, hace que el sistema colapse totalmente.

El sistema de protecciones existente, no está en condiciones óptimas de operación, cuando ocurre una falla en determinada sección, se produce la operación de protecciones que no corresponden, llegando incluso en ocasiones al colapso total del sistema; el equipo existente no tiene una calibración adecuada y coordinada para dar mayor seguridad al sistema.

En éste sistema ocurre que en condiciones de contingencia de generación, haya defecto de potencia reactiva. Estos desbalances provocan variaciones de voltaje relativamente importantes que requieren un seguimiento continuo de ésta variable, mediante la toma de acciones de control permanente. No está bien, que en el sistema cuando hay contingencias de generación, el voltaje de barras disminuya en un 15% y el factor de potencia del resto de generadores esté dentro del rango de (0.5 - 0.6).

Con éstos antecedentes, es necesario e indispensable realizar un análisis del sistema eléctrico de protecciones y de reactivos.

1.2 OBJETIVO

Mejorar la regulación de voltaje del sistema.
Disminuir sustancialmente las salidas del sistema, realizando una adecuada selección y coordinación de protecciones.
Estudiar el comportamiento del sistema en condiciones actuales y previstas para un período de cinco años.

1.3 ALCANCE

En el desarrollo de éste estudio, se empieza con una descripción total del sistema eléctrico, tratando de recopilar toda la información y características de todos los componentes como: generadores, transformadores, líneas de transmisión y alimentadores primarios, para en base a esos datos realizar los cálculos y análisis respectivos cumpliendo de esta manera con el objetivo de esta tesis. Cabe mencionar, en el sistema no se tenía información de los distintos dispositivos conformantes; haciéndose indispensable recopilar todos estos datos.

En ésta descripción, se incluye también la demanda estimada de cada centro de carga en el sistema, para después de cinco años, información que la proporcionó el departamento de Ingeniería de Petróleos de la Unidad Amazonas. También se menciona el número de pozos y el tipo de levantamiento que se está utilizando, ya que básicamente de éste y del historial que poseen, depende para que ciertos pozos pasen a consumir energía eléctrica en el futuro.

Para el estudio de fallas, es necesario determinar los diagramas de secuencia respectivos, para con estos y con ayuda del programa computacional (POWER SYSTEM FAULT PROGRAM (PFP)-MSc DISSERTATION UMIST 1986), realizar los cálculos de corrientes para falla trifásica y monofásica a tierra, para condiciones de operación normal y operación de emergencia.

Con el propósito de observar el comportamiento del sistema eléctrico para varias condiciones de generación, se efectúa corridas de flujos de potencia, para los dos niveles de voltaje de transmisión 34.5 y 69.0 KV, y de ésta manera realizar puntualizaciones de los problemas operativos existentes.

Para mejorar la regulación de voltaje del sistema, es necesario realizar un análisis de la potencia reactiva

demandada y generada por el sistema, valores que los podemos observar en los distintos flujos corridos, pudiendo establecer valores adecuados de inyección en determinadas barras, para mejorar los distintos parámetros en los que influye la compensación de reactivos. Para éste objetivo también se utiliza el programa PFP, y se analiza para los dos niveles de voltaje de transmisión.

En la calibración y análisis de las protecciones, dada la extensión de éste estudio, es necesario proceder a tomar una sección del sistema, tratando de que en éste conste todos los tipos de dispositivos utilizados. En esta sección se utilizan las corrientes de carga, de falla máximas y mínimas para las calibraciones de los distintos relés en el sistema.

Se termina con las recomendaciones y conclusiones respectivas de todo este estudio.

CAPITULO II

2.0 CONDICIONES ACTUALES Y PREVISION PARA LOS PROXIMOS CINCO AÑOS DEL SISTEMA A ESTUDIARSE

Antes de empezar con el estudio de éste sistema, observémoslo en forma global con características actuales en el diagrama 2.1; donde citamos la configuración de todo el sistema, centros de generación con sus respectivas subestaciones, alimentadores primarios y disyuntores.

2.1 Generación

El sistema a estudiarse cuenta con generación netamente térmica Turbinas de Gas. Está constituida por las centrales de Lago Agrio (LA), Shushufindi (SF), y Sacha (SA), las tres están interconectadas longitudinalmente: Lago - Shushufindi - Sacha, a un nivel de voltaje de 34.5 KV en la actualidad y con proyección a futuro de 69 KV.

Estas tres centrales térmicas se encuentran formadas por turbinas de gas de fabricación inglesa marca Ruston, utilizan como combustible el gas proveniente de la explotación de petróleo y de dificultarse éste, consumen diesel.

Cada una de éstas centrales tienen turbinas en reserva, y además disponibilidad de generar energía cuando el sistema lo requiera (potencia rodante), las turbinas que se encuentran trabajando están generando a un 75% de su potencia nominal . Asi podemos observar en la siguiente tabla 2.1:

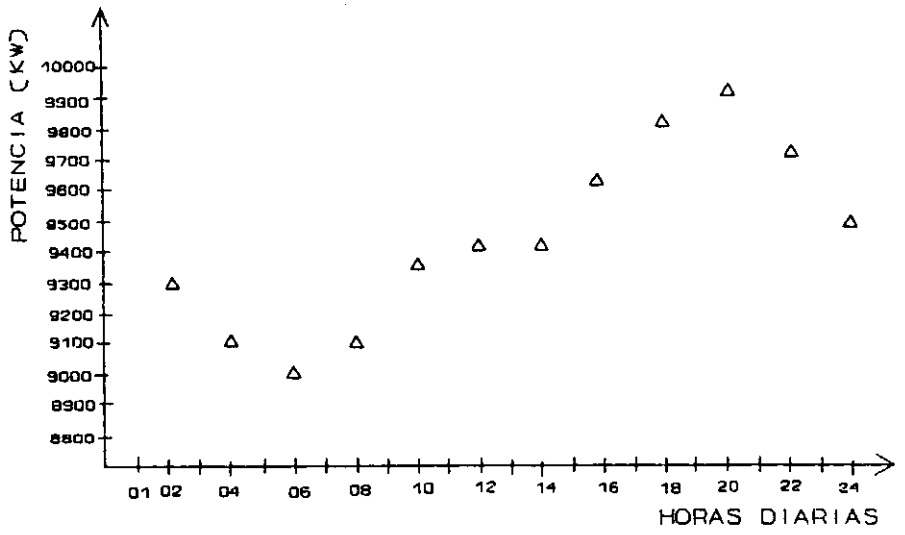
Central Gener.	Potencia Instal. MW	Potencia Efectiva MW	Potencia Generada MW	Potencia Rodante MW	Potencia Reserva MW
LA	5	4.1	2.6	0.7	0.8
SF	9	7.4	5.2	1.4	0.8
SA	4	3.3	2.1	0.3	0.8
Total	18	14.8	9.9	2.4	2.4

Tabla 2.1

La curva de carga diaria típica, del sistema se la tiene en el gráfico 2.1. Curva que no varía apreciablemente de un día para otro ya que la potencia demandada utilizada para la extracción de petróleo y la consumida por los campamentos es similar, durante las distintas horas y días. Los datos con los cuales, se grafica esta curva, corresponden al período 01-10/febrero/93, los mismos que reposan archivados en las centrales respectivas.

La potencia demandada con el tiempo tiene que ir incrementandose según datos proporcionados por el area de ingeniería de petróleos (Ref. 22), como se puede apreciar en la tabla 2.2. Más adelante se observa en forma desglosada estos incrementos a nivel de alimentadores primarios.

Este incremento de potencia demandada dentro de los cinco años siguientes, hará que el sistema no conste con generadores en reserva, haciendo más crítica la operación del mismo. De manera que si ocurre alguna parada de un generador, por cualquier motivo, habrá que realizar seccionamientos de carga por el tiempo que dure dicha parada, debiendo contrarrestar éste problema de alguna manera, que se lo menciona en el transcurso de éste estudio.



CURVA DE CARGA DIARIA

Figura 2.1

CENTROS DE CARGA	POTENCIA DEMANDADA (KW)	
	Año 1993	Año 1998
LAGO AGRIO	2800	3500
SHUSHUFINDI	4200	6000
SACHA	2200	2400
ATACAPI Y PARAHUACU	700	900
TOTAL	9900,00	12.800,00

Tabla 2.2

Las características principales de los generadores eléctricos en cada central pueden verse tabuladas en la tabla 2.3:

NOMBRE DE LA CENTRAL	LAGO AGRIO		SHUSHUFINDI		SACHA	
Turbina Tipo	TA	TB	TA	TB	TA	TB
Unidades	2	1	3	2	1	1
Potencia (MW)	1.0	3.0	1.0	3.0	1.0	3.0
f.p.	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Velocidad rpm	1200	1800	1200	1800	1200	1800
frecuen. Hz	60	60	60	60	60	60
Volt. KV	4.16	4.16	4.16	13.8	4.16	4.16
# de fases	3	3	3	3	3	3
Tipo conex.	X	X	X	X	X	X
X d (pu)	1.65	1.65	1.65	1.69	1.65	1.65
X'd (pu)	0.98	0.98	0.98	0.23	0.98	0.98
X"d (pu)	0.21	0.21	0.21	0.14	0.21	0.21
X(-)(pu)	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
X(0)(pu)	0.005	0.005	0.005	0.006	0.005	0.005

Tabla 2.3

X : Conexión del generador en Y, sólidamente puesto a tierra.

2.2 Transmisión

El sistema a analizarse tiene cinco líneas de transmisión importantes, cuyas características se cita a continuación: (tabla 2.4). Líneas que para la potencia demandada en 1998, son suficientes, por la capacidad que poseen.

La estructura predominante en el sistema de transmisión, podemos observar en el gráfico 2.2.

LINEA	LAGO4/ PARAHU5 L1	PARAHU5/ ATACAP6 L2	ATACAP6/ SSFD9 L3	SSFD17/ SACHA18 L5	SSFD14/ SSFD16 L4
Distanc. (Km)	20	6	27	41	2
Voltaje (Kv)	34.5	34.5	34.5	34.5	4.16
Circuit.	1	1	1	1	1
Calibre Material	4/0 AWG ACSR 6/1	4/0 AWG ACSR 6/1	4/0 AWG ACSR 6/1	4/0 AWG ACSR 6/1	4/0 AWG ACSR 6/1
Hilo de Guardia	2/0 AWG ACSR 6/1	2/0 AWG ACSR 6/1	2/0 AWG ACSR 6/1	2/0 AWG ACSR 6/1	2/0 AWG ACSR 6/1
Capac. I (A)	340	340	340	340	340
Capac. S (MVA)	20.32	20.32	20.32	20.32	2.5

Tabla 2.4

El sistema de transmisión, ha sido diseñado y construido para un nivel de voltaje de 69 Kv. Desde varios años atrás viene trabajando con un nivel de voltaje de 34.5 Kv. Este caso será analizado detalladamente en el capitulo III.

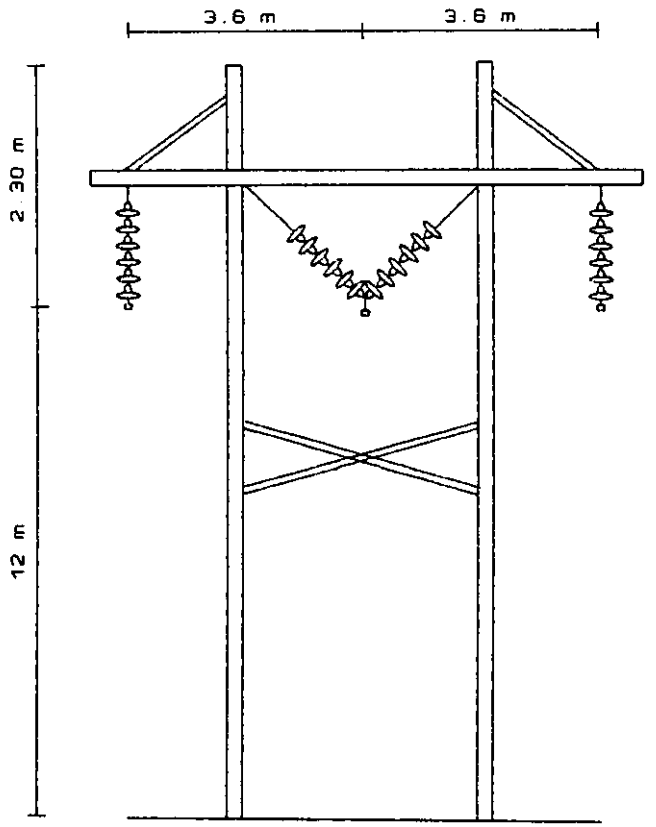


FIGURA : 2.2
ESTRUCTURA DE LINEAS DE TRANSMISION

2.2.1 SUBESTACIONES

Cada uno de los centros de generación y carga, poseen su respectiva subestación (S/E), cuyo objetivo es elevar o bajar el nivel de voltaje, para ser utilizado en la transmisión de energía entre centros de generación o alimentar a los distintos centros de carga.

Los datos referentes a los transformadores, que se encuentran en las respectivas subestaciones, están tabulados con sus características principales en la tabla

2.5, los mismos que se ubican en el diagrama 2.1.

TRANSFOR.	REL. KV	X (%)	MVA	REG.+/- %	CONEX.*
LA: T1, T2 02-03	4.16/13.8	5.0	4.0	5.0	D/X
LA: T3 @ 03-04	13.8/34.5 69.0	5.06	4.0	10.0	X/D
LA: T13 02-04	13.8/34.5	5.0	2.0	5.0	D/X
PA: T4 05-07	34.5/13.8	5.0	2.0	5.0	X/D
AT: T5 06-08	34.5/13.8	5.0	2.0	5.0	X/D
SF: T6 12-09	13.8/34.5 69.0	5.0	5.0	10.0	D/X
SF: T7 15-12	4.16/13.8	5.0	1.5	5.0	D/X
SF: T8 14-11	4.16/13.8	5.06	2.0	5.0	D/X
SF: T9 13-17	13.8/34.5 69.0	5.0	5.0	10.0	D/X
SA: T10 & 19-18	13.8/34.5 69.0	5.0	5.0	10.0	X/D
SA:T11,T12 20-19	4.16/13.8	5.0	4.0	5.0	D/X

Tabla 2.5

Donde:

LA : Lago Agrio

PA : Parahuacu

AT : Atacapi

SF : Shushufindi

SA : Sacha

Todos los transformadores citados en la tabla anterior, tienen enfriamiento tipo OA, y son trifásicos.

* La conexión de los transformadores está abreviado como sigue:

  D: conexión delta
  X: conexión en Y sólidamente puesto a tierra.

@,&: Estos transformadores tienen su conexión DX1, con D (delta) en alta tensión y X (Y puesto sólidamente a tierra) en baja tensión. En alta tensión se tiene conectado un transformador de puesta a tierra de 400 KVA, que por no tener los datos de placa suponemos que tiene una impedancia similar al del transformador principal. (Ref. 9)

@: Este transformador existe en la subestación, pero desde su montaje no ha sido puesto en operación, tiene problemas con un repuesto, en su reemplazo se encuentra trabajando el transformador T13.

2.3 Distribución

El sistema de distribución (S/D), del sistema eléctrico de Petroamazonas, está constituido por líneas aéreas, cuyos conductores se encuentran soportados por estructuras metálicas como se aprecia en la figura 2.3. Está formado básicamente por dos tipos de A/P:

- A/P que tienen un nivel de voltaje de 13.8 KV, se encuentran diseminados en la región, permitiendo suministrar energía a los distintos transformadores, con una relación de 13.8/2.3 KV, que alimentan a los diferentes motores en superficie y dentro de ésta, para la producción de petróleo.

- A/P que tienen un nivel de voltaje de 4.16 KV, sus

centros de carga se encuentran cercanos a los de generación donde se originan, principalmente están alimentando a campamentos, oficinas y a los distintos motores que se usan en las estaciones de producción, donde converge el petróleo producido en los distintos pozos del sector.

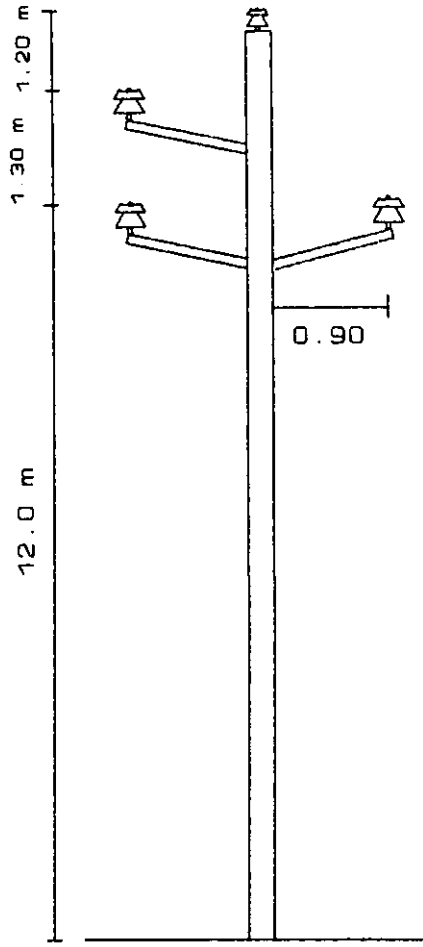


FIGURA 2.3

ESTRUCTURA DE ALIMENTADORES PRIMARIOS

Las características principales de los alimentadores primarios se cita en la tabla 2.6:

A/P	Volt. KV	Long. Km	Calibre Mater.	Hilo de Guardia	Capac. I (amp)
LA-CB2	4.16	2.34	2/0 AWG	1/0 AWG	270
LA-CB3 *	4.16				
LA-CB8	4.16	1.02	2/0 AWG	1/0 AWG	270
LA-RC1	13.8	6.41	4/0 AWG	2/0 AWG	340
LA-RC2	13.8	3.01	4/0 AWG	2/0 AWG	340
LA-RC7	13.8	5.82	4/0 AWG	2/0 AWG	340
AT-RC1	13.8	5.39	4/0 AWG	2/0 AWG	340
PA-RC1	13.8	6.17	4/0 AWG	2/0 AWG	340
SF-CB4 *	13.8/.48				
SF-CB5	13.8	11.55	4/0 AWG	2/0 AWG	340
SF-CB9	13.8	4.5	4/0 AWG	2/0 AWG	340
SF-CB10*	13.8/.48				
SF-CB15	13.8	16.83	4/0 AWG	2/0 AWG	340
SF-CB17*	13.8/.48				
SA-CB2 *	4.16				
SA-CB3 *	4.16				
SA-CB3 *	4.16				
SA-RC1	13.8	4.0	4/0 AWG	2/0 AWG	340
SA-RC2	13.8	17.45	4/0 AWG	2/0 AWG	340
SA-RC3	13.8	8.92	4/0 AWG	2/0 AWG	340

Tabla 2.6

Donde:

CB: Disyuntor

RC: Reconectador

* Estos alimentadores primarios, están constituidos por

líneas subterráneas cableadas, son para uso interno de la estación de generación o estaciones de producción cercanas. La longitud de éstas líneas es muy pequeña, razón por la cual no las consideramos.

2.4 Centros de Carga (Ref. 5)

En la mayoría de los casos, cuando se perfora un campo de petróleo nuevo, éste sube a la superficie porque en la zona de producción existe una presión alta causada por gas atrapado en el petróleo o agua por debajo del petróleo, o las dos condiciones a la vez. Estas presiones en la formación son altas. Por ejemplo, si el pozo tiene una profundidad de 3000 metros se necesita una presión de por lo menos 5000 psi para que el petróleo suba a la superficie.

En ciertos campos, el petróleo llegaba a la superficie con un exceso de 150 - 250 psi o más que lo suficiente para la producción. A causa de esta presión alta, se instalaron estranguladores en el cabezal del pozo para bajar la presión y el flujo a un nivel apropiado para la producción.

Con los años de producción el volumen de petróleo en la formación se reduce y, por lo tanto, la presión en la formación también, hasta que llega a un punto donde el pozo no fluye por si mismo.

Cuando llega a éste punto hay dos opciones de consideración para el pozo:

1. Abandonar el pozo, si no hubiera suficiente producción para justificar la inversión necesaria para un sistema de levantamiento artificial.

2. Instalar un sistema de levantamiento artificial, si hubiera suficiente producción para justificar la inversión necesaria.

Si se conoce que hay una buena cantidad de petróleo todavía en la formación, que justifique la inversión, se instala un sistema de levantamiento artificial del cual hay cinco sistemas en uso común.

1. Levantamiento con bombas eléctricas sumergibles.(submergible pumps).
2. Levantamiento con bombas hidráulicas. (power oil).
3. Levantamiento con inyección de agua. (water flood).
4. Levantamiento con inyección de gas. (gas lift).
5. Levantamiento con bombas mecánicas. (succor rod, walking beam or cable pumps).

Según la disponibilidad de energía eléctrica, combustibles y agua, los ingenieros petroleros escogen el método más apropiado para las condiciones del campo y, si es preciso, se puede usar una combinación de éstos sistemas. El método de levantamiento con bombas mecánicas se usa normalmente en pozos de poca profundidad (hasta 1000 metros) y, por ésta razón, no están en consideración para el distrito Oriente en Petroamazonas.

De los cinco métodos de levantamiento, los cuatro primeros son utilizados en Petroamazonas. de éstos cuatro los tres utilizan energía eléctrica y de estos tres sólo el de levantamiento con bombas electrosumergibles funcionan netamente con energía eléctrica. Los otros dos métodos están formados por sistemas mixtos, utilizando tanto motores eléctricos como motores de combustión interna para accionar las respectivas bombas.

Cabe mencionar que la potencia nominal promedio de las bombas electrosumergibles instaladas, se encuentra al rededor de los 110KW. y de los motores eléctricos con los otros métodos de levantamiento al rededor de 75 KW. Estos motores tienen la particularidad que no poseen arrancadores, tienen un arranque directo del sistema que están alimentados.

Al transcurrir el tiempo, conforme van disminuyendo los recursos naturales como el gas , petróleo; los métodos de recuperación terminan consumiendo energía eléctrica, debiendo instalar motores que accionan bombas para la producción de petróleo, inyección de agua etc.

Para el departamento de Ingeniería de Petróleos de la empresa, es un factor importante considerar los pozos que no están consumiendo energía, reservas del yacimiento de aquellos, calidad del crudo, entre otros parámetros, para estimar el crecimiento de la demanda de energía para el futuro; por lo que se presenta esos datos y la demanda estimada de potencia para el año 1998. (Ref. 6)

Las cargas respectivas de los alimentadores primarios en cada centro de generación es la siguiente:

2.4.1 Lago Agrio

A éste centro es donde converge toda la producción del distrito Oriente, para ser enviado por oleoducto hasta el puerto de Balao para exportación y procesamiento para el consumo interno de sus derivados en nuestro país.

Este campamento es el base en el distrito Oriente de Petroamazonas, es aquí donde está centralizada la administración, es el campo que alberga al mayor número de empleados del distrito.

En cuanto a potencia demandada por el campamento posee la más elevada de los tres campamentos, está al rededor de 700 KW.

El sistema de producción está formado por tres tipos de levantamiento: flujo natural, levantamiento eléctrico y levantamiento hidráulico como se aprecia en la siguiente tabla 2.7:

TIPO DE LE_ VANTAMIENTO	Número de pozos	BPPD
Flujo Natural	1	1281
Electrosumer.	13	5484
Hidraúlico	6	2040
TOTAL	20,00	8.805,00

Tabla 2.7

BPPD:Barriles de Petróleo por Día

Se encuentra formado por alimentadores primarios de 4160 y 13800 V. Los mismos que se identifican en la tabla 2.8.

Alimentad. Primario Disyuntor #	Nivel Voltaje (KV)	Potencia Demandada (KW)		Factor de Potencia
		1993	1998	
Camp. # 1 LA-CB2	4.160	600	900	0.85
Refinería LA-CB3	4.160	300	300	0.80
Oleoducto LA-CB8	4.160	400	800	0.80
Lag. Norte LA-RC1	13.800	1500	1700	0.80
Lag. Este LA-RC2	13.800			0.80
Lag. Sur LA-RC7	13.800			0.80
	TOTAL	2.800,00	3.700,00	

Tabla 2.8

2.4.2 Atacapi y Parahuaco

Estos centros de carga, están distantes de los centros de generación. Su carga es netamente debido a 6 pozos que se encuentran en ese sector. Tabla 2.9:

TIPO DE LE_ VANTAMIENTO	Número de pozos	BPPD
ATACAPI Electrosumer.	3	1197
PARAHUACU Hidraúlico	3	1421
TOTAL	6,00	2.618,00

Tabla 2.9

Estos alimentadores primarios tienen los siguientes valores de nivel de voltaje y potencias demandadas, tabla 2.10.

Alimentad. Primario Disyuntor #	Nivel Voltaje (KV)	Potencia Demandada (KW)		Factor de Potencia
		1993	1998	
Parahuacu PA-RC1	13.8	400	600	0.80
Atacapi AT-RC1	13.8	300	400	0.80
	TOTAL	800,00	1000,00	

Tabla 2.13

2.4.3 Shushufindi

En éste campo, se tiene un sistema de producción mixto, se dispone de los 4 métodos de levantamiento artificial. Así se observa en la tabla 2.11.

TIPO DE LE_ VANTAMIENTO	Número de pozos	BPPD
Flujo Natural	4	8300
Electrosumer.	23	21000
Hidráulico	2	548
Gas Lift	34	71252
TOTAL	63	101,000.0

Tabla 2.11

De ésta tabla se nota que la producción por gas lift, que no usa fluido eléctrico, es la mayor, pero no se debe perder de vista la importancia que tiene la operación de los otros tipos de levantamiento, ya que sin estos no se tendría el suficiente volumen de gas para poder mantener las condiciones de presión que el sistema de gas lift requiere. Concluyendo entonces que todo el sistema de levantamiento es mixto, y todo el sistema funciona en conjunto, no pudiendo trabajar aisladamente.

Los alimentadores primarios que tiene éste centro de carga, se presenta en la tabla 2.12.

Alimentad. Primario Disyuntor #	Nivel Voltaje (KV)	Potencia Demandada (KW)		Factor de Potencia
		1993	1998	
Campamento SF-CB21	4.16	500	500	0.80
SSFD Sur SF-CB5	13.8	1900	3100	0.80
SSFD Oeste SF-CB9	13.8	300	400	0.80
SSFD Norte SF-CB15	13.8	1500	2000	0.80
	TOTAL	4.200,00	6.000,00	

Tabla 2.12

2.4.4 Sacha

Este es otro de los centros de carga, que está formado por cargas de los 4 tipos de levantamiento artificial. Así se presenta en la tabla 2.13.

TIPO DE LE_ VANTAMIENTO	Número de pozos	BPPD
Flujo Natural	7	3619
Electrosumer.	12	6700
Hidráulico	87	55,046
Gas Lift	0	0
TOTAL	106	65,305

Tabla 2.13

En éste centro de carga, se observa, la producción por levantamiento hidráulico es superior a la de las otras producciones, la misma que está compuesta por bombas accionadas por motores alternativos de combustión interna y/o rotativos.

Los alimentadores primarios que forman a éste centro de carga, se observa en la tabla 2.14.

Alimentad. Primario Disyuntor #	Nivel Voltaje (KV)	Potencia Demandada (KW)		Factor de Potencia
		1993	1998	
Camp. # 1 SA-CB2	4.160	120	120	0.85
Camp. # 2 SA-CB3	4.160	120	120	0.80
Local # 2 SA-CB8	4.160	160	160	0.80
Sacha Nort SA-RC1	13.800	1800	2000	0.80
Sacha Este SA-RC2	13.800			0.80
Sacha Sur SA-RC7	13.800			0.80
TOTAL		2.200,00	2.400,00	

Tabla 2.17

CAPITULO III

3 ESTUDIO DE FALLAS Y FLUJOS DE CARGA

3.1 Introducción

La operación de un sistema de potencia se aparta de su operación normal después de ocurrir una falla. Las fallas lo llevan a condiciones anormales de operación con corrientes y voltajes excesivos en ciertos puntos del sistema, las cuales se evitan usando diversos tipos de equipos protectores.

Una falla en un sistema de potencia puede originar corrientes y voltajes anormales. Por ejemplo, durante un corto circuito trifásico las corrientes pueden volverse excesivamente grandes y los voltajes pueden reducirse a cero. El sistema debe protegerse contra tales corrientes y se debe tomar medidas para eliminar una falla tan rápido sea posible.

El estudio de corto circuitos en un sistema de potencia es importante por la información que se obtiene y que se aplica en la determinación de las capacidades interruptivas de los interruptores, selección y coordinación de protecciones, cálculo de esfuerzos dinámicos y térmicos en las instalaciones.

El crecimiento de los centros de carga ha obligado a la creación de nuevos centros de generación de energía eléctrica, líneas y subestaciones eléctricas que han complicado los sistemas eléctricos en cuanto a número de elementos y han hecho que su análisis requiera de técnicas avanzadas como es el empleo de programas computacionales. Con el estudio de flujos de carga vamos a investigar lo siguiente:

1. Flujo en KW o KVAR en las ramas de una red.
2. Tensión en las barras.
3. Efectos de pérdidas temporales de generación o de circuitos de transmisión.
4. Condiciones adecuadas de generación del sistema y de distribución de cargas.
5. Pérdidas.
6. Influencia del cambio del nivel de voltaje de transmisión.
7. Posición adecuada del cambiador de derivaciones de los transformadores.

El diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia de Petroamazonas se lo aprecia en el diagrama 3.1 (anexo 3), sistema que no sufrirá mayores cambios; su configuración se mantendrá en el futuro; se analiza la conveniencia de cambiar los transformadores de Parahuacu y Atacapi para pasar al nivel de voltaje de transmisión de 69 Kv. También será necesario la utilización del transformador de elevación de 13.8/34.5-69.0 Kv en la subestación de Lago Agrio que se encuentra en reparación desde su montaje, y que en su reemplazo se encuentra trabajando otro, cuya relación de transformación es 4.16/34.5 Kv.

3.2 Diagramas de secuencia

Para poder determinar los diagramas de secuencia del sistema eléctrico, es preciso utilizar todas las características mencionadas en el segundo capitulo básicamente y utilizar un método para el cálculo de los distintos parámetros. Los mismos que se encuentran en los diagramas 3.2 y 3.3 (anexo 3).

3.3 Cálculo de parámetros

El cálculo de las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero de las líneas de transmisión y

alimentadores primarios, se realiza utilizando el programa computacional existente en la tesis del Ing. Marco Medina (Ref. 15).

Para el cálculo de éstos valores, y expresarlos en p.u, utilizamos como potencia base el valor de 10 MVA y el voltaje nominal de cada uno de los tramos del sistema.

Las mismos que podemos verlos a continuación en las tablas 3.1, 3,2 y 3.3.

ENVIO/RECEPC LINEA	IMPEDANCIAS	
	Secuencia (+),(-) (pu)	Secuencia(0) (pu)
04LAGO/05PARAH L1	.0620 +j .0950	.1160 +j .1910
05PARAH/06ATACAP L2	.0186 + j .0285	.0350 +j .0570
06ATACAP/09SSFD L3	.0868 +j .1330	.1630 +j .2680
14SSFD/16SSFD L4	.6432 +j .6686	1.0190+j 1.660
17SSFD/18SACHA L5	.1271 +j .1950	.2380 +j .3920

Tabla 3.1

Para el cálculo de las corrientes de falla, se considera que el sistema está operando normalmente, la reactancia de los generadores subtransitoria, se la asume como de secuencia positiva ya que los disyuntores despejan la falla en 5 ciclos, el periodo subtransitorio de las máquinas puede durar de 1 a 10 ciclos; asi podemos observar en la tabla 3.3.2. (Ref. 10)

GENERADORES	Xd"= X1 (p.u)	X2 (p.u)	X0 (p.u)
TA1 Y TA2 LAGO AGRIO	1.680	1.360	0.040
TB LAGO AGRIO	0.560	0.453	0.013
TB1 Y TB2 SSFD	0.373	0.453	0.040
TA1,TA2 Y TA3 SSFD	1.680	1.360	0.040
TB SACHA	0.560	0.453	0.013
TA SACHA	1.680	1.360	0.040

Tabla 3.2

Para el caso de los transformadores, únicamente es necesario trasladarlos a la potencia base. Tabla 3.3

3.4 Cálculo de Corto Circuitos

Para el estudio de la protección de sistemas de potencia, por medio de relés es práctica generalizada determinar las corrientes para fallas trifásicas y monofásicas fase a tierra para condiciones de máxima y mínima generación, que corresponden al caso de generación normal en éste sistema, ya que el número de generadores en línea, permanecen fijos por la demanda de carga diaria mantenida. (Ref. 10).

Para el cálculo de las corrientes de falla, se emplea el diagrama 4.1 (anexo 3), donde están identificadas las distintas barras del sistema, en las cuales se aplican las fallas especificas, determinandose la repartición de corrientes en todo el sistema, así como el voltaje en las

adyacentes a la barra que está fallada.

TRANSFORMADORES	
BARRAS Envío-Recep.	X1=X2=X0 (pu)
T1 02-03	0.125
T2 02-04	0.125
T3 03-04	0.100
T4 05-07	0.250
T5 06-08	0.250
T6 09-12	0.100
T7 12-15	0.333
T8 11-14	0.253
T9 13-17	0.100
T10 18-19	0.100
T11 19-20	0.125
T12 19-20	0.125
T13 02-04	0.321

Tabla 3.3

El cálculo de corrientes de corto circuito se lo hizo, por medio del programa computacional (PFP POWER SYSTEM FAULT PROGRAM MsC DISSERTATION UMIST 1986).

Las barras del sistema de potencia fueron identificadas como consta en el diagrama 3.2 de secuencia positiva, tratando siempre de obtener todas las corrientes que se necesiten para una mejor calibración de las protecciones.

Los resultados del cálculo de cortocircuitos, se encuentran

en el anexo # 1, con los cuales se trabaja para la coordinación de protecciones.

En el sistema se tiene 4 niveles de voltaje, por lo tanto existen igual número de corrientes base en amperios, así se observa en la tabla 3.4, recordando que S_B = 10 MVA.

Nivel de Voltaje (KV)	Corriente Base (A)
4.16	1387.86
13.80	418.37
34.50	167.35
69.00	83.67

Tabla 3.4

Los resultados de las corrientes que aportan cada uno de los generadores y que circulan entre barras para los dos tipos de fallas consideradas, tanto la trifásica como la monofásica a tierra, se encuentran tabuladas en el anexo # 1.

3.5 Flujos para distintas condiciones de generación y carga.

Los flujos que se consideran para determinadas condiciones, nos dan los valores de parámetros del sistema, que deben ser tomados en cuenta, para llegar a satisfacer las condiciones adecuadas de un sistema eléctrico de potencia. Es así que, se corre flujos desde la condición de operación normal hasta contingencias que merecen ser analizadas.

Para estos análisis se considera la carga actual en la hora de máxima demanda que llega a 9.9 MW, con un factor de potencia de 0.8, distribuída en los distintos alimentadores primarios de todas las centrales y subestaciones. para dos niveles de voltaje de transmisión: 34.5 KV actual y 69 KV

que está proyectado realizarlo dentro de poco tiempo.

Por facilidad de identificación de los distintos casos, se utiliza la siguiente nomenclatura:

CASO i : PETR**XX**Fi

Donde:
PETR : Identifica al sistema (Petroamazonas)
XX : Identifica el nivel de voltaje de transmisión
34 : 34.5 KV
69 : 69.0 KV
Fi : Flujo del caso i.

CASO 0 SISTEMA REFERENCIAL

Luego de un análisis de flujos, para condiciones normales, se llega a un sistema que tiene los mejores valores de parámetros del sistema eléctrico, al mismo que se le llama SISTEMA REFERENCIAL.

En éste sistema se analiza las mejores posiciones de taps de los transformadores y las potencias que deben generar cada uno de los centros.

Asi se tiene:

Transformador #	Barras Envío-Recepción	Taps (%)
06	09SSFD-12SSFD	-5
09	17SSFD-13SSFD	-2

El resto de transformadores tienen la ubicación de los taps en 0 %. En los distintos flujos para determinadas condiciones según amerite el caso, se tiene que variar la posición de los taps sólo de aquellos transformadores que permiten hacerlo con carga, mejorando los voltajes de barras y flujos de potencia reactiva, disminuyendo incluso pérdidas.

Este caso trabaja bajo las siguientes condiciones:

GENERACION

Lago Agrio:	TB :	2100 KW fp 0.8
	TA1 :	600 KW fp 0.8
	TA2 :	RESERVA
Shushufindi:	TB1 :	OSCILANTE
	TB2 :	2100 KW fp 0.8
	TA1 :	600 KW fp 0.8
	TA2 :	RESERVA
	TA3 :	600 KW fp 0.8
Sacha:	TB1 :	2100 KW fp 0.8
	TA :	RESERVA fp 0.8

Todos los generadores, han sido fijados el factor de potencia en 0.8.

La repartición de corrientes y voltaje de barras para el caso PETR34F0, se presenta en el anexo 1.

De éste flujo efectuado, se concluye que, el sistema con los dos niveles de voltaje de transmisión, tienen los distintos parámetros muy parecidos incluso pérdidas, permitiendo afirmar que el cambio del nivel de tensión, en estas condiciones no es ventajoso.

El sistema con estas condiciones de carga, generación, taps y niveles de voltaje de transmisión llega a tener los siguientes parámetros los cuales se encuentran en la tabla 3.5.

BARRAS		SISTEMA	
		PETR34FO	PETR69FO
Vmax (pu)		09 ; 1.04/-.43	09 ; 1.045/-.72
Vmín (pu)		12 ; 0.999/-.01	12 ; 0.999/-.01
OSCILANTE	KW	1811	1804
	KVAR	1476	1463
	fp	.775	.779
GENERACION TOTAL	KW	9911	9904
	KVAR	7551	7538
	fp	.795	.796
PERDIDAS	KW	12 ; .11%	4 ; .04%
	KVAR	127 ; 1.68%	115 ; 1.53%

Tabla 3.5

Donde:
Vmáx y Vmín significan el voltaje máximo y mínimo de barras del sistema.

CASO 1 TB Lago Agrio Fuera

Para éste caso, se analiza al sistema, cuando estando operando normalmente, como en el caso 0, por algún motivo sale del sistema el generador TB de Lago. En éstas condiciones, se asume que los generadores toman automáticamente carga hasta llegar al 100 % de su potencia efectiva nominal: TB: 2500 KW y TA: 800 KW, a un factor de potencia de 0.75, los taps de los transformadores permanecen fijos.

Generación

Lago Agrio: TB : FUERA
TA1: 800 KW fp 0.75
TA2: Reserva

Shushufindi: TB1: OSCILANTE
TB2: 2500 KW fp 0.75
TA1: 800 KW fp 0.75
TA2: Reserva
TA3: 800 KW fp 0.75

Sacha: TB: 2500 KW fp 0.75
TA: Reserva

Bajo éstas condiciones, el flujo de potencia emite los siguientes resultados: (tabla 3.6)

BARRAS		SISTEMA	
		PETR34F1	PETR69F1
Vmax (pu)		20 ; 1.050/.98	20 ; 1.045/1.02
Vmin (pu)		03 : 0.85/-9.0	03 ; 0.93/-10.4
OSCILANTE	KW	2713	2560
	KVAR	1783	1484
	fp	.83	.87
GENERACION TOTAL	KW	10113	9960
	KVAR	8309	8012
	fp	.77	.779
PERDIDAS	KW	218 ; 2.16%	61 ; .60%
	KVAR	908 ; 10.93%	593 ; 7.40%

Tabla 3.6

Este flujo de potencia, refleja lo que pasa en la realidad en el sistema. La salida de éste generador es muy crítica, la disminución del valor de voltaje de la barra 03, es apreciable, no pudiendo incluso arrancar la turbina que se encuentra en reserva en la barra 02.

Para ayudar a éste centro con reactivos, se manipulan los taps del transformador T6, ubicado en Shushufindi elevando hasta 0.92 y 0.99 el voltaje de la barra 03, a 34.5 y 69.0 KV de transmisión respectivamente, llegando a ubicarse en la posición máxima de regulación (Tap 16).

Se observa también, la deficiencia de potencia activa (212 KW), en la barra oscilante, la misma que se compensa bajandose la frecuencia o seccionando carga, hasta arrancar los generadores en reserva.

En el flujo respectivo, el centro de generación Shushufindi, suministra potencia activa y reactiva a Lago, siendo necesario trabajar con f.p menores a 0.7, con el riesgo de operar las protecciones de sobrecorriente del generador.

Si se analiza los diferentes parámetros a los dos niveles de tensión de transmisión, en éstas condiciones, se observa que en la barra 03, existe un 7.8 % de diferencia de voltaje, en el sistema a 69.0 KV las pérdidas totales disminuyen en 133 KW y 258 KVAR, aumentando el f.p del sistema y disminuyendo la deficiencia de potencia activa, en la barra oscilante. Por lo que se afirma que al sistema bajo estas condiciones de emergencia, le conviene trabajar a 69.0 KV de transmisión.

CASO 2

En el caso 1, después que el sistema referencial sufrió la salida de un generador TB en Lago, y el sistema quedó sobrecargado en la barra oscilante; para mantener la frecuencia en 60 Hz se hizo necesario poner en línea uno de

los tres generadores que se encontraban en reserva, de ésta manera se soluciona el problema de deficiencia de potencia activa y de voltajes de barras.
El sistema puede trabajar, con sus parámetros de voltaje y frecuencia correctos, pero si en éstas condiciones ocurre una salida de otro generador el sistema no soporta y puede colapsar totalmente, ya que el sistema no dispone de relés de baja frecuencia para seccionar carga. Para preveer ésta condición es necesario ponerlos en línea a los otros dos generadores que se encuentran en reserva.

Este caso 2, queda conformado de la siguiente manera:

GENERACION

Lago Agrio:	TB: FUERA
	TA1: 600 KW fp 0.8
	TA2: 600 KW fp 0.8
Shushufindi:	TB1: OSCILANTE
	TB2: 2200 KW fp 0.8
	TA1: 600 KW fp 0.8
	TA2: 600 KW fp 0.8
	TA3: 600 KW fp 0.8
Sacha:	TB: 2200 KW fp 0.8
	TA: 600 KW fp 0.8

Todos los generadores se supone que están trabajando con un factor de potencia de 0.8 y que fue necesario variar los taps del transformador # 06 del 10% al 5% para regular los voltajes de barra en Lago. El resto de transformadores permanecen con la misma posición de taps.

BARRAS		SISTEMA	
		PETR34F2	PETR69F2
Vmax (pu)		20 ; 1.05/1.8	16 ; 1.086/1.66
Vmin (pu)		03 ; 0.948/-6.9	03 ; 1.01/-5.5
OSCILANTE	KW	2068	1974
	KVAR	2048	1873
	fp	.71	.730
GENERACION TOTAL	KW	10068	9974
	KVAR	8048	7873
	fp	.781	.785
PERDIDAS	KW	170 ; 1.68%	75 ; .74%
	KVAR	646 ; 7.72%	466 ; 5.65%

Tabla 3.7

En éstas condiciones se puede mejorar el voltaje de barras, compensando con los factores de potencia de los generadores más cercanos. Así el voltaje de la barra 03, se puede aumentar bajando el f.p de los generadores TA1 y TA2, de Lago a 0.75. En cambio el voltaje de la barra 20, de Sacha, que se encuentra al otro extremo se lo regula aumentando el f.p a 0.85.

Al sistema en estas condiciones, le conviene el nivel de tensión a 69.0 KV, como se puede observar en la tabla 3.7.

CASO 3 TB Lago y TB SSFD Fuera

En éste se analiza el caso más critico del sistema. dos generadores fuera: TB Lago y TB2 SSFD.

GENERACION

Lago Agrio: TB: FUERA

	TA1:	800 KW	fp 0.7
	TA2:	800 KW	fp 0.7
Shushufindi:	TB1:	OSCILANTE	
	TB2:	FUERA	
	TA1:	800 KW	fp 0.9
	TA2:	800 KW	fp 0.9
	TA3:	800 KW	fp 0.7
Sacha:	TB:	2500 KW	fp 0.9
	TA:	800 KW	fp 0.9

Los taps de los transformadores permanecen como en el caso anterior, no han sido cambiados. Los parámetros respectivos podemos observar en la tabla 3.8.

BARRAS		SISTEMA	
		PETR34F3	PETR69F3
Vmax (pu)		16 ; 1.09/3.93	16 ; 1.09/-3.3
Vmín (pu)		12 ; 0.996/-.13	12 ; 0.996/-.13
OSCILANTE	KW	2744	2693
	KVAR	3003	2996
	fp	.67	.670
GENERACION TOTAL	KW	10044	9993
	KVAR	7903	7816
	fp	.786	.787
PERDIDAS	KW	147 ; 1.45%	95 ; .94%
	KVAR	500 ; 6.33%	412 ; 5.07%

Tabla 3.8

La deficiencia de potencia activa en la barra oscilante llega a 244 KW, que se reflejará en la bajada de frecuencia, valor que lo podemos corregir desconectando carga que no es importante, hasta que el sistema permita restablecer la energía a ese sector.

Es necesario aclarar que los generadores que están trabajando con un factor de potencia de 0.9, en éste caso no pueden aportar mayor potencia reactiva al sistema, ya que el voltaje de barra a la cual están conectadas sube excediendo valores del 5 %; éste es el caso de la barra 16, valor que se lo disminuye generando menos reactivos en ésta barra, trabajando con f.p de 0.95 en los generadores TA1 y TA2 específicamente.

CASO 4

Este caso, considera que estando trabajando normalmente, como en el Sistema Referencial sale el generador TB de Sacha, absorviendo ésta deficiencia de generación, el resto de generadores llegando al 100 % de su potencia efectiva y con un factor de potencia de 0.8, con las siguientes variables:

GENERACION

Lago Agrio:	TB: 2500 KW fp 0.8
	TA1: 800 KW fp 0.8
	TA2: RESERVA
Shushufindi:	TB1: OSCILANTE
	TB2: 2500 KW fp 0.8
	TA1: 800 KW fp 0.8
	TA2: RESERVA
	TA3: 800 KW fp 0.8
Sacha:	TB: FUERA
	TA: RESERVA

Transformador #	Barras Envio-Recepción	Taps (%)
06	09SSFD-12SSFD	-5
09	17SSFD-13SSFD	-2

Con éstas condiciones, podemos mirar los siguientes parámetros en el flujo respectivo.

BARRAS		SISTEMA	
		PETR34F4	PETR69F4
Vmax (pu)		02 ; 1.06/.89	02 ; 1.06/.81
Vmín (pu)		20 ; 0.913/-4.3	20 ; 0.996/-3.0
OSCILANTE	KW	2627	2538
	KVAR	2346	2190
	fp	.75	.76
GENERACION TOTAL	KW	10027	9938
	KVAR	7896	7740
	fp	.786	.79
PERDIDAS	KW	129 ; 1.21%	38 ; .36%
	KVAR	477 ; 5.72%	318 ; 3.91%

Tabla 3.9

En el Flujo con el nivel de 34.5 KV de tensión, se tiene problemas con el voltaje de la barra 20, pudiendo subir éste nivel con el transformador T9 ubicado en SSFD, el mismo que posee regulación bajo carga, asi se puede observar en el siguiente caso.

De los resultados de éste flujo, se observa la ventaja de

trabajar al nivel de 69.0 KV, pues la disminución de voltaje en las barras de Sacha, no llega al 5 %, lo que no ocurre con el nivel de voltaje a 34.5 KV.

CASO 5

Este caso es la continuación del anterior, (caso 4) vamos a manipular los taps de los transformadores que poseen esta facilidad. equilibrando los voltajes de barra: asi se tiene:

Transformador #	Barras Envío-Recepción	Taps (%)
06	09SSFD-12SSFD	-2.0
09	17SSFD-13SSFD	-5.0

De ésta manera se llega a tener la tabla 3.10 de resultados:

BARRAS		SISTEMA	
		PETR34F5	PETR69F5
Vmax (pu)		02 ; 1.06/.89	02 ; 1.06/.73
Vmín (pu)		20 ; 1.01/-3.8	20 ; 1.03/0
OSCILANTE	KW	2609	2535
	KVAR	2284	2158
	fp	.75	.76
GENERACION TOTAL	KW	10009	9935
	KVAR	7834	7708
	fp	.78	.79
PERDIDAS	KW	108 ; 1.08%	34 ; .34%
	KVAR	425 ; 5.38%	292 ; 3.79%

Tabla 3.10

En la tabla 3.10 se observa los niveles de voltaje de barras con los dos niveles de transmisión son semejantes, pero existe variación en las pérdidas aunque en valores no muy representativos.

El sistema puede trabajar con buenas condiciones operativas bajo esos condicionamientos, pero por seguridad se debe poner en línea los tres generadores que estan de reserva, previniendo la salida de otro generador.

CASO 6

Si se analiza el sistema con la salida del generador TB de Sacha (caso 5), también se tiene deficiencia de potencia activa pues, sobrepasa el 100 % de la barra oscilante, por lo tanto, se hace necesario arrancar uno de los tres generadores que estan en reserva y para seguridad del sistema, se arranca los tres poniendolos en línea y de ésta manera tener potencia disponible en caso de salida de otro generador.

Ya puestos en línea los generadores que se encontraban en reserva, y, ubicando los taps de los transformadores lo mas conveniente posible, se tiene la siguiente tabla 3.11, que indica los valores donde se ubican bajo los siguientes condicionamientos:

Transformador	Barras	
#	Envío-Recepción	Taps (%)
06	09SSFD-12SSFD	-2.0
09	17SSFD-13SSFD	-10.0

GENERACION

Lago Agrio:	TB: 2200 KW	fp 0.8
	TA1: 600 KW	fp 0.8
	TA2: 600 KW	fp 0.8
Shushufindi:	TB1: OSCILANTE	

TB2: 2200 KW fp 0.8
TA1: 600 KW fp 0.8
TA2: 600 KW fp 0.8
TA3: 600 KW fp 0.8

Sacha: TB: FUERA
TA: 600 KW fp 0.8

BARRAS		SISTEMA	
		PETR34F6	PETR69F6
Vmax (pu)		20 ; 1.04/1.16	20 ; 1.07/-1.9
Vmín (pu)		13 ; 1.000/0.0	13 ; 1.000/0.0
OSCILANTE	KW	1995	1958
	KVAR	1723	1660
	fp	.76	.76
GENERACION TOTAL	KW	9995	9958
	KVAR	7723	7660
	fp	.791	.793
PERDIDAS	KW	95 ; .95	57 ; .57%
	KVAR	312 ; 3.97%	248 ; 3.16%

Tabla 3.11

CASO 7

En éste caso se analiza la salida de un generador TB en SF, suponiendo que el sistema se encuentra trabajando en condiciones normales como en el sistema PETR34F0 Y PETR69F0.

GENERACION

Lago Agrio:
TB: 2500 KW fp 0.8
TA1: 800 KW fp 0.8
TA2: RESERVA

Shushufindi:
TB1: FUERA
TB2: OSCILANTE
TA1: 800 KW fp 0.8
TA2: RESERVA
TA3: 800 KW fp 0.8

Sacha:
TB1: 2500 KW fp 0.8
TA: RESERVA

BARRAS		SISTEMA	
		PETR34F7	PETR69F7
Vmax (pu)		02 ; 1.06/.8	02 ; 1.06/.71
Vmin (pu)		11 ; .997/-.07	11 ; .997/-.07
OSCILANTE	KW	2514	2511
	KVAR	2030	2025
	fp	.78	.80
GENERACION TOTAL	KW	9914	9911
	KVAR	7580	7515
	fp	.794	.795
PERDIDAS	KW	15 ; .15%	12 ; .11%
	KVAR	157 ; 2.0%	153 ; 1.94%

Tabla 3.12

Transformador #	Barras Envío-Recepción	Taps (%)
06	09SSFD-12SSFD	-5.0
09	17SSFD-13SSFD	-2.0

Como se observa, en éste caso 7, la deficiencia de potencia activa y reactiva no es apreciable, y los voltajes se mantienen en valores tolerables.
Esta condición de emergencia, cuando sale un generador TB de Shushufindi, es el caso de menor problema, pues no existe flujos de potencia apreciables por las líneas, las pérdidas disminuyen y la deficiencia de potencia activa y reactiva no existen.

CASO 8

Es la continuación del caso 7, una vez salido el generador TB de Shushufindi, el sistema se estabiliza en nuevos parámetros, para seguridad del sistema se arrancan los tres generadores que se encuentran en reserva, obteniendo los siguientes resultados los cuales se detallan en la tabla 3.13.

Transformador #	Barras Envío-Recepción	Taps (%)
06	09SSFD-12SSFD	-5.0
09	17SSFD-13SSFD	-2.0

Los valores de taps de los transformadores se mantienen, como en el caso del Sistema Referencial, no se tiene que proveer de reactivos desde Shushufindi hasta los otros centros. Los voltajes y potencias de pérdidas en los dos niveles de transmisión se mantienen semejantes, pues, no influye mayormente el cambio de nivel de tensión de transmisión, en éste caso.

BARRAS		SISTEMA	
		PETR34F8	PETR69F8
Vmax (pu)		02 ; 1.06/1.09	02 ; 1.06/.96
Vmin (pu)		11 ; .9980/-.05	11 ; .998/.96
OSCILANTE	KW	1952	1945
	KVAR	1640	1632
	fp	.79	.77
GENERACION TOTAL	KW	9952	9945
	KVAR	7640	7632
	fp	.793	.793
PERDIDAS	KW	52 ; .52%	45 ; .45%
	KVAR	219 ; 2.8%	210 ; 2.69%

Tabla 3.13

Si se analiza al sistema, con la carga estimada para el futuro se tiene:

CASO 09

El sistema para condiciones normales: con una carga demandada de 12800 KW que corresponden a la carga estimada para 1998, tiene todos los generadores en línea, con las siguientes cargas y factores de potencia:

GENERACION

Lago Agric: TB: 2200 KW fp 0.8
TA1: 700 KW fp 0.8
TA2: 700 KW fp 0.8

Shushufindi:	TB1: OSCILANTE
	TB2: 2200 KW fp 0.8
	TA1: 700 KW fp 0.8
	TA2: 700 KW fp 0.8
	TA3: 700 KW fp 0.8
Sacha:	TB: 2200 KW fp 0.8
	TA: 700 KW fp 0.8

Los transformadores que disponen de la regulación de taps,con carga para ésta condición de potencia demandad son: T3, T6, T9 y T10

La ubicación de los taps es la siguiente, aclarando de aquellos que no se especifican se encuentran en posición de 0 %.

Transformador #	Barras Envío-Recepción	Taps (%)
06	09SSFD-12SSFD	-5.0
09	17SSFD-13SSFD	-2.0

El factor de potencia de la barra oscilante, se mantiene por debajo del valor de 0.8 en ambos niveles de tensión de transmisión.

El nivel de tensión del sistema para esta demanda y condiciones normales, no influye, sus variables permanecen bastante comparables.

La potencia rodante es deficiente, para suplir la salida de un generador tipo TB, así se puede observar en el siguiente caso.

Bajo estas condiciones se observa los siguientes resultados del flujo de potencia.

BARRAS		SISTEMA EN 1998 CONDICIONES NORMALES	
		PET34F9	PET69F9
Vmax (pu)		02 ; 1.04/-.06	02 ; 1.05 /.28
Vmín (pu)		12 ; 0.999/.01	12 ; 0.998/-.04
OSCILANTE	KW	2080	2070
	KVAR	1757	1742
	fp	.770	.770
GENERACION TOTAL	KW	12880	12800
	KVAR	9837	9800
	fp	.794	.794
PERDIDAS	KW	81 ; 0.62 %	71 ; .55%
	KVAR	260 ; 2.60 %	245 ; 2.41%

Tabla 3.14

CASO 10

En este se puede mirar, la deficiencia de potencia rodante en el sistema, para una condición de emergencia. La carga estimada después de cinco años se ha incrementado en un 30 % aproximadamente; llega a 12800 KW.

Se analiza, la condición de emergencia de salida del generador TB de Lago Agrio, llegando a tener los siguientes parámetros:

GENERACION

Lago Agrio: TB: FUERA

TA1: 800 KW fp 0.70
TA2: 800 KW fp 0.70

Shushufindi: TB1: OSCILANTE
TB2: 2500 KW fp 0.70
TA1: 800 KW fp 0.90
TA2: 800 KW fp 0.90
TA3: 800 KW fp 0.70

Sacha: TB: 2500 KW fp 0.9
TA: 700 KW fp 0.9

Bajo estos condicionamientos se obtiene la siguiente tabla 3.15 de resultados.

BARRAS		SISTEMA EN 1998 CONDICION DE EMERGENCIA	
		PET34F11	PET69F11
Vmax (pu)		20 ; 1.01/3.2	20 ; 1.024/1.31
Vmin (pu)		03 ; 0.878/3.27	03 ; 0.947/-3.6
OSCILANTE	KW	3254	3115
	KVAR	3301	3064
	fp	.70	.71
GENERACION TOTAL	KW	13054	12915
	KVAR	10312	10075
	fp	.785	.788
PERDIDAS	KW	258 ; 1.95 %	115 ; 0.90%
	KVAR	723 ; 5.70 %	477 ; 3.80%

Tabla 3.15

Estos resultados se obtienen sin variar los taps de los transformadores, de la condición anterior. (caso 9).

La potencia de la barra oscilante, sobrepasa de la potencia efectiva con 754 y 615 KW a 34.5 y 69.0 KV respectivamente.

El factor de potencia es bajo, lo que indica que esta condición con ese valor de potencia demandada es crítica, debiendo contrarrestar este problema, seccionando carga o aumentando potencia generada.

Este problema llegará incluso a causar el colapso del todo el sistema, ya que las turbinas poseen reguladores de velocidad sensibles, que controlan la válvula de combustible; cuando existe estos aumentos de carga repentinos, el sistema sensor de temperaturas detecta desviaciones en las cámaras de combustión, produciendo la parada sucesiva de los generadores, por alta temperatura de operación o alta desviación.

Para ésta condición es imprescindible, la adición de un generador eléctrico, solventando de esta manera esa deficiencia de potencia.

Las conclusiones de los distintos flujos analizados se mencionan al final de éste capítulo.

3.6 Análisis de incorporación y cálculo de compensadores de VAR, para distintas condiciones de generación y carga.

Como se ha visto, en el item anterior 3.5, de flujos de potencia para varias condiciones de generación, absolutamente en todos los casos incluso en el de condiciones normales el factor de potencia de la barra oscilante y el total es menor de 0.8. Valor que disminuye aún menos en condiciones de emergencia debido a la salida

de un generador, ya que los flujos de potencia por las líneas de transmisión aumentan por lo cual las pérdidas se incrementan, siendo el caso más crítico cuando sale un generador TB de Lago Agrio, llegando incluso a valores de voltaje de barra de 0.847 pu y pérdidas del 10.9 % de KVAR, caso 01.

Se ha notado que existe deficiencia de potencia reactiva, principalmente donde se produce la salida de un generador. Esto ocurre para los dos niveles de voltaje de transmisión.

Por la configuración misma del sistema, existe casos en los cuales ciertos generadores del sistema no pueden aportar con todos los reactivos disponibles, ya que el voltaje de la barra más cercana se incrementa sobrepasando incluso los rangos tolerables.

Para éste análisis de reactivos, se utiliza el Programa (PFP) de flujos; se inyecta reactivos en determinadas barras y se escoge la alternativa que arroje los mejores resultados así se tiene:

CASO A

Si al sistema referencial caso 0 del item anterior, se inyecta reactivos en cada centro de generación 1 MVAR; al sistema total inyectamos 3 MVAR, se tiene los siguientes resultados:

Barra 02 1 MVAR
Barra 11 1 MVAR
Barra 20 1 MVAR

El factor de potencia de todos los generadores varían tratando de mantener los niveles de voltaje dentro de los rangos tolerables, terminando en las siguientes ubicaciones:

GENERACION

Lago Agrio:	TB:	2100 KW fp 0.95
	TA1:	600 KW fp 0.95
	TA2:	RESERVA
Shushufindi:	TB1:	OSCILANTE
	TB2:	2100 KW fp 0.90
	TA1:	RESERVA
	TA2:	600 KW fp 0.90
	TA3:	600 KW fp 0.90
Sacha:	TB :	2100 KW fp 0.90
	TA :	RESERVA

Transformador #	Barras Envío-Recepción	Taps (%)
06	09SSFD-12SSFD	-5.0
09	17SSFD-13SSFD	-2.0

Los resultados de los distintos parámetros para los dos niveles de voltaje de transmisión, con éstas condiciones, se encuentran en la tabla 3.14.

Como se puede observar los f.p de los generadores varían de 0.9 a 0.95. Los voltajes de barras se mantienen sobre la unidad, se los puede disminuir generando menor potencia reactiva, según donde se encuentre esa barra.

A éste caso en condiciones normales, no influye mayormente el nivel de transmisión de 69.0 KV. Los voltajes y pérdidas son semejantes para ambos niveles.

BARRA		SISTEMA	
		PETR34CFA	PETR69CFA
Vmax (pu)		20 ; 1.05/0.00	20 ; 1.05/-.36
Vmin (pu)		02 ; 1.02/-1.0	02 ; 1.04/-.74
OSCILANTE	KW	1813	1805
	KVAR	776	740
	fp	.92	.92
GENERACION TOTAL	KW	9913	9905
	KVAR	4411	4375
	fp	.914	.92
PERDIDAS	KW	13 ; .14%	5 ; .04%
	KVAR	138 ; 1.84%	122 ; 1.60%
INYECCION DE REACTIVOS	KVAR	02 ; 1000 11 ; 1000 20 ; 1000	02 ; 1000 11 ; 1000 20 ; 1000

Tabla 3.14

CASO B

Si al caso 1 de flujos, que es el más critico, por tener la mayor deficiencia de potencia activa y reactiva, se lo inyecta los 3 MVAR, se tiene los resultados en la tabla 3.15.

GENERACION

Lago Agrio: TB: FUERA
TA1: 800 KW fp 0.80
TA2: RESERVA

Shushufindi:	TB1:	OSCILANTE
	TB2:	2500 KW fp 0.90
	TA1:	RESERVA
	TA2:	800 KW fp 0.90
	TA3:	800 KW fp 0.85
Sacha:	TB:	2500 KW fp 0.95
	TA:	RESERVA

BARRA		SISTEMA	
		PETR34CFB	PETR69CFB
Vmax (pu)		20 ; 1.07/.62	20 ; 1.060/-.93
Vmin (pu)		03 ; .9160/.624	03 ; .984/-.7
OSCILANTE	KW	2652	2541
	KVAR	926	612
	fp	.95	.97
GENERACION TOTAL	KW	10052	9941
	KVAR	5060	4746
	fp	.90	.90
PERDIDAS	KW	155 ; 1.50%	39 ; .39%
	KVAR	893 ; 11.1%	388 ; 5.15%
INYECCION DE REACTIVOS	KVAR	02 ; 1000 11 ; 1000 20 ; 1000	02 ; 1000 11 ; 1000 20 ; 1000

Tabla 3.15

En éste caso se observa, la necesidad de generar mayor cantidad de reactivos en las barras cuyo voltaje es bajo. Se facilita esta regulación con la disponibilidad

de potencia reactiva en los generadores.

Si se analiza la inyección de reactivos para la carga demandada en 1998 se tiene:

CASO C

En 1998 el sistema tiene una carga estimada de 12800 KW, todos los generadores se encuentran en linea, si inyectamos los 3 MVAR, en estas condiciones se tiene la tabla 3.16 de resultados:

GENERACION

Lago Agrio:	TB:	2200 KW fp 0.90
	TA1:	700 KW fp 0.90
	TA2:	700 KW fp 0.90
Shushufindi:	TB1:	OSCILANTE
	TB2:	2200 KW fp 0.90
	TA1:	700 KW fp 0.90
	TA2:	700 KW fp 0.90
	TA3:	700 KW fp 0.90
Sacha:	TB:	2200 KW fp 0.90
	TA:	700 KW fp 0.90

Los taps de los transformadores se encuentran como en el sistema referencial es decir: T 06 (-5%) y T 09 (-2%).

En los parámetros resultantes se tienen valores de voltaje sobre 1 p.u. los mismos que podemos regularlos con los f.p de los generadores.

BARRA		SISTEMA	
		PETR34CFC	PETR69CFC
Vmax (pu)		20 ; 1.06/1.5	02 ; 1.060/.03
Vmín (pu)		12 ; .9990/.020	20 ; 1.04/1.42
OSCILANTE	KW	2066	2054
	KVAR	1694	1398
	fp	.77	.83
GENERACION TOTAL	KW	12866	12854
	KVAR	6632	6597
	fp	.889	.89
PERDIDAS	KW	67 ; 0.52%	54 ; .45%
	KVAR	244 ; 2.53%	227 ; 2.15%
INYECCION DE REACTIVOS	KVAR	02 ; 1000 11 ; 1000 20 ; 1000	02 ; 1000 11 ; 1000 20 ; 1000

Tabla 3.16

CASO D

En éste se analiza al caso anterior, en condición de emergencia, con el generador TB de Lago fuera de linea, obteniendose los siguientes valores:

GENERACION

Lago Agrio: TB: FUERA
TA1: 800 KW fp 0.80
TA2: 800 KW fp 0.80

Shushufindi:	TB1:	OSCILANTE
	TB2:	2500 KW fp 0.90
	TA1:	800 KW fp 0.95
	TA2:	800 KW fp 0.95
	TA3:	800 KW fp 0.90
Sacha:	TB:	2500 KW fp 0.90
	TA:	800 KW fp 0.90

BARRA		SISTEMA	
		PETR34CFD	PETR69CFD
Vmax (pu)		20 ; 1.08/2.22	12 : 0.997/.14
Vmin (pu)		03 : .9600/-5.7	20 : 1.06/2.03
OSCILANTE	KW	3215	3105
	KVAR	2209	1955
	fp	.82	.846
GENERACION TOTAL	KW	13015	12905
	KVAR	7131	6876
	fp	.877	.883
PERDIDAS	KW	217; 1.67%	106; .82%
	KVAR	634 ; 6.26%	445; 4.51%
INYECCION DE REACTIVOS	KVAR	02 ; 1000 11 ; 1000 20 ; 1000	02 ; 1000 11 ; 1000 20 ; 1000

Tabla 3.17

Se puede observar que el voltaje de la barra 03 de Lago, para el nivel de transmisión de 34.5 KV, tiene un valor de 0.96 p.u, mejor que en el caso 11 donde se analizó sin

reactivos. Con el nivel de transmisión de 69.0 Kv, se tiene valores de voltaje de barra sobre 1.0 p.u, los mismos que pueden ser disminuidos con la generación de reactivos de los generadores.

El déficit de potencia activa, se mantiene debiendo incrementar la generación o seccionar carga, para fijar el valor de la frecuencia en 60 Hz.

3.7 Conclusiones y recomendaciones

Los valores de corriente de corto circuitos para fallas trifásicas y monofásicas a tierra que se encuentran en el anexo 1, son apreciablemente mayores que las corrientes de carga, permitiendonos utilizar protecciones por sobrecorriente.

En operación normal, los flujos de potencia por las líneas de transmisión (L/T) que interconectan los centros de generación es nula, ya que cada centro satisface su demanda, únicamente la L/T que interconecta a SSFD con Atacapi y Parahuacu, tiene el flujo de potencia que satisface la demanda de estos centros de carga en condiciones normales. Por lo tanto la interconexión entre centros de generación sirve para condiciones de emergencia, cuando por alguna razón sale un generador en el sistema, teniendo que suplir ésta salida con la potencia rodante que se disponía en todo el sistema. En éstas condiciones el flujo de corriente llega al 20 y 10 % de la capacidad de las L/T a 34.5 y 69.0 Kv.

La peor condición de emergencia, para la demanda actual, ocurre cuando por alguna razón sale el generador TB de Lago Agrio: el voltaje de éste centro disminuye en 15.26 y 7.0 % a 34.5 y 69.0 KV respectivamente, con un factor de potencia de generación de 0.75. En éstas condiciones, cuando se necesita arrancar al turbogenerador de reserva que utiliza un motor eléctrico, no es posible ya que no alcanza a desarrollar la velocidad suficiente para el arranque de la

turbina, por el bajo voltaje de barra existente. Para mejorar el voltaje en la barra problema, se transmite potencia reactiva desde Shushufindi, debiendose bajarse el f.p de los generadores en éste centro a un valor de 0.6-0.7. Se puede observar que el problema existe incluso con el nivel de transmisión de 69.0 KV.

Cuando se produce la salida de un generador, en cualquier centro, con la carga actual de 9900 KW, existe un déficit de potencia activa, la que por no ser alta el sistema lo tolera, bajandose la frecuencia en muchos casos. Esta condición va dificultandose conforme sube la demanda de potencia, por lo tanto el sistema necesita del análisis respectivo cuando sube la carga, determinando en que momento se tiene que adicionar un generador extra al sistema.
En los distintos flujos se obtienen voltajes de barra mayores a 1.0 p.u, que pueden regularse disminuyendo la generación de reactivos en la barra más cercana.

Los distintos flujos corridos para varios casos de generación, presentan valores de taps de los transformadores con los que se obtienen, buenos resultados, recomendando utilizar estos en el sistema, con cada una de las condiciones.

En los flujos realizados, para condiciones de demanda en el año de 1998, se observa la deficiencia de potencia activa, cuando sale un generador tipo TB, en cualquier centro. El sistema no soporta en estas condiciones la salida de éste generador. El problema de voltajes de barra en condiciones de emergencia persiste, incluso al nivel de 69.0 KV de transmisión.

La inyección de reactivos en el sistema; en condiciones de emergencia y condiciones normales, para la demanda actual y futura, como se puede analizar en las distinas tablas, permite operar a los distintos generadores con f.p cercanos a la unidad facilitando la regulación de voltaje en las

distintas barras, disminuyendo las pérdidas. En la peor condicion de emergencia cuando sale el generador de Lago con la inyección de reactivos se mejoran los voltajes, permitiendo regular los reactivos del sistema fácilmente. Esto ocurre para los dos niveles de voltaje de transmisión. observando que en ningún caso existe generación de reactivos en exceso, ya que los generadores siempre estan con un f.p en atraso.

Cuando en el sistema se encuentran en línea los generadoradores TA1 y TA2 de Shushufindi, el valor del voltaje de la barra 16 es alto, recomendando para éste caso trabajar en éstos con un f.p de 0.9, cuidando de no exceder el valor máximo tolerable.

Conforme aumenta la carga, es necesario poner en línea los generadores de reserva de acuerdo al requerimiento. El sistema soportará la salida de un generador TB, cuando la potencia demandada sea menor o igual a 12800 KW. Si sobrepasa este valor en el sistema se dificulta, los distintos mantenimientos que es necesario realizarlos a las máquinas motrices de los generadores, debiendo en estas circunstancias seccionar carga hasta que se arregle el problema. Por lo tanto se recomienda adquirir para esta condición otro generador eléctrico, cubriendo con éste la potencia que deba estar en reserva o mantenimiento.
En 1998, los flujos de carga por las líneas de transmisión son bajos no existiendo mayores pérdidas, el incremento de la carga para éste período es mayor en Shushufindi que en los otros centros.

El cambio de nivel de voltaje de transmisión a 69.0 KV es recomendable ya que los valores de voltajes de barra, en condiciones de emergencia aumentan respecto al de 34.5 KV.

En los distintos flujos corridos, en la salida de un generador se asume que los generadores que siguen en línea bajan automáticamente sus f.p a 0.75 en la mayoría de los casos. De no cumplirse esto, se obtendrían voltajes de

bajan automáticamente sus f.p a 0.75 en la mayoría de los casos. De no cumplirse esto, se obtendrían voltajes de barra más críticos.

El sistema con la demanada actual de 9300 KW, una vez salido un generador TB y puesto en línea los 3 TA's de reserva, no soporta la salida de otro generador TB, existe una deficiencia de potencia de 244 KW (caso 3 de flujos).

Una solución operativa, para que la barra oscilante no sobrepase de su potencia efectiva nominal, en condiciones de emergencia, es poniendo en línea un generador de los 3 que se encuentran en reserva, por el tiempo que demore la demanda máxima, asegurando al sistema mayormente.

Para mayor confiabilidad del sistema, se debe respetar que la sumatoria de las potencias efectivas de todos los generadores en línea, sin considerar la del que supuestamente salga, sea mayor o igual a la potencia demandada en ese instante. Si se cumple ésta relación, la barra oscilante no sobrepasará de su generación máxima efectiva.

CAPITULO IV

4 ESTUDIO DE PROTECCIONES

4.1 Introducción

En los sistemas eléctricos, se presentan fallas que se tratan en la mayoría de los casos de cortocircuitos, fallas a tierra, sobrecargas y que ponen en peligro partes de la instalación, reduciendo considerablemente su vida útil y, sobre todo, afectan técnica y económicamente el suministro de energía. En la mayoría de los casos, las fallas vienen acompañadas de un considerable incremento de la corriente y caída de tensión en los elementos del sistema; el incremento de la corriente disipa una gran cantidad de calor, que puede destruir el elemento fallado, y producir un calentamiento peligroso en los elementos y líneas que no son directamente afectados por la falla.

De ésta manera se puede observar, que tanto las fallas como las anormalidades de los regímenes de trabajo del equipo de un sistema, crean la posibilidad de una suspensión prolongada, total o parcial del servicio del fluído eléctrico.

Para garantizar un servicio seguro y confiable de la energía demandada, es necesario detectar lo más rápido posible el lugar de la falla, y aislarlo del resto del sistema, antes que afecte la operación normal y haya seccionamientos indeseables.

Para esto, es necesario utilizar dispositivos automáticos que realicen tales operaciones y que defiendan al sistema y a sus elementos de los daños que pueden producir las fallas y los regímenes anormales. Estos dispositivos son los

relés, constituyen una forma activa de protección, y por su aplicación en todo el sistema de potencia, los problemas se detectan rápidamente y se inician las acciones para aislar las partes involucradas. Esto permite al resto del sistema mantener un alto grado de confiabilidad, ayuda a limitar el daño al equipo y protege al personal. La aplicación de protecciones en todas las partes, deberán respetar cinco principios básicos:

Selectividad:

El relé de protección sólo debe aislar la parte de la instalación alcanzada por el defecto y evitar el corte superfluo de cualquier otro elemento.

Seguridad contra los disparos intempestivos:

Ello significa que un relé nunca puede disparar en ausencia de defecto en el elemento protegido.

Confiabilidad:

Con ocasión de un defecto el relé siempre debe disparar dentro de los tiempos de disparo garantizados.

Tiempo de disparo:

Hay que distinguir entre el tiempo de disparo del relé en condiciones dadas (por ejemplo corriente, alejamiento de la falla) y el tiempo total de eliminación que comprende el tiempo de disparo del relé, el tiempo de funcionamiento del disyuntor incluído el tiempo de extinción del arco. Se exige actualmente un tiempo total de eliminación de 100 ms y menos, con el fin de reducir lo más posible las consecuencias del cortocircuito y de mantener la estabilidad de las redes importantes.

Sensibilidad:

Se refiere al mínimo valor de entrada, para el cual el relé ya funciona correctamente. Cuando los valores de medida son extremadamente pequeños, como por ejemplo en un cortocircuito trifásico muy próximo a los transformadores de tensión que alimentan la protección, una sensibilidad elevada es preponderante. (Ref. 8).

4.2 Definición del sistema de protecciones

El sistema de protecciones de un sistema eléctrico, es aquel cuyo objetivo primordial es incrementar su confiabilidad total y reducir al mínimo los efectos de las fallas; para lo cual utiliza principalmente tres componentes: disyuntores, transductores y relés. En esencia, cuando ocurre una falla en el sistema, una señal de voltaje o corriente es transmitida a un relé por un transductor. El relé, a su vez, opera un disyuntor y con eso interrumpe la falla. La falla produce voltajes y corrientes anormales, que los transductores las reducen a niveles mucho mas bajos antes de que se transmita la señal al relé. La secuencia completa de detección e interrupción de la falla debe ser rápida y segura.

Por razones de confiabilidad, el concepto de zonas de protección se implanta en sistemas de protección. La figura 4.1 muestra zonas de protección traslapadas, las cuales se indican por líneas punteadas cerradas, para una parte del sistema de potencia en análisis. Cada zona contiene dos disyuntores y uno o más componentes del sistema de potencia. Cuando ocurre una falla dentro de una zona, el sistema de protección de esa zona actúa para aislarla del resto del sistema. El traslape de zonas asegura que ninguna parte del sistema de potencia quede desprotegida. Sin embargo, las regiones de traslape se deben hacer tan pequeñas como sea posible.

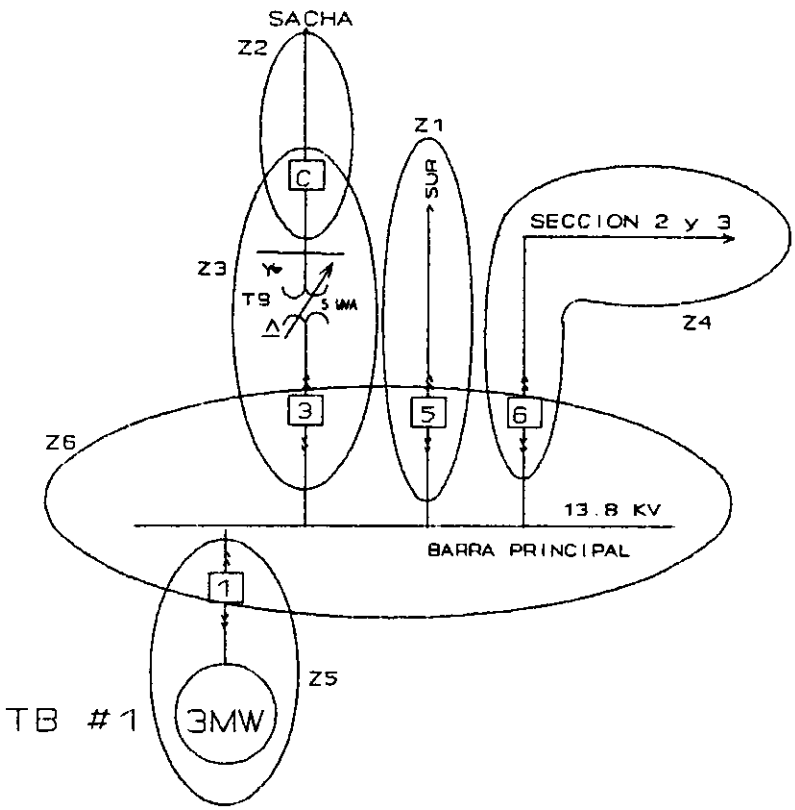


FIGURA : 4.5
ZONAS DE PROTECCION SECCION 1 SSFD

4.3 Selección del tipo de protecciones requeridas

En ésta parte se describe, las protecciones existentes en el sistema. (Diagrama 4.2, anexo 3). Si algún cambio es necesario realizar se recomienda y selecciona la mejor alternativa, cumpliendo siempre con el objetivo de éste estudio. Al sistema eléctrico, se lo separa en varios subsistemas por facilidad de análisis así se tiene:

4.3.1 Generadores

El sistema está formado por 10 generadores, de dos tipos: 4 TB y 6 TA, los cuales disponen de las siguientes protecciones:

Protección Diferencial (87)

Esta protección entra en funcionamiento, cuando existen cortocircuitos entre fases, y para este caso en que los generadores están conectados en Y con un neutro sólidamente puesto a tierra, operan cuando se producen defectos a tierra. Su calibración será dada por un desbalance de corriente del 15 %, porcentaje con el cual el relé dará la orden de apertura del interruptor principal (52).

Protección por Sobrecorriente (51), (51N)

Estos relés protegen al generador de las fallas exteriores, suponiendo incluso que la falla puede producirse a la salida misma del generador, o en la red, y que no han sido correctamente eliminados por los relés de salida a las líneas, por ejemplo.

Para la calibración de los relés (51), para proteger a los generadores, se determina la corriente de sobrecarga del 120 % de la nominal, ya que no se dispone del valor de sobrecarga nominal del fabricante. Este valor se considera como la corriente mínima de falla a la que debe operar el relé, mientras que la corriente máxima de falla se toma de los resultados de corrientes de cortocircuito que se encuentran en el anexo 1, para las condiciones de operación normal y de emergencia.

Con éstos valores se escoge el CT, tap y lever convenientes dependiendo de las calibraciones de los otros relés del sistema.

Para la calibración del (51N); relé que opera con la corriente que circula por el neutro de los CT´s, igualmente se establece las dos corrientes de falla, la mínima y máxima para una falla monofásica a tierra (sólo la que aporta el generador involucrado). La corriente máxima y mínima, las cuales deben accionar al relé se determina del paquete de resultados de las corrientes de falla del anexo

1. La corriente mínima de calibración se toma el 30 % de la Imín de falla, considerando de ésta manera, las fallas a tierra que ocurren a través de cierta impedancia; luego con estos valores se procede a escoger, el tap y el lever mas adecuado. (Ref. 3)

Protección de Potencia Inversa (32R)

Esta protección previene la operación del generador como un motor sincrónico, que puede causar desperfectos de consideración en la máquina motriz sino se detecta a tiempo. Dado que, en todos los casos, se trata de fenómenos simétricos, se utiliza un relé direccional unipolar.

Este relé se ha diseñado para distinguir el sentido del flujo de la corriente, tomando como base la comparación del ángulo de fase entre las corrientes de operación y polarización, además de esto son de acción retardada, para evitar funcionamientos no deseados durante inversiones de potencia momentánea, caso de las ondas de potencia de sincronización y se utilizan para protección distinta a la de cortocircuito. Estos relés vienen calibrados internamente para un desfase de ángulos de 0° (I en atraso a VAB), y calibrado en 4 seg de tiempo.

Relé de Comprobación de Sincronización (25S)

Este relé comprueba la magnitud de voltaje y frecuencia mínima, que debe existir entre los dos sistemas a entrar en paralelo. Estos relés son calibrados en 40 voltios de diferencia, en un tiempo de 1 seg. Con éstos dos valores si se utiliza las curvas respectivas, se observa que el relé permite el cierre del interruptor 52, cuando la frecuencia difiere en 0.1 Hz.

Protección contra Sobretensiones debidas a Sobrevelocidad

Esta protección contra sobretensiones es debida a sobrevelocidades, cuando se producen salidas de carga considerables. Están ubicadas en la máquina motriz (turbina), son calibradas para una sobrevelocidad del 5 y 10 % de la nominal, activando alarmas de alerta y parada respectivamente.

Protección contra Sobrecalentamiento

Esta protección sólo disponen los generadores tipo TB. Está formada por un sistema sensor de temperatura que tiene dos alarmas calibradas en dos temperaturas 90 C y 100 C , para alerta y parada respectivamente.

4.3.2 Transformadores

El sistema está formado por 13 transformadores, en el sistema de potencia, los mismos que están equipados con las siguientes protecciones:

Proteccion Diferencial (87)

Esta protección detecta los cortocircuitos y las dobles puestas a tierra en las que, por lo menos, una de las puestas a tierra se encuentra en su dominio de protección, asi como los defectos simples a masa cuando el arrollamiento afectado está unido a tierra por medio de una resistencia óhmica de pequeño valor. Prácticamente, detecta todos los cortocircuitos entre espiras. (Ref. 7).

Con la protección diferencial se comparan las corrientes a la entrada y a la salida del transformador. Entra en operación cuando es atravesado por una corriente diferencial que sobrepasa un cierto valor. La corriente magnetizante en los transformadores, provoca en todos los casos, la aparición de una corriente diferencial, por lo que, el relé debe regularse para funcionar por encima de una corriente minima de funcionamiento, valor que es

igual a la corriente diferencial correspondiente al valor mas elevado que puede tomar la corriente magnetizante. Normalmente, la corriente mínima de funcionamiento del relé diferencial, está comprendida entre 20 y 45 % de la corriente nominal del transformador. (Ref. 7).

Los transformadores que tienen esta protección diferencial son: T3, T6, T9 y T10, estan ubicados en la salida de las líneas de transmisión con la relación de voltajes de 13.8/34.5 KV.

Protección de Sobrecorriente (51) y (51N)

Como elemento del sistema de potencia que debe protegerse; los transformadores también deben quedar desconectados en caso de fallas externas, como cortocircuito en el juego de barras y, si es necesario en caso de cortocircuito en la red. En este sistema se utiliza la protección en base a relés de sobrecorriente; los mismos que se encuentran energizados de transformadores de corriente distintos de los empleados para la protección diferencial. Las calibraciones de estos relés, son de tal manera que protejan, de corrientes mayores a las que soportan según las especificaciones propias y normas ANSI; además esta no debe operar para corrientes de inrush. También debe existir coordinación con las otras protecciones del sistema, para lo cual se debe establecer la corriente mínima y corriente máxima de falla determinadas del anexo 1. Para la calibración del 51N, se procede como en el caso del generador, determinando las dos corrientes máxima y mínima de falla, considerando el 30 % para establecer la corriente mínima, debida a fallas a través de ciertas impedancias.

Reconectadores y Fusibles

Existen transformadores que estan equipados con reconectadores en el devanado de baja tensión, tal es el caso de los que se encuentran en Lago Agrio y Sacha (T1, T2, T11 Y T12). Estos reconectadores estan calibrados

para una sola operación, con tiempos de operación en función de la corriente, coordinados con las otras protecciones del sistema.

Los transformadores de Atacapi y Parahuacu, estan protegidos en el lado de alta con fusibles, los mismos que permitirán fluir la corriente nominal con una sobrecarga del 30 %, deben ser capaces de soportar la corriente de inrush, durante por lo menos 0.1 segundo. Esta corriente es del orden de 8 a 10 veces la corriente nominal del transformador. La operación de estos fusibles debe poseer menor tiempo que de los disyuntores A y B para una falla en estos alimentadores, seccionando de esta manera el alimentador afectado, tratando siempre que el sistema sufra la menor consecuencia. (Ref. 10)

4.3.3 Líneas de Transmisión

Las líneas de transmisión son las partes del sistema en que se registran el mayor número de fallas, las mismas que deben ser aisladas para minimizar las consecuencias que pueden tener con el resto del sistema. El aislamiento y reparación de las fallas debe hacerse muy rápidamente y en forma tal que en ese proceso la menor parte del sistema quede afectada.

Por la ubicación de las protecciones en la línea que interconecta a Lago Agrio con Shushufindi, se integra las lineas L1, L2 y L3 en una sola, de ésta manera se protege a toda la línea, y en caso de una falla en ésta, desconectan los disyuntores de los dos extremos de la linea (A y B). Esta línea integrada y la que interconecta a Shushufindi con Sacha disponen de las protecciones 50, 51 y 51N en cada extremo, con el disyuntor en SF6 respectivo.

La protección instantánea utilizada es la 50I, protección que es calibrada para protección primaria. La corriente de falla minima es determinada del anexo 1, que es la corriente que circula por el relé cuando la falla se

produce en el otro extremo de la línea. Mientras que la corriente máxima es cuando la falla ocurre lo más cerca del relé, es decir en la barra más cercana.

La protección 51 y 51N, es calibrada como protección de respaldo de la línea, es calibrada como en el 50I, pero la corriente mínima ocurre cuando la falla es después del transformador, es decir protege tanto a la línea como al transformador. Para la calibración del 51N, procedemos igual que en los casos anteriores.

La línea L4, que interconecta en Shushufindi el centro de generación TB´s con el centro de TA´s, no dispone de protecciones a la salida del centro de generación; se está exponiendo incluso a los generadores, cuando ocurre una falla en ésta, por lo que se insiste en la recomendación realizada anteriormente, de adicionar en ésta sección un interruptor con sus respectivos relés 51 y 51N. De ésta manera al ocurrir una falla en la línea L4, actuaran tanto éste interruptor, como el CB16 del centro de generación SSFD, salvaguardando al sistema.

4.3.4 Barras de Acople entre Secciones

Los disyuntores en la sala de control SSFD: CB6, CB12 y CB18, estan interconectando las tres secciones de barras que posee, los mismos que estan equipados con las siguientes protecciones: 51, 51N, 67, 67N y 25.

Las protecciones 67 y 67N, operan cuando los CT´s respectivos sensan sobrecorrientes fijadas, y además la dirección de la corriente en el relé direccional coincide con la calibrada.
El relé 25S, se calibra al igual que en los generadores.
En los centros de control de Lago Agrio y Sacha, se dispone de un disyuntor que interconecta las dos secciones de barras existentes, el mismo que no posee relés de protección, únicamente tiene el relé de sincronización (25).

4.3.5 Alimentadores Primarios (A/P)

Tenemos dos tipos de A/P, por el tipo de interruptor que energiza desde barras: los que utilizan disyuntores y reconectadores.

Los A/P que utilizan disyuntores disponen de protecciones de sobrecorriente 51 y 51N. Los de SSFD: CB5, CB9 y CB15 disponen adicionalmente de los relés de recierre (79).

Las protecciones en estos A/P, protegen todo el tramo del alimentador, siendo la corriente minima de cortocircuito cuando ocurre en el extremo del alimentador, y la corriente máxima lo mas cerca del sensor de corriente; ésto para los dos tipos de fallas trifásica y monofásica a tierra. El tiempo de apertura del interruptor principal, debe ser mayor que cada uno de los distintos fusibles e interruptores que se encuentran repartidos a lo largo de todo el alimentador.

Los relés de recierre, se calibran para 2 reconecciones y 3 disparos instantaneos, tratando de despejar las fallas temporales.

Los A/P que utilizan reconectadores para energizar desde barras; también son calibrados con la misma filosofía anterior, y con 2 reconecciones rápidas y tres disparos. Igualmente se debe respetar que el tiempo de apertura de éste sea mayor que las protecciones de las cargas en el alimentador.

4.4 Alternativas técnicas y económicas

Como se ha visto anteriormente, el tipo de protecciones utilizadas en todo el sistema, es en base a relés de sobrecorriente para líneas, transformadores, generadores y alimentadores primarios.

Las centrales de generación de Lago Agrio y Sacha tienen la

misma configuración de barras y el mismo sistema de protecciones para generadores, transformadores y alimentadores primarios. Los tipos de relés que se utilizan son de tipo electromecánico, marca General Electric, Westinghouse, Basler Electric. Son relés que tienen aproximadamente unos 20 años, operando en condiciones ambientales difíciles para su vida útil y operación segura; en la actualidad existe dificultad del aprovisionamiento de repuestos; está suspendida su fabricación, la mayor parte de ellos operan muy desconfiablemente, poniendo en gran riesgo a la sección que estan protegiendo y a todo el sistema.

La central de generación de Shushufindi y los disyuntores que se encuentran ubicados en los extremos de las líneas de transmisión, que interconectan SSFD con Lago Agrio y Sacha, se encuentran equipados con relés de estado sólido marca BBC.

En vista del estado en que se encuentran todos los relés electromagnéticos, el departamento de mantenimiento de Petroproducción, realizó la requisición de relés de estado sólido BBC del mismo tipo y marca que en Shushufindi (abril/93), para reemplazar a todos y de ésta manera garantizar la operación de los distintos relés en forma selectiva, aumentando la confiabilidad del sistema.

El costo aproximado de éste proyecto, se lo presenta en la tabla 4.1.

Una parada de todo el sistema, por no operar las protecciones correctamente, hasta que vuelva a la normalidad totalmente, significa un tiempo de 3 horas, en el cual existe una disminución de producción de 20000,00 Barriles de petróleo aproximadamente. Sólo el costo del petróleo que no se ha extraído, con un precio de 11 dólares por barril, llega a 220000.00. A ésto se suman un valor apreciable, de costos de mantenimiento de pozos que tienen problemas al arrancarlos nuevamente, ya sea en la bomba o

motor eléctrico etc.

Equipo	Cant.	Características	Costo Unitario (Dolares)	Costo Total (Dolares)
Relés Sobreco.	18	Trifásico,ITE 51I	4000.0	72000.0
Relés Sobreco.	18	Monofásico, ITE 51I	2500.0	45000.0
Relés de Sincron.	05	ITE 25 S	4000.0	20000.0
Relés Diferen.	05	ITE 87M	5000.0	25000.0
CT´s	54	Multirel. 600/5	2000.0	108000.0
PT´s	10	4160/120	2000.0	20000.0

TOTAL: $ USA 290000.00

Tabla 4.1

Por lo mencionado se concluye que el costo del proyecto de cambio de relés, se justifica plenamente por el tipo de recurso y los beneficios que de él se derivan.

Con respecto a las derivaciones desde la L/T que interconecta Lago con Shushufindi, se tiene dos alternativas:

1. Dejarlo al sistema como está. Si ocurre una falla a lo largo de la L/T, los disyuntores (A y B) de los extremos de la línea abren dejando sin energía a los dos centros de carga Atacapi y Parahuacu, por el tiempo que demore dicha apertura. Estos dos centros se encuentran aislados del sistema global y producen 2600.0 barriles por día.

2. A éstas derivaciónes, se las pueden incorporar dos disyuntores con sus respectivas protecciones de sobrecorriente direccionales, independiemtemente, tratando con ésto de despejar la sección de L/T con falla, sin desenergizar ningún centro de carga. Esto implicaría costos de equipos a incorporarse, costos del consumo de combustible diesel del generador que debe adicionarse en Lago, para que pueda soportar a los dos centros de carga, en caso de la desconexión del paralelo con Shushufindi. Estos se los puede observar en la tabla 4.2:

Equipo	Cant.	Caracteristicas	Costo Unitario (Dolares)	Costo Total (Dolares)
Relés Sobreco.	04	Trifásico,ITE 51I	4000.0	16000.0
Relés Sobreco.	04	Monofásico, ITE 51I	2500.0	10000.0
Relés Direcc.	08	ITE 51I	4000.0	32000.0
Disyunt.	04	34.5- 69.0 KV	60000.0	240000.0
CT´s	12	Multirel. 600/5	3000.0	36000.0
PT´s	08	34.5-69.0/120	4000.0	32000.0
Seccina.	12	Seccionadores y partes complement.	2500.0	30000.0

TOTAL: $ USA 396000.00

Tabla 4.2

En la tabla 4.2 no se considera el costo del combustible utilizado diariamente por el generador adicional que debe

funcionar en Lago.

El tiempo de salida de éstos centros de carga, por alguna falla en la línea, dura aproximadamente dos horas, hasta revisar el trayecto de línea y poderlo energizar. Si la producción diaria de 2600 BPPD, disminuye en el peor de los casos 300 barriles, multiplicados por 11 dolares del costo del barril, se tiene 3300.0 dolares por apertura.

Si la reparación del trayecto fallado demora varias horas se operan los seccionadores existentes, pudiendo alimentar de uno de los dos centros de generación.

De éstas dos alternativas, se recomienda la primera, es decir al sistema lo deja como está, debido al alto costo de inversión con ese volumen de producción en la actualidad.

En el centro de generación de SSFD, es necesario adicionar; al A/P que alimenta al campamento y cargas que no son importantes, un interruptor automático con operación remota, ya que en la actualidad no es posible realizar un seccionamiento rápido de dicho alimentador desde la sala de control. Esta adición puede salvar en muchos casos, la deficiencia de potencia activa en el sistema, que se produce por alguna salida de un generador. El costo de ésta opción se lo presenta en la tabla 4.3.

Equipo	Cant.	Características	Costo Unitario (Dolares)	Costo Total (Dolares)
Reconec.	01	Electrónico 4160 V	25000.0	25000.0

TOTAL: $ USA 25000.0

Tabla 4.3

En la actualidad en el sistema, cuando por alguna razón la frecuencia baja, ha tocado seccionar el A/P de la estación

norte (CB15), por no poder seccionar el alimentador del campamento. El alimentador de la estación norte produce 28000.0 BPPD, La apertura de éste alimentador representa aproximadamente 1200 barriles por hora lo que equivale a 13200 dólares/hora.

Por lo expuesto, se recomienda la instalación, cuanto antes posible, de éste reconectador.

4.5 Especificación de equipos

Los equipos que deben ser añadidos, según las recomendaciones, deben cumplir las normas respectivas para su compra e instalación asi se tiene:

Relés

Estos relés son de estado sólido, marca BROWN BOVERI ELECTRIC. Sus especificaciones coinciden con las de los relés que se encuentran funcionando en Shushufindi, obteniendo de ésta manera uniformidad de equipos, en todo el sistema. Entre las características principales se puede mencionar:

Trifásicos:

Tipo ITE 51I
Voltaje de control: 24 Vdc.
Taps: Rango (4.0-12.0)
Temperatura de operación: 25 C
Frecuencia: 60 Hz
Tiempo de Pickup: ± 5 % (tolerancia)
Tiempo de Retardo: ± 5 % (tolerancia)

Monofásicos:

Tipo ITE 51I

Voltaje de control: 24 Vdc.
Taps: Rango (1.5-6.0)
Temperatura de Operación: 25 C
Frecuencia: 60 Hz
Tiempo de Pickup: ± 5 % (tolerancia)
Tiempo de Retardo: ± 5 % (tolerancia)

Sincronización:

Tipo: ITE 25S
Voltaje de control: 24 Vdc
Diferencia de voltaje: ± 10 % del dial
Retardo de tiempo: ± 10 % del dial
Temperatura: 25 C
Parámetros de entrada: Voltajes sinusoidales 120 V. 60 Hz.

Transformadores de corriente:

Multirelación: 600/5
Clase: 100
Tensión de trabajo: 4160 V.

Transformadores de Potencial:

Voltaje nominal: 4160 V
Relación: 35:1
Clase: Z

Reconectadores

El sistema posee reconectadores marca McGRAW-EDISON, por lo que seleccionamos de ésta marca. El tipo que satisface nuestro requerimiento es el PWE, que tiene medio de interrupción en vacio, soporta una máxima corriente nominal de 560 amperios, a un nivel de voltaje desde 2.4 a 14.4 KV. con un rango de corriente de interrupción de 3000 a 12000 A.

4.6 Coordinación de protecciones (Ref. 13)

Es conveniente en primer lugar, definir algunos términos que se usarán a lo largo de éste capítulo, debido especialmente al hecho de que no se ha dado equivalentes en castellano de los términos ingleses usados.

Tap: Es un dispositivo que permite variar la sensibilidad del relé, permitiendo que opere con diferentes valores de corriente.

Pick-up o Corriente Mínima de óperación: Es aquella corriente que produce el cierre de los contactos del relé.

Lever o Dial: En los relés de estado sólido, es un reóstato que influye en un circuito RC y permite variar los tiempos de cierre de contactos, están graduados de 0 a 10.

Internacionalmete se aceptan ciertos límites de error para las curvas de tiempo. Estos errores, como se verá posteriormente influyen en la determinación de la distancia mínima (en tiempo) de las curvas de los diferentes relés, para obtener una adecuada coordinación. (Ref. 10).

Margen de Coordinación: Para obtener una coordinación selectiva, se superponen las curvas de operación, de modo que los relés más lejanos a la fuente de generación opere en los tiempos más cortos. Como interesa que todos los tiempos de operación sean los mas cortos posibles, una de las características que debe cumplir una especificación de ajustes bien hecha, es que la distancia entre curvas sea mínima, pero sin posibilidades de tener descoordinación.

La distancia entre curvas depende de los siguientes factores:

Error de los relés (en tiempo)
Tiempo de operación de los interruptores

Elemento Instantáneo: Se ha estudiado que en la protección de sobrecorriente, se obtiene la selectividad en base a temporizar los relés. Sin embargo, en ciertos casos es posible usar elementos instantáneos (operación en tiempos del orden de 0.02 segundos), sin perder selectividad.

4.6.1 Reglas Generales para Calcular los Ajustes de los Relés de Sobrecorriente (Ref.11)

En base a los términos definidos anteriormente, se pueden dar algunas reglas que permite el cálculo del ajuste de los relés de sobrecorriente.

Relés de Fase

a.- El relé debe detectar fallas por lo menos hasta el extremo final de la sección del circuito siguiente a la que está protegiendo.

b.- El tap debe elegirse de modo que el pick-up sea mayor que la corriente máxima de carga y detecte fallas mínimas en respaldo. Normalmente, se permite una sobrecarga de entre el 20-30 %.

c.- Al calcular el valor del tap, deberá tenerse en consideración las posibles variaciones que con respecto a este valor tiene el pick-up.

d.- El lever (ajuste de tiempo) debe elegirse dando el tiempo más corto posible al relé más alejado de la fuente. Si este no coordina con otros elementos, fusibles, relés térmicos, etc deberá dársele el mínimo permisible que evite falsas operaciones por vibraciones. El resto de relés deberá coordinarse con los que anteceden, dándole el margen de coordinación a más del tiempo del relé con que

se coordina, en el punto que corresponde a la máxima falla.

Relés de tierra

Para éstos relés son válidos los mismos puntos mencionados antes, excepto el b. En efecto, como éstos relés son alimentados con las corrientes del neutro de los transformadores de corriente, las que valen cero para condiciones normales de operación, puede elegirse un tap que esté bajo condiciones normales de carga. Para la calibración, se utiliza el 30 % de la corriente de falla mínima; considerando de ésta manera las fallas a tierra a través de una impedancia.

4.6.2 Reconectadores (Ref. 12)

Debido a la limitación que tienen los fusibles para discriminar entre una falla temporal y una permanente, se hace necesaria la utilización de reconectadores, especialmente en sitios donde es más probable la ocurrencia de fallas transitorias (lugares tormentosos, con muchos árboles, viento, etc.). Con ello se evitan interrupciones innecesarias de servicio, con las consiguientes molestias y pérdidas económicas.

El reconectador es un dispositivo de control automático para interrumpir corrientes de falla, el cual mediante ciertos mecanismos permite una o varias reconexiones, lo que le hace distinguir entre falla temporal y falla permanente. Además, se puede con éste dispositivo, operar bajo condiciones de carga.

Generalmente vienen diseñadas para realizar hasta cuatro operaciones. Estos dispositivos tienen sus características tiempo corriente, tanto para operaciones rápidas como para operaciones lentas.

En éste sistema se tiene reconectadores electrónicos, los

que poseen mayor flexibilidad, facilidad para hacer ajustes y más exactitud. Además estos reconectadores poseen un gran número de curvas características tiempo-corriente, tanto para operaciones de fase como de tierra, lo cual da más facilidades para la coordinación.

Para seleccionar adecuadamente un reconectador, es necesario hacer las siguientes consideraciones:

. La capacidad contínua de la bobina de disparo (capacidad nominal de corriente), debe ser igual o mayor que la máxima corriente de carga que fluye a través del reconectador.

. La corriente de mínimo disparo del reconectador (aproximadamente 200% I_N), debe ser menor que la mínima corriente de falla en la zona de protección del reconectador.

4.6.3 Cálculos de Valores para Calibración de los Dispositivos de Protección

Antes de empezar con los cálculos, es necesario definir ciertos parámetros que vamos a utilizar posteriormente:

IFM Corriente de falla máxima.
Ifm Corriente de falla mínima.
IFMv Veces de Ipickup de la IFM
Ifmv Veces de Ipickup de la Ifm
In Corriente nominal
Ic Corriente de carga máxima

Al hablar de corrientes de falla máxima y mínima de una determinada barra y tipo de falla, ésta es escogida de los cálculos de corrientes de cortocircuito cuando el sistema se encuentra operando en condiciónes normales.

Vamos a realizar el cálculo de valores, para calibración de los distintos dispositivos que existen en el Sistema

Eléctrico así tenemos:

4.6.3.1 Generadores

Vamos a tomar como referencia el generador TB1 SSFD, que está conectado a la barra 13.

87 (BBC Trifásico, ITE-87T, CT:150/5)

Pn: 3 MW; 13.8 KV ; f.p 0.8 ; CT 150/5

$I_n = 3*10^6 \div 1.73*13.8*10^3*0.8 = 157.1$ A

Calibramos al relé para que opere con un desbalance del 15 % :

157.1*0.15 = 23.6 A ; 23.6÷30 = 0.79

Por lo tanto: Ipickup = 0.8 ; (calibración del relé)

51 (BBC Trifásico, ITE-51I, Taps: 4.0-12.0 CT:MR)

Ifm: Isobrecarga de Inominal (20 %)
$P_n = (3*10^6 \div 1.73*13.8*10^3*0.8)*1.2$
$= 188.5$ A
Ifm = 188.5 A
Escogemos un CT: 200/5
Tap: 188.5 ÷ 40 = 4.71 entonces tap: 5.0
IFM la que aporta en caso de una falla en la barra más cercana.
IFM = 4.70 pu ; 1966.0 A (Falla en la barra 13)
IFMv = IFM ÷ Ipickup
= 1966 ÷ 40*5
= 9.80 veces ; lever 1.0 ; t = .18 seg
Ifmv = 188.5 ÷ 200
= 0.94 veces ; lever 1.0 ; t = 2.0 seg
Calibración: CT: 200/5, Tap:5.0, Lever:1.0

51N (BBC Monofásico ITE-51I, Taps: 1.5-6.0, CT:MR)

IFM = 4.70 pu ; IFM = 1966.3 A (Falla en la barra 13)
Ifm = 0.85 pu ; Ifm = 360*0.30 = 107 A (I que aporta para una falla monofásica en la barra 30)
CT: 200/5; 40
Escogemos un Tap = 2.5
Ipickup = 40 * 2.5 = 100 A
Tiempos:
Ifmv = 108 ÷ 100 = 1.08 veces; Lever 1.5 t = 2.50 seg.
IFMv = 1966.3 ÷ 100 = 19.66 veces; Lever 1.5 t = 0.23 seg.
Calibración: CT: 200/5, Tap: 2.5, Lever: 1.5

4.6.3.2 Alimentadores Primarios

Como referencia, vamos a tomar un alimentador primario de la barra 13 de SSFD; el CB-5 que corresponde a la estación Sur.

51 (BBC Trifásico, ITE-51I, Taps: 4.0-12.0, CT:MR)

Necesitamos la Ifm y la IFM.
Ifm es el valor de corriente de falla al final del alimentador, lo más alejado del CT utilizado. (barra 21)

IFM es el valor de corriente simulado lo más cerca posible del CT del alimentador. (barra 13)
CT = 150/5
Ifm = 2.1 pu ; 878.60 A (falla en la barra 21)
IFM = 9.3 pu ;3891.0 A (falla en la barra 13)
Ic = 110 A
Tap = Ic ÷ CT
= 110 ÷ 30
= 3.7 entonces escogemos un Tap = 5.0
Ifmv = 878.6 ÷ 30*5
= 5.86 veces
IFMv = 3891 ÷ 30*5
= 25.9 veces

Escogemos: Lever= 1.0
tfm = 0.27 seg
tFM = 0.13 seg
Calibración: CT:150/5, Tap: 5.0, Lever: 1.0

51N (BBC Monofásico, ITE-51I, Taps: 1.5-6.0, CT:MR)

De igual manera debemos disponer de Ifm e IFM para este tipo de falla monofásica a tierra.

Se considera Ifm en el punto mas alejado del alimentador, por seguridad sólo el 30% de ésta, ya que en la realidad se pueden producir fallas a tierra a través de distintos medios, variando apreciablemente los valores de corriente de falla.

Ifm´ = 1.3 pu ; 545 A
Ifm = 545*0.30
Ifm = 164 A
IFM = 9.3 pu ; 3891 A
CT:150/5
Escogemos un Tap = 2.0
Ifmv = 164 ÷ 30*2
= 2.7 veces
IFMv = 3891 ÷ 30*2
= 64.8 veces
Si se escoge Lever = 1.0, se tiene:
tmf = 0.27 seg
tMF = 0.12 seg
Calibración: CT: 150/5, Tap: 2.0, Lever: 1.0

4.6.3.3 Líneas de Transmisión

En el sistema se tiene tres líneas de transmisión importantes, las mismas que por su disposición tienen el mismo procedimiento para ser calibradas y coordinadas las protecciones.

Se escoge como referencia a la línea de transmisión que

interconecta a Sacha y Shushufindi; en ésta sección incorporaremos en la coordinación los transformadores que se encuentran en los extremos. Así se puede observar en la figura 4.2, la misma que nos indica las zonas de protección de una parte del sistema. La determinación de los parámetros de coordinación, de los distintos relés, se lo hace también en función de como están ubicadas las zonas.

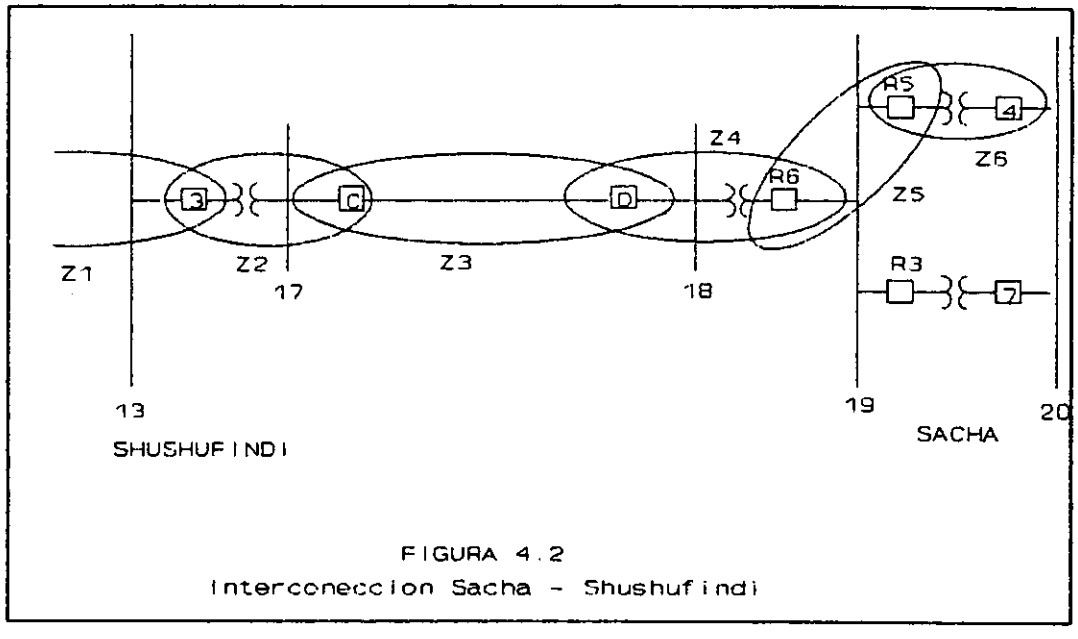


FIGURA 4.2
Interconeccion Sacha - Shushufindi

Se comienza con el disyuntor SF-CBC, el mismo que tiene las protecciones: 50, 51 y 51N.

50 (BBC Tres Monofásicos, ITE-50I, Taps:1.5-6.0, Unidad Instantánea Inst.(xtap): 4,6,8...,16).

Este relé servirá como protección primaria de la línea. Debemos determinar Ifm e IFM en ésta sección. Estos valores de corriente sensamos simulando fallas en las barras respectivas.

Ifm obtenemos cuando se produce una falla en el sitio más alejado de la línea (barra 30).

Ifm= 2.2 pu ; 368 A

IFM es la corriente sensada por el CT respectivo cuando la falla ocurre lo más cercana posible. (barra 17)

IFM= 4.96 pu ; 830 A

La corriente de carga que puede circular por ésta línea, suponiendo que desde Shushufindi se suministra toda la demanda de Sacha. En estas condiciones habrá un flujo de corriente de 52 A.

Ic= 52 A

Escogemos un CT:100/5

Tap = 6.0

Ipickup = 20x6 = 120 A

Ins.(*tap) = 4

Ifmv = 368 /480 = 0.76 veces

IFM= 830 /480 = 1.7 veces

tfm = 0.45 seg

tFM = 0.07 seg

Calibración: CT: 100/5, Tap: 6.0, Dial Inst. 4.0, CT:100/5

51(BBC Tres Monofásicos, ITE 51I, Taps:1.5-6.0, CT:100/5)

Esta protección trabajará como respaldo del 50, incluyendo en su zona al próximo elemento, que es el transformador T10. De igual manera debemos determinar una Ifm e IFM.

Ifm estará dada por una falla en la barra 19.

Ifm= 1.83 pu ; 306 A

IFM cuando la falla es la más cercana del CT que se esta utilizando. (barra 17)

IFM= 4.95 pu ; 828 A

Ic= 63 A

Escogemos un Tap: 4.0

Ifmv= 306 ÷ 20*4.0 = 3.8 veces

IFMv= 828 ÷ 20*4.0 =10.35 veces

Si fijamos un Lever:1.0

tmf = 0.30 seg

tFM = 0.17 seg

Calibración: CT:100/5, Tap:4.0, Lever:1.0

51N (BBC Monofásico, ITE-51I, Taps:1.5-6.0, CT:100/5)

De igual manera como en el relé anterior, debemos determinar Ifm e IFM.
Ifm cuando ocurre una falla en la barra 19.
Ifm= 0.85 pu ; 0.85*0.3 = 43 A
IFM= 5.30 pu ; 887 A
Tap: 2.0
Ifmv ; 43 ÷ 20*2 = 1.1 veces
IFMv ; 887 ÷ 20*3 = 22.2 veces
Escogiendo Lever: 1.0
tmf= 2.0 seg
TMF= 0.14 seg
Calibración: CT:100/5, Tap:2.0, Lever:1.0

4.6.3.4 Transformadores

87T (BBC Tres Monofásicos, ITE-87T, Taps: 2.9-8.7)

Los cuatro transformadores que poseen este tipo de protección, tienen los siguientes valores de calibración:

Se determina la corriente máxima de carga, en alta (H) y en baja (L) tensión:

Transformador (T9): 5 MVA, 13.8/34.5, Delta / Y

IH = 5000 ÷ 1.73*34.5
= 84 A
CT: 100/5

IL = 5000 ÷ 1.73*13.8
= 209 A
CT: 200/5

Corrientes de carga por los secundarios:

IHS = 84 ÷ 100/5
= 4.2 A

ILS = 209 ÷ 200/5
= 5.22 A

Corrientes por los relés:

En Delta:
IHR = 4.2*1.73
= 7.3 A

En Y:
ILR = 5.22 A

Relación de las corrientes por los relés:
A = 7.3 ÷ 5.22

= 1.39

Con éste valor de A, escogemos de la tabla respectiva, los taps para los dos devanados del transformador asi tenemos:

Usamos la relación: 4.0/2.9 = 1.38

Tap para baja tensión: 4.0

Tap para alta tensión: 2.9

Cálculo del error:

M = |(T-A)| ÷ (valor menor entre T y A)

M = |1.38 - 1.39| ÷ 1.38

= 0.7 %.

Por seguridad escogemos el porcentaje diferencial de 15 % que es el valor mínimo en el dial.

Determinación del valor de Restricción Mínima:

IHS = 4.2 A ; Tap de alta = 2.9

Tenemos: (15 % * 4.2) ÷ 2.9 = 21.7 % del tap.

La corriente de operación mínima es:

Im = (D/(100+D)) * R * T

donde:

D = % diferencial del dial

R = Valor de ajuste mínimo de restricción

T = Tap

Im = Corriente mínima de operación en amperios

Im/T = 0.217

R = 0.217 * (115/15)

R = 1.66 (valor mínimo de restricción)

Calibración:

Tap de alta: 2.9

Tap de baja: 4.0

% Diferencial: 15 %

Valor mínimo de Restricción: 1.7

51 (BBC Trifásico, ITE 51I, Taps: 4.0-12.0, CT:150/5)

Este es el caso del relé que opera al CB3 de Shushufindi, protegiendo al transformador T9. Este relé está calibrado con las corrientes según las normas ANSI que alcanza a un valor de 20 In por 0.31 seg (Ref. 21). La corriente de Inrush, está dada por 15 In, con una duración aproximada de 0.1 seg. (Ref. 9). Con estas corrientes se llega a

determinar las siguientes calibraciones:

In = 5000/1.73*13.8 = 209 A

Imf = 15*In

= 3135 A

IMF = 20*In

= 4180 A

Escogemos CT: 150/5, Tap = 4.0

Imfv = 26.12

IFMv = 34.8

Lever= 1.0

tfm = 0.14 seg.

tFM = 0.13 seg.

Calibración: CT: 150/5, Tap = 4.0, Lever = 1.0.

4.6.3.5 Reconectadores

En el sistema eléctrico de la Unidad Amazonas, las subestaciones de Lago Agrio y Sacha tienen configurado, con reconectadores electrónicos, la alimentación a los alimentadores primarios y la interconexión con el transformador que eleva al nivel de voltaje a 34.5 KV, para transmisión e interconectarse con los otros centros de generación.

Los reconectadores que están controlando el suministro de energia a los distintos alimentadores primarios, son calibrados con varias reconexiones dependiendo de la zona en que esten ubicados.

En cambio los reconectadores ubicados en sitios donde el flujo de corriente puede variar en los dos sentidos, serán calibrados únicamente para una operación, ya que de lo contrario se trataría de cerrar un circuito que está alimentado por ambos extremos y en muchos de los casos, sistemas totalmente independientes sin una previa sincronización. Estos reconectadores estarán funcionando como simples interruptores automáticos, controlados por el flujo de corriente.

Vamos a ilustrar con la calibración del alimentador primario de Sacha (SA-RC1), la forma como se procede en los demás alimentadores primarios controlados por reconectadores, en el sistema en análisis.

Selección del Disparo por Falla de Fase

Ic= 52.3 A con un flujo de 1000 KW.
Imd se define a la corriente mínima de disparo del reconectador.
Imd = 200% In (aproximadamente)
Por lo tanto, debemos escoger una Imd mayor que 104.6 A
Si escogemos una Imd = 120 A, los tiempos con las respectivas curvas son muy pequeños, lo que dificultará la coordinación con los fusibles que se encuentran en la zona del alimentador primario. Por lo tanto, escogemos una Imd = 200 A.

Con ésta Imd = 200 A, se calibra al reconectador con 2 curvas rápidas (2A) y con 2 lentas (2B) tenemos:
Ifm= 1075 Amperios
IFM= 1778 Amperios
Con estas corrientes tenemos los siguientes tiempos:
tfm:
A: 0.042 seg.
B: 0.280 seg.
tFM:
A: 0.040 seg.
B: 0.170 seg.

Selección del Disparo por Falla a Tierra

Ifm´= 1163 Amp.
Ifm = Ifm´x 0.30
= 1163x0.30
= 349 Amp.
IFM = 2468 Amp.
Escogemos una Imd = 50 Amp., y un reconectador con 2 curvas rápidas tipo 8 y 2 curvas lentas tipo 2.

Si con los valores de Ifm e IFM nos vamos a las curvas respectivas llegamos a obtener los siguientes tiempos:

tfm:
Tipo 8: 0.25 seg.
Tipo 2: 0.82 seg.
tFM:
Tipo 8: 0.20 seg.
Tipo 2: 0.60 seg.
Por lo tanto la calibración queda de la siguiente manera:
Cartucho de Imd = 200 A para fallas de fase.
Cartucho de Imd = 50 A para fallas a tierra.
Número de Operaciones:
Disparos por Fallas a tierra: 4
Número de Operaciones para Lockout: 4
Disparos por Fallas de Fase:4
Intervalos de Tiempo para el Recierre:
Primero:Instantáneo
Segundo:5 seg.
Tercero:5 seg.

Tiempo para Fallas a Tierra:

Curva Rápida:Tipo 8
Curva Lenta:Tipo 2

Tiempo para Fallas de Fase:

Curva Rápida:Tipo A
Curva Lenta:Tipo B

Tiempo de Reset:10 seg.

De ésta manera seguimos con igual procedimiento, para todos los reconectadores del sistema.

4.7 Conclusiones y recomendaciones

En la sección analizada del sistema para la coordinación de las protecciones, se obtienen las siguientes calibraciones de los distintos relés de sobrecorriente, las cuales se presentan en la tabla 5.1.

La columna de observaciones nos indica, las barras que han sido consideradas, para determinar Imáx e Imín. La corriente Imín de operación de los relés para fallas a tierra, (51I N), se considera el 30 % para la calibración, tomando en cuenta las fallas que no son sólidas a tierra.

En la tabla 5.1 se observa que los disyuntores CB-3 y CB-6 poseen relés direccionales. El CB-3 es del tipo 51I trifásico, éste está calibrado para que opere en la dirección 17-13, opera cuando ocurra una falla en lado de la barra 13. De esta manera podemos determinar la sección y dirección de la falla.

Los direccionales que tiene el CB-6, son del tipo 51I trifásico y 51I N monofásico para fallas a tierra. Estos son calibrados para la corriente que tiene un sentido de barras 13-10. Igualmente estos indican la ubicación de la falla en caso de que operen.

Cabe mencionar que estos relés direccionales están formados por relés ITE 51I e ITE 32 que se utilizan conjuntamente. Este relé ITE 32 compara la dirección de la corriente de secuencia positiva relativo al voltaje de secuencia positiva.

DISYUNT. Barras Env-Rec	RELES BBC	I Falla máx.pu,A min.pu,A	Calibrac. CT, Tap Lever	Tiempo Ivmf,Seg IvMF,Seg	Observaciones
SF-CB1 00-13	1-Trif 51I	4.70 1966 0.45 189	200/5 5.0 1.0	9.8 0.18 0.94 2.0	13 20%
	1-Mon. 51I N	4.70 1966 0.85 107	200/5 2.5 1.5	19.7 0.23 1.10 2.5	13 30
SF-CB3 13-17	1-Trif 51I	20In 5220 15In 3915	150/5 4.0 1.0	44.0 0.12 33.0 0.13	I Ansi I Inrush
	1- Mon 51I N	10.9 4560 4.95 621	150/5 1.5 1.0	10.1 0.12 3.8 0.16	13 17
	1-Trif 51 N 67	10.9 4560 4.03 1686	150/5 4.0 1.0	38.0 0.13 14.0 0.16	13 17
SF-CB5 13-21	1-Trif 51I	9.30 3891 2.08 874	150/5 5.0 1.0	25.9 0.13 5.86 0.27	13 21
	1-Mon 51I N	9.30 3891 1.30 163	150/5 2.0 1.0	64.8 0.12 2.7 0.4	13 21
SF-CB6 10-13	1-Trif 51I	4.90 2050 3.80 1590	200/5 5.0 1.2	10.3 0.23 7.95 0.27	13 10
	1-Mon 51I N	4.90 2050 0.48 54	200/5 1.5 1.5	34.2 0.20 0.90 2.50	10 21
	1-Trif 51I-67	3.80 1589	200/5 4.0 1.0	9.93 0.18	10
	1-Mon 51-67N	4.90 2050 4.90 615	200/5 1.5 1.0	34.2 0.14 10.25 0.17	10 10
SF-CBC 17-30	3-Mon 50I	4.95 828 2.20 368	100/5 4.0 Inst. 4.0	1.50 0.09 0.76 0.45	17 30
	3-Mon 51I	4.95 828 1.83 306	100/5 4.0 1.0	10.4 0.17 3.8 0.30	17 19
	1-Mon 51I N	5.30 887 0.85 43	100/5 2.0 1.0	22.2 0.14 1.10 2.00	19 30
SF-CBD 30-17	3-Mon 50I	1.56 261 1.18 197	100/5 2.5 Inst. 4.0	1.30 0.12 0.99 0.30	30 17
	3-Mon 51I	2.20 368 1.10 184	100/5 2.0 1.0	9.20 0.19 4.60 0.27	30 17
	1-Mon 51I N	4.96 830 1.07 55	100/5 2.0 1.0	20.75 0.18 1.40 0.80	30 17

Tabla 5.1

Las abreviaciones en la tabla 5.1 significan:

1-Trif: Un Relé Trifásico

3-Mon : Tres Relés Monofásicos

In: Corriente nominal del transformador que está protegiendo (T9).

Para el análisis de la coordinación de protecciones se escogió la sección 3, del centro de generación de Shushufindi, ya que en ésta se encuentra el alimentador CB-5 de la estación Sur, en el cual, cuando ocurre una falla no se produce la desconexión oportuna del disyuntor indicado, sino después que han operado varios relés y disyuntores de la central, probándose la descoordinación existente a pesar que en ésta central se dispone de relés de estado sólido y muy confiables en su operación.

En las centrales que disponen relés electromagnéticos la desconfianza debida a la falta de coordinación se suma a la de no operación por las condiciones en las que se encuentran dichos dispositivos. Por lo que se recomienda el cambio con la calibración respectiva. Este tipo de elementos existe en las centrales de Lago Agrio y Sacha respectivamente.

Los reconectadores ubicados a la salida de los centros de generación de Lago y Sacha, se los calibra con una sola operación, ya que están interconectando dos centrales y por la disposición que poseen no pueden ser calibrados como tales.

La calibración de las protecciones en los alimentadores primarios, se realizan de tal manera que protejan hasta el extremo alejado de la línea. En caso que no opere por algún motivo el relé indicado, deben operar los que están calibrados como respaldo a éste, tratando de que el problema sea el mínimo posible y no influya en el resto del sistema.

CAPITULO V

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A continuación se enumeran las conclusiones y recomendaciones del presente trabajo, tratando en lo posible de no repetir aquellas que han sido ya indicadas en el desarrollo del mismo.

1. En Shushufindi, en el A/P que suministra energía al campamento y cargas complementarias, es necesario instalar un interruptor con operación remota desde la sala de control de Shushufindi, el mismo que facilitará el seccionamiento de esta carga, en cualquier momento en forma automática o manual.

2. De los distintos flujos corridos; el sistema con el nivel de voltaje de 69.0 KV presenta ventajas y desventajas respecto al nivel de 34.5 KV, así se tiene:

   Ventajas:

   .Menores Pérdidas de KW y KVAR.
   .Mayores voltajes de barras en condiciones de emergencia.
   .Mayor capacidad de transmisión de potencia, entre centros de generación.

   Desventajas:

   .Necesita mayor atención el mantenimiento de subestaciones, transformadores, aislamientos, desbroces de maleza etc.

   Además es necesario mencionar que el sistema, está construido para el nivel de 69 KV, los equipos faltantes

se encuentran en bodega.

Por todo esto se recomienda el cambio de nivel de tensión en la línea de transmisión a 69.0 KV.

En la actualidad Inecel, posee una central térmica en Jivino Verde con una capacidad de 6 MW, tiene un sistema de interconección con Lago y Coca longitudinalmente a un nivel de voltaje de 69.0 KV, no presenta mayor confiabilidad tiene problemas con el suministro de energía a los centros de carga respectivos, produciéndose seccionamientos diariamente. Existe un proyecto de interconectar a ésta central de Jivino, el Sistema Nacional Interconectado desde Agoyán a un nivel de voltaje de 138 KV, utilizando el nivel de 69 KV existente para subtransmisión. En ésta condición valdría considerar la alternativa de interconexión con el sistema de Petroproducción. Sería una razón mas para el cambio de voltaje del sistema en Petroproducción.

3. El sistema de carga, por el gran número de motores que posee en sus centros, tiene un f.p inductivo. Los generadores tienen un f.p nominal de 0.8. Cuando el sistema debe trabajar en condiciones de emergencia, las pérdidas aumentan por lo que los f.p de los generadores tienen que disminuir tratando de mantener los voltajes de barra cercanos al valor nominal de 1.0 p.u, en éstas circunstancias se hace necesario inyectar reactivos en el sistema, subiendo de ésta manera los f.p, facilitando la regulación de voltaje en barras. De los análisis realizados se recomienda compensar estos reactivos con un valor de 1 MVAR, en cada centro de generación, en total 3 MVAR. Se analiza el caso en que se estén inyectando reactivos en los 3 campos, en condiciones normales y de emergencia para condiciones de demanda actual y futura obteniéndose f.p cercanos a la unidad y voltajes de barra regulables de acuerdo a la conveniencia.

4. Dadas las condiciones, se hace imprescindible un análisis

de control potencia - frecuencia del sistema, para instalar relés de baja frecuencia para seccionar carga, aliviando de ésta manera cuando el sistema se sobrecargue. Con esta inclusión, se puede conseguir dos factores importantes:

.Disminuir apreciablemente la potencia rodante que debe permanecer en el sistema.
.Aumentar el número de generadores en reserva.
.Incrementar la eficiencia de operación de la máquina motriz.
.Aumentar la confiabilidad en las cargas más importantes.

5. Se recomienda analizar el sistema de regulación de velocidad de la máquina motriz, tratando de determinar la sensitividad, tiempo de respuesta y la regulación natural del sistema, observando que potencia puede absorber la turbina en esos instantes y que soluciones pueden existir, para que en las disminuciones bruscas de potencia generada no se disparen por alta temperatura.

6. Una recomendación para la operación segura del sistema, en cualquier momento es, mantener la potencia efectiva disponible rodante mayor o igual que la demandada en ese instante. Se puede establecer la correspondiente curva de carga diaria del sistema, y en base a ésta realizar el análisis respectivo para poner en linea otro generador a que hora y de que campo.

7. En la recopilación de datos para el análisis del sistema, se necesitó de mucho tiempo, se realizaron inspecciones físicas para conocer datos de placa de los distintos equipos, por lo tanto se recomienda mantener la información recopilada y actualizarla cada vez que haya cambios facilitando los distintos estudios que necesita un Sistema Eléctrico, conforme varían las condiciones a través del tiempo.

REFERENCIAS

1. PAUL ANDERSON: "Analysis of Faulted Power Systems". Iowa State University Press 1973.

2. WILLIAN STEVENSON: "Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia" McGraw Hill Inc. Edición del Castillo S.A. Madrid 1965.

3. INECEL: División de Ingenieria Eléctrica. Consultas Personales. Ing. Patricio Guerrero.

4. ESCUELA POLITECNICA NACIONAL: Tesis de Grado, " Programa Iterativo para el Diseño y Operación de Sistemas Radiales Aéreos de Distribución ". Ing. Marco Medina D. 1993.

5. CLINT MARTINAU: "Power Oil". Lago Agrio, 1990.

6. ING. WALTER GUTIERREZ: " Sistema de Producción de Petróleo Petroamazonas ". Shushufindi, 1993.

7. JOSE RAMIREZ VAZQUEZ: "Protección de Sistemas Eléctricos contra Sobreintensidades". Ediciones CEAC, S.A. Perú 164 - Barcelona - 20 (España). Tercera Edición: Febrero 1984.

8. ING. ALFREDO MENA: "Manual de Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia". Julio/1993.

9. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION: "Transmision and distribucion reference book", East Pittsburgh Pennsylvania U.S.A 1964.

10. ESCUELA POLITECNICA NACIONAL: Tesis de Grado, " Diseño y Coordinación de la Protección del Sistema Nayón, Cumbaya y HCJB". Ing. Jorge Tejada M. Noviembre de 1978.

11. GENERAL ELECTRIC: The Art of Protective Relaying, "Introduction ". Philadelphia 1964.

12. GENERAL ELECTRIC: The Art of Protective Relaying, "Transmision and Subtransmision lines". Philadelphia 1964.

13. GENERAL ELECTRIC: The Art of Protective Relaying, "Relaying for Industrial Electrical Power Systems and Equipment". Philadelphia 1964.

14. EMPRESA ELECTRICA QUITO: Segundo Seminario Ecuatoriano de Distribución de Energía Eléctrica, " Coordinación de las Protecciones en Alimentadores Primarios Aéreos Radiales de Distribución". Ing. Franklin Valdivieso R. Noviembre de 1982.

15. ESCUELA POLITECNICA NACIONAL: Tesis de Grado, " Estudio de las Protecciones del Sistema Eléctrico Centro-Sur ". Ing. Luis Loaiza G. 1986.

16. ENRIQUEZ HARPER: " Análisis Moderno de Sistemas Eléctricos de Potencia ". Editorial Limusa Primera Edición Mexico 1977.

17. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION: " Applied Protective Relaying " Newark, New Jersey U.S.A. 1976

18. Ing. Medardo Cadena M. " Protecciones ". 1991

19. McGRAW-EDISON: " RECLOSERS ". Service Information S280-75-1. February 1983.

20. BROWN BOVER ELECTRIC BBC: " Solid State Relays ". Service Information.

21. McGRAW-EDISON: "Distribution System Protection Manual" Bulletin No 71022.

A N E X O 1

FLUJOS DE POTENCIA

CORRIENTES DE FALLA TRIFASICA Y MONOFASICA A TIERRA

FLUJO DE POTENCIA DEL SISTEMA ELECTRICO

PETROPRODUCCION

CASO 0 : SISTEMA REFERENCIAL

NEWTON-RAPHSON LOAD FLOW

BASE M.V.A. = 10.
SLACK BUSBAR = 13
MAX NO OF ITER = 10
MVA MISMATCH TOL = 0.10

BUSBAR DATA

BUSBAR NO	VOLTAGE MAG	ACT POWER GEN	REACT POWER GEN	ACT POWER LOAD	REACT POWER LOAD
2	0.0000	2.70	2.03	1.30	0.98
3	0.0000	0.00	0.00	1.50	1.12
4	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.0000	0.00	0.00	0.40	0.30
8	0.0000	0.00	0.00	0.30	0.22
9	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
10	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
11	0.0000	2.10	1.58	1.50	1.12
12	0.0000	0.00	0.00	0.30	0.22
13	1.0000	1.81	1.48	1.90	1.42
14	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
15	0.0000	0.60	0.45	0.00	0.00
16	0.0000	0.60	0.45	0.50	0.37
17	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
18	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
19	0.0000	0.00	0.00	1.80	1.35
20	0.0000	2.10	1.58	0.40	0.30

LINE,TRANSFORMER AND SHUNT DATA

NO	SEN END	REC END	RESIST (p.u.)	REACT (p.u.)	SUSC (p.u.)	TAPINI (%)	LOWTAP (%)	INCR (%)	HIGHTAP (%)	VSP (p.u.)
1	4	5	0.0620	0.0950	0.0000					
2	5	6	0.0186	0.0285	0.0000					
3	6	9	0.0868	0.1330	0.0000					
4	10	12	0.0050	0.0100	0.0000					
5	17	18	0.1271	0.1950	0.0000					
6	10	13	0.0050	0.0100	0.0000					
7	10	11	0.0050	0.0100	0.0000					
8	14	16	0.6432	0.6686	0.0000					
9	2	3	0.0000	0.1250		0.000	-5.000	2.50	5.00	0.0000
10	5	7	0.0000	0.2500		0.000	-5.000	2.50	5.00	0.0000
11	6	8	0.0000	0.2500		0.000	-5.000	2.50	5.00	0.0000
12	9	12	0.0000	0.1000		-5.000	-10.000	0.62	10.00	0.0000
13	15	12	0.0000	0.3333		0.000	-5.000	2.50	5.00	0.0000
14	11	14	0.0000	0.2530		0.000	-5.000	2.50	5.00	0.0000
15	17	13	0.0000	0.1000		-2.000	-5.000	2.50	5.00	0.0000
16	18	19	0.0000	0.1012		0.000	-10.000	0.62	10.00	0.0000
17	19	20	0.0000	0.1250		0.000	-5.000	2.50	5.00	0.0000
18	19	20	0.0000	0.1250		0.000	-5.000	2.50	5.00	0.0000
19	2	4	0.0000	0.3210		0.000	-5.000	2.50	5.00	0.0000

NO.NODES: 19 NO.LINES: 8
NO.TRANF: 11 NO.CONTROLLABLE TRASF: 0

BUSBAR VOLTAGES & POWER

BUSBAR NO	VOLTAGE MAG	ANGLE DEG	ACT POWER GEN	RACT POWER GEN	ACT POWER LOAD	RACT POWER LOAD
2	1.0222	-0.96	2.700	2.025	1.300	0.975
3	1.0081	-2.00	0.000	0.000	1.500	1.125
4	1.0259	-0.79	0.000	0.000	0.000	0.000
5	1.0276	-0.77	0.000	0.000	0.000	0.000
6	1.0297	-0.74	0.000	0.000	0.000	0.000
7	1.0202	-1.32	0.000	0.000	0.400	0.300
8	1.0242	-1.15	0.000	0.000	0.300	0.225
9	1.0449	-0.47	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1.0001	0.01	0.000	0.000	0.000	0.000
11	1.0010	0.03	2.100	1.575	1.500	1.125
12	0.9994	-0.01	0.000	0.000	0.300	0.225
13	1.0000	0.00	1.811	1.477	1.900	1.425
14	1.0029	0.18	0.000	0.000	0.000	0.000
15	1.0140	1.12	0.600	0.450	0.000	0.000
16	1.0142	0.28	0.600	0.450	0.500	0.375
17	1.0194	-0.06	0.000	0.000	0.000	0.000
18	1.0162	-0.09	0.000	0.000	0.000	0.000
19	1.0151	-0.15	0.000	0.000	1.800	1.350
20	1.0229	0.44	2.100	1.575	0.400	0.300

LINE FLOWS

BRANCH	SENDG END	REC END	PSEND	QSEND	PREC	QREC	PLOSS	QLOSS
1	4	5	-0.100	-0.119	0.100	0.119	0.000	0.000
2	5	6	-0.500	-0.425	0.501	0.426	0.001	0.001
3	6	9	-0.801	-0.654	0.810	0.668	0.009	0.013
4	10	12	0.510	0.472	-0.510	-0.471	0.000	0.000
5	17	18	0.100	0.102	-0.100	-0.102	0.000	0.000
6	10	13	0.189	0.051	-0.189	-0.051	0.000	0.000
7	10	11	-0.699	-0.523	0.699	0.524	0.000	0.001
8	14	16	-0.099	-0.074	0.100	0.075	0.001	0.001
9	2	3	1.501	1.168	-1.501	-1.125	0.000	0.043
10	5	7	0.400	0.306	-0.400	-0.300	0.000	0.006
11	6	8	0.300	0.228	-0.300	-0.225	0.000	0.003
12	9	12	-0.810	-0.667	0.810	0.678	0.000	0.011
13	15	12	0.600	0.450	-0.600	-0.432	0.000	0.018
14	11	14	-0.099	-0.074	0.099	0.074	0.000	0.000
15	17	13	-0.100	-0.102	0.100	0.103	0.000	0.000
16	18	19	0.100	0.102	-0.100	-0.102	0.000	0.000
17	19	20	-0.850	-0.624	0.850	0.638	0.000	0.013
18	19	20	-0.850	-0.624	0.850	0.638	0.000	0.013
19	2	4	-0.100	-0.118	0.100	0.119	0.000	0.001

TRANSFORMER TAPS

TRANSF NO. 1 TAP 0.0000% FIXED
BUSBARS: 2- 3
TRANSF NO. 2 TAP 0.0000% FIXED
BUSBARS: 5- 7
TRANSF NO. 3 TAP 0.0000% FIXED
BUSBARS: 6- 8
TRANSF NO. 4 TAP -5.0000% FIXED
BUSBARS: 9- 12
TRANSF NO. 5 TAP 0.0000% FIXED
BUSBARS: 15- 12
TRANSF NO. 6 TAP 0.0000% FIXED
BUSBARS: 11- 14
TRANSF NO. 7 TAP -2.0000% FIXED
BUSBARS: 17- 13
TRANSF NO. 8 TAP 0.0000% FIXED
BUSBARS: 18- 19
TRANSF NO. 9 TAP 0.0000% FIXED
BUSBARS: 19- 20
TRANSF NO. 10 TAP 0.0000% FIXED
BUSBARS: 19- 20
TRANSF NO. 11 TAP 0.0000% FIXED
BUSBARS: 2- 4

TOTAL LOAD = 9.900 MW 7.425 MVAR
TOTAL LINE LOSSES = 0.012 MW 0.128 MVAR
TOTAL GENERATION = 9.911 MW 7.552 MVAR
SYSTEM POWER FACTOR = 0.795

FLUJO DE POTENCIA DEL SISTEMA ELECTRICO

PETROPRODUCCION

CASO 1 : TB LAGO FUERA

NEWTON-RAPHSON LOAD FLOW

BASE M.V.A. = 10.
SLACK BUSBAR = 13
MAX NO OF ITER = 10
MVA MISMATCH TOL = 0.10

BUSBAR DATA

BUSBAR NO	VOLTAGE MAG	ACT POWER GEN	REACT POWER GEN	ACT POWER LOAD	REACT POWER LOAD
2	0.0000	0.80	0.71	1.30	0.98
3	0.0000	0.00	0.00	1.50	1.12
4	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
6	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.0000	0.00	0.00	0.40	0.30
8	0.0000	0.00	0.00	0.30	0.22
9	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
10	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
11	0.0000	2.50	2.20	1.50	1.12
12	0.0000	0.00	0.00	0.30	0.22
13	1.0000	2.71	1.75	1.90	1.42
14	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
15	0.0000	0.80	0.71	0.00	0.00
16	0.0000	0.80	0.71	0.50	0.37
17	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
18	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
19	0.0000	0.00	0.00	1.80	1.35
20	0.0000	2.50	2.20	0.40	0.30

LINE,TRANSFORMER AND SHUNT DATA

NO	SEN END	REC END	RESIST (p.u.)	REACT (p.u.)	SUSC (p.u.)	TAPINI (%)	LOWTAP (%)	INCR (%)	HIGHTAP (%)	VSP (p.u.)
1	4	5	0.0620	0.0950	0.0000					
2	5	6	0.0186	0.0285	0.0000					
3	6	9	0.0868	0.1330	0.0000					
4	10	12	0.0050	0.0100	0.0000					
5	17	18	0.1271	0.1950	0.0000					
6	10	13	0.0050	0.0100	0.0000					
7	10	11	0.0050	0.0100	0.0000					
8	14	16	0.6432	0.6686	0.0000					
9	2	3	0.0000	0.1250		0.000	-5.000	2.50	5.00	0.0000
10	5	7	0.0000	0.2500		0.000	-5.000	2.50	5.00	0.0000
11	6	8	0.0000	0.2500		0.000	-5.000	2.50	5.00	0.0000
12	9	12	0.0000	0.1000		-5.000	-10.000	0.62	10.00	0.0000
13	12	15	0.0000	0.3333		0.000	-5.000	2.50	5.00	0.0000
14	11	14	0.0000	0.2530		0.000	-5.000	2.50	5.00	0.0000
15	17	13	0.0000	0.1000		-2.000	-5.000	2.50	5.00	0.0000
16	18	19	0.0000	0.1012		0.000	-10.000	0.62	10.00	0.0000
17	19	20	0.0000	0.1250		0.000	-5.000	2.50	5.00	0.0000
18	19	20	0.0000	0.1250		0.000	-5.000	2.50	5.00	0.0000
19	4	2	0.0000	0.3210		0.000	-5.000	2.50	5.00	0.0000

NO.NODES: 19 NO.LINES: 8
NO.TRANF: 11 NO.CONTROLLABLE TRASF: 0

CONVERGENCE HAS BEEN ACHIEVED IN 2 ITERATIONS

1

BUSBAR VOLTAGES & POWER

BUSBAR NO	VOLTAGE MAG	ANGLE DEG	ACT POWER GEN	RACT POWER GEN	ACT POWER LOAD	RACT POWER LOAD
2	0.8641	-8.12	0.800	0.706	1.300	0.975
3	0.8474	-9.55	0.000	0.000	1.500	1.125
4	0.9204	-3.55	0.000	0.000	0.000	0.000
5	0.9513	-2.99	0.000	0.000	0.000	0.000
6	0.9623	-2.80	0.000	0.000	0.000	0.000
7	0.9433	-3.63	0.000	0.000	0.400	0.300
8	0.9564	-3.26	0.000	0.000	0.300	0.225
9	1.0197	-1.83	0.000	0.000	0.000	0.000
10	0.9936	-0.04	0.000	0.000	0.000	0.000
11	1.0006	-0.01	2.500	2.204	1.500	1.125
12	0.9951	-0.11	0.000	0.000	0.300	0.225
13	1.0000	0.00	2.713	1.783	1.900	1.425
14	1.0086	0.41	0.000	0.000	0.000	0.000
15	1.0179	1.40	0.800	0.706	0.000	0.000
16	1.0481	0.34	0.800	0.706	0.500	0.375
17	1.0255	0.17	0.000	0.000	0.000	0.000
18	1.0387	0.14	0.000	0.000	0.000	0.000
19	1.0436	0.30	0.000	0.000	1.800	1.350
20	1.0548	0.98	2.500	2.204	0.400	0.300

LINE FLOWS

BRANCH	SENDG END	REC END	PSEND	QSEND	PREC	QREC	PLOSS	QLOSS
1	4	5	-1.996	-1.689	2.046	1.766	0.050	0.077
2	5	6	-2.446	-2.072	2.467	2.104	0.021	0.032
3	6	9	-2.768	-2.332	2.890	2.520	0.123	0.188
4	10	12	2.394	2.242	-2.389	-2.231	0.005	0.011
5	17	18	-0.296	-0.500	0.300	0.506	0.004	0.006
6	10	13	-1.108	-0.852	1.109	0.854	0.001	0.002
7	10	11	-1.287	-1.390	1.288	1.393	0.002	0.004
8	14	16	-0.288	-0.319	0.300	0.331	0.012	0.012
9	2	3	1.468	1.175	-1.468	-1.116	0.000	0.059
10	5	7	0.398	0.307	-0.398	-0.300	0.000	0.007
11	6	8	0.299	0.229	-0.299	-0.225	0.000	0.004
12	9	12	-2.888	-2.519	2.888	2.676	0.000	0.157
13	12	15	-0.800	-0.669	0.800	0.706	0.000	0.037
14	11	14	-0.288	-0.314	0.288	0.319	0.000	0.005
15	17	13	0.296	0.500	-0.296	-0.497	0.000	0.003
16	18	19	-0.300	-0.506	0.300	0.509	0.000	0.003
17	19	20	-1.051	-0.930	1.051	0.952	0.000	0.023
18	19	20	-1.051	-0.930	1.051	0.952	0.000	0.023
19	4	2	1.974	1.693	-1.974	-1.437	0.000	0.256

TRANSFORMER TAPS

TRANSF NO. 1 TAP 0.0000% FIXED
BUSBARS: 2- 3
TRANSF NO. 2 TAP 0.0000% FIXED
BUSBARS: 5- 7
TRANSF NO. 3 TAP 0.0000% FIXED
BUSBARS: 6- 8
TRANSF NO. 4 TAP -5.0000% FIXED
BUSBARS: 9- 12
TRANSF NO. 5 TAP 0.0000% FIXED
BUSBARS: 12- 15
TRANSF NO. 6 TAP 0.0000% FIXED
BUSBARS: 11- 14
TRANSF NO. 7 TAP -2.0000% FIXED
BUSBARS: 17- 13
TRANSF NO. 8 TAP 0.0000% FIXED
BUSBARS: 18- 19
TRANSF NO. 9 TAP 0.0000% FIXED
BUSBARS: 19- 20
TRANSF NO. 10 TAP 0.0000% FIXED
BUSBARS: 19- 20
TRANSF NO. 11 TAP 0.0000% FIXED
BUSBARS: 4- 2

TOTAL LOAD = 9.900 MW 7.425 MVAR
TOTAL LINE LOSSES = 0.218 MW 0.908 MVAR
TOTAL GENERATION = 10.113 MW 8.309 MVAR
SYSTEM POWER FACTOR = 0.773

POWER SYSTEM FAULT PROGRAM (PFP)
MSc DISSERTATION UMIST 1986

OPTION : DIFFERENT POSITIVE AND NEGATIVE SEQ. IMPEDANCES

SYSTEM TITLE : DATOS DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO
DE PETROPRODUCCION 1994

SYSTEM MVA BASE = 10.00
VECTOR REFERENCE BUS: 13

BUSBAR DATA

BUS NO	VOLT (P.U)	ANGLE (DEG)	P.LOAD (MW)	Q.LOAD (MVAR)
2	1.0741	-0.951	1.300	0.975
3	1.0607	-1.897	1.500	1.125
4	1.0262	-0.792	0.000	0.000
5	1.0278	-0.778	0.000	0.000
6	1.0299	-0.742	0.000	0.000
7	1.0204	-1.324	0.400	0.300
8	1.0244	-1.150	0.300	0.225
9	1.0450	-0.474	0.000	0.000
10	1.0002	0.009	0.000	0.000
11	1.0010	0.034	1.500	1.125
12	0.9994	-0.007	0.300	0.225
13	1.0000	0.000	1.900	1.425
14	1.0029	0.177	0.000	0.000
15	1.0634	1.020	0.000	0.000
16	1.0142	0.282	0.500	0.375
17	1.0516	-0.057	0.000	0.000
18	1.0485	-0.093	0.000	0.000
19	1.0475	-0.145	1.800	1.350
20	1.0550	0.406	0.400	0.300
21	0.9915	-0.120	0.000	0.000
22	0.9573	-2.680	0.180	0.135
30	1.0485	-0.092	0.000	0.000

GENERATOR DATA

NO	BUS NO	R1 (P.U)	X1 (P.U)	R2 (P.U)	X2 (P.U)	R0 (P.U)	X0 (P.U)	P.GEN (MW)	Q.GEN (MVAR)	MDG CON
1	2	0.0000	1.6800	0.0000	1.3600	0.0000	0.0400	0.600	0.450	X
2	2	0.0000	0.5600	0.0000	0.4533	0.0000	0.0133	2.100	1.575	X
3	13	0.0000	0.3733	0.0000	0.4533	0.0000	0.0400	1.992	1.615	X
4	15	0.0000	1.6800	0.0000	1.3600	0.0000	0.0400	0.600	0.450	X
5	11	0.0000	0.3733	0.0000	0.4533	0.0000	0.0400	2.100	1.575	X
6	16	0.0000	1.6800	0.0000	1.3600	0.0000	0.0400	0.600	0.450	X
7	20	0.0000	0.5600	0.0000	0.4533	0.0000	0.0133	2.100	1.575	X

BRANCH DATA

LINE DATA

NO	SEN BUS	REC BUS	R1 (P.U)	X1 (P.U)	SUSC1 (P.U)	R0 (P.U)	X0 (P.U)	SUSC0 (P.U)
1	4	5	0.0620	0.0950	0.0000	0.1160	0.1910	0.0000
2	5	6	0.0186	0.0285	0.0000	0.0350	0.0570	0.0000
3	6	9	0.0868	0.1330	0.0000	0.1630	0.2680	0.0000
4	10	12	0.0050	0.0100	0.0000	0.0100	0.0200	0.0000
5	17	30	0.1271	0.1950	0.0000	0.2380	0.3920	0.0000
6	10	13	0.0050	0.0100	0.0000	0.0100	0.0200	0.0000
7	10	11	0.0050	0.0100	0.0000	0.0100	0.0200	0.0000
8	14	16	0.6432	0.6686	0.0000	1.0190	1.6600	0.0000
9	13	21	0.2234	0.2989	0.0000	0.4215	0.8480	0.0000

TRANSFORMER DATA

NO	SEN BUS	REC BUS	R1 (P.U)	X1 (P.U)	TAP (%)	R0 (P.U)	X0 (P.U)	WNDG CON
10	2	3	0.0000	0.1250	0.000	0.0000	0.1250	DX1
11	5	7	0.0000	0.2500	0.000	0.0000	0.2500	XD1
12	6	8	0.0000	0.2500	0.000	0.0000	0.2500	XD1
13	9	12	0.0000	0.1000	-5.000	0.0000	0.1000	XD1
14	12	15	0.0000	0.3333	5.000	0.0000	0.3333	XD1
15	11	14	0.0000	0.2530	0.000	0.0000	0.2530	XD1
16	17	13	0.0000	0.1000	-5.000	0.0000	0.1000	XD1
17	18	19	0.0000	0.1012	0.000	0.0000	0.1000	dx1
18	19	20	0.0000	0.1250	0.000	0.0000	0.1250	XD1
19	19	20	0.0000	0.1250	0.000	0.0000	0.1250	XD1
20	4	2	0.0000	0.3210	5.000	0.0000	0.3210	XD1
21	21	22	0.0000	2.3556	0.000	0.0000	2.3556	XD1
22	30	18	0.0000	0.0005	0.000	0.0000	0.1000	xd1

FAULT TYPE : LINE TO GROUND

FAULTED BUS : 10
FAULT IMPEDANCE (R,X) : 0.000 0.000 P.U

PHASE QUANTITIES INCLUDE PHASE SHIFTS

FAULT CURRENTS :

Z1:0.0144+j0.1166(P.U) Z2:0.0170+j0.1248 (P.U) Zo: 0.0044+j 0.0261(P.U)

vol:1.0002+j0.0002(P.U)
RED PHASE : 11.1182(P.U) AT -82.365(DEG)
WHITE PHASE : 0.0000(P.U) AT 0.000(DEG)
BLUE PHASE : 0.0000(P.U) AT 0.000(DEG)

BRANCH FAULT CURRENTS

LINE AND SHUNT FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE +VE SEQ. (P.U)	(DEG)	W-PHASE -VE SEQ. (P.U)	(DEG)	B-PHASE ZERO SEQ. (P.U)	(DEG)
3	6	9	0.8016	-85.166	0.1508	34.174	0.7395	105.074
			0.3758	-85.013	0.5127	-76.766	0.0000	0.000
5	17	30	0.8319	98.349	0.0926	-168.374	0.8317	-75.267
			0.4332	101.532	0.5258	101.548	0.0000	0.000
6	10	13	4.8907	97.502	0.0184	-74.802	0.0432	163.200
			1.6425	96.924	1.6182	97.653	1.6301	97.934
9	13	21	0.0172	99.897	0.0200	167.983	0.0371	78.721
			0.0136	-40.521	0.0106	141.050	0.0198	104.911
16	17	13	0.8321	-81.634	0.0923	11.593	0.8321	104.722
			0.4335	-78.461	0.5258	-78.452	0.0000	0.000
17	18	19	0.9588	101.555	0.4860	-87.971	0.4862	-68.924
			0.4330	101.563	0.5258	101.548	0.0000	0.000
18	19	20	0.4906	102.873	0.4219	-72.270	0.0788	-104.093
			0.2845	112.059	0.2464	97.097	0.0000	0.000
21	21	22	0.0171	99.846	0.0201	168.007	0.0371	78.694
			0.0137	-40.598	0.0106	141.050	0.0198	104.911
22	30	18	0.8509	96.893	0.0932	-150.640	0.8198	-77.076
			0.4380	97.816	0.5258	101.548	0.0000	0.000

GENERATOR FAULT CURRENTS

BUS	R-PHASE +VE SEQ. (P.U)	(DEG)	W-PHASE -VE SEQ. (P.U)	(DEG)	B-PHASE ZERO SEQ. (P.U)	(DEG)
11	3.8240	-83.011	0.5823	-104.800	0.3842	-25.813
	1.3078	-79.584	1.0007	-89.540	1.5247	-81.673
13	3.8863	-83.426	0.6602	-104.305	0.4285	-37.876
	1.3013	-79.915	0.9918	-89.400	1.6013	-82.584
20	0.6882	-82.474	1.0756	105.939	0.4075	-59.756
	0.6016	-66.176	0.4867	-83.825	0.0000	0.000

FAULT TYPE : LINE TO GROUND

FAULTED BUS : 13
FAULT IMPEDANCE (R,X) : 0.000 0.000 P.U

PHASE QUANTITIES INCLUDE PHASE SHIFTS

FAULT CURRENTS :

Z1:0.0147+j0.1175(P.U) Z2:0.0175+j0.1259 (P.U) Zo: 0.0025+j 0.0251(P.U)

vol:1.0000+j0.0000(P.U)
RED PHASE : 11.0825(P.U) AT -82.633(DEG)
WHITE PHASE : 0.0000(P.U) AT 0.000(DEG)
BLUE PHASE : 0.0000(P.U) AT 0.000(DEG)

BRANCH FAULT CURRENTS

LINE AND SHUNT FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE +VE SEQ. (P.U)	(DEG)	W-PHASE -VE SEQ. (P.U)	(DEG)	B-PHASE ZERO SEQ. (P.U)	(DEG)
3	6	9	0.7663	-84.986	0.1500	34.279	0.7053	105.705
			0.3559	-84.807	0.4923	-76.292	0.0000	0.000
5	17	30	0.8702	97.231	0.0950	-169.211	0.8695	-76.506
			0.4540	100.317	0.5490	100.398	0.0000	0.000
6	10	13	5.3216	-79.511	0.6671	79.651	0.6939	84.727
			1.9758	-81.198	2.0049	-81.905	1.3509	-73.480
9	13	21	0.0273	96.046	0.0229	145.397	0.0459	79.960
			0.0132	-39.647	0.0110	139.900	0.0288	99.141
16	17	13	0.8705	-82.752	0.0947	10.754	0.8699	103.484
			0.4543	-79.676	0.5490	-79.601	0.0000	0.000
17	18	19	1.0028	100.375	0.5085	-88.963	0.5077	-70.274
			0.4538	100.346	0.5490	100.398	0.0000	0.000
18	19	20	0.5077	101.796	0.4374	-73.860	0.0788	-103.049
			0.2926	110.711	0.2572	95.948	0.0000	0.000
21	21	22	0.0273	96.008	0.0230	145.463	0.0459	79.937
			0.0132	-39.730	0.0110	139.900	0.0288	99.141
22	30	18	0.8897	95.860	0.0951	-151.894	0.8582	-78.250
			0.4593	96.785	0.5490	100.397	0.0000	0.000

GENERATOR FAULT CURRENTS

BUS	R-PHASE +VE SEQ. (P.U)	(DEG)	W-PHASE -VE SEQ. (P.U)	(DEG)	B-PHASE ZERO SEQ. (P.U)	(DEG)
11	3.1942	-79.913	0.0869	-147.170	0.5376	40.952
	1.2617	-78.744	0.9610	-89.066	0.9922	-72.552
13	4.7036	-86.819	1.3591	-102.247	0.9842	-76.611
	1.3491	-81.298	1.0355	-90.550	2.3283	-88.354
20	0.7090	-83.105	1.1121	104.609	0.4204	-62.308
	0.6168	-67.508	0.5082	-84.974	0.0000	0.000

FAULT TYPE : LINE TO GROUND

FAULTED BUS : 17
FAULT IMPEDANCE (R,X) : 0.000 0.000 P.U

PHASE QUANTITIES INCLUDE PHASE SHIFTS

FAULT CURRENTS :

Z1:0.0202+j0.2011(P.U) Z2:0.0233+j0.2043 (P.U) Zo: 0.0070+j 0.0932(P.U)

vol:1.0516+j-.0010(P.U)
RED PHASE : 6.2948(P.U) AT -84.276(DEG)
WHITE PHASE : 0.0000(P.U) AT 0.000(DEG)
BLUE PHASE : 0.0000(P.U) AT 0.000(DEG)

BRANCH FAULT CURRENTS

LINE AND SHUNT FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE +VE SEQ. (P.U)	(DEG)	W-PHASE -VE SEQ. (P.U)	(DEG)	B-PHASE ZERO SEQ. (P.U)	(DEG)
3	6	9	0.4165	-87.694	0.2849	75.344	0.1663	122.297
			0.1645	-100.726	0.2589	-79.458	0.0000	0.000
5	17	30	1.3638	105.674	0.2303	-123.157	0.1636	-89.546
			0.4698	101.495	0.5451	101.690	0.3587	117.269
6	10	13	1.8407	-84.428	1.8155	95.654	0.0253	89.640
			1.0568	-83.705	1.0542	-85.071	0.0000	0.000
9	13	21	0.0154	-86.638	0.0164	-169.958	0.0238	50.233
			0.0180	-38.639	0.0058	136.734	0.0000	0.000
16	17	13	4.9568	92.998	0.2302	56.928	0.1639	90.370
			1.6312	94.062	1.5571	93.639	1.7695	91.455
17	18	19	0.8789	104.077	0.8803	-80.847	0.0756	12.721
			0.4696	101.524	0.5452	101.690	0.0000	0.000
18	19	20	0.3364	98.014	0.5521	-75.232	0.2217	115.048
			0.3008	111.156	0.2554	97.239	0.0000	0.000
21	21	22	0.0155	-86.656	0.0164	-170.074	0.0238	50.188
			0.0180	-38.702	0.0058	136.734	0.0000	0.000
22	30	18	1.3660	104.474	0.2570	-120.694	0.1465	-98.049
			0.4746	98.066	0.5451	101.690	0.3587	117.269

GENERATOR FAULT CURRENTS

BUS	R-PHASE +VE SEQ. (P.U)	(DEG)	W-PHASE -VE SEQ. (P.U)	(DEG)	B-PHASE ZERO SEQ. (P.U)	(DEG)
11	1.1817	-87.990	0.9992	105.619	0.3156	43.850
	0.7590	-74.806	0.5053	-92.232	0.0000	0.000
13	1.2523	-90.226	1.0744	102.712	0.3162	40.236
	0.8027	-77.851	0.5445	-93.715	0.0000	0.000
20	0.2071	-113.328	1.0579	101.995	0.8970	-70.332
	0.6332	-67.166	0.5046	-83.683	0.0000	0.000

FAULT TYPE : LINE TO GROUND

FAULTED BUS : 18
FAULT IMPEDANCE (R,X) : 0.000 0.000 P.U

PHASE QUANTITIES INCLUDE PHASE SHIFTS

FAULT CURRENTS :

Z1:0.0605+j0.2739(P.U) Z2:0.0532+j0.2632 (P.U) Zo: 0.0000+j********(P.U)

vol:1.0485+j-.0017(P.U)
RED PHASE : 0.0000(P.U) AT -90.093(DEG)
WHITE PHASE : 0.0000(P.U) AT 0.000(DEG)
BLUE PHASE : 0.0000(P.U) AT 0.000(DEG)

BRANCH FAULT CURRENTS

LINE AND SHUNT FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE +VE SEQ. (P.U)	(DEG)	W-PHASE -VE SEQ. (P.U)	(DEG)	B-PHASE ZERO SEQ. (P.U)	(DEG)
3	6	9	0.0999	170.338	0.0999	50.338	0.0999	-69.662
			0.0999	140.338	0.0000	-77.145	0.0000	0.000
5	17	30	0.0136	-15.288	0.0136	-135.288	0.0136	104.712
			0.0136	-45.288	0.0000	-84.049	0.0000	0.000
6	10	13	0.0228	-25.288	0.0228	-145.288	0.0228	94.712
			0.0228	-25.288	0.0000	-82.759	0.0000	0.000
9	13	21	0.0235	-39.500	0.0235	-159.500	0.0235	80.500
			0.0235	-39.500	0.0000	139.047	0.0000	0.000
16	17	13	0.0133	165.388	0.0133	45.388	0.0133	-74.612
			0.0133	135.388	0.0000	95.951	0.0000	0.000
17	18	19	0.0136	-46.550	0.0136	-166.550	0.0136	73.450
			0.0136	-46.550	0.0000	82.826	0.0000	0.000
18	19	20	0.1007	113.560	0.1007	-6.440	0.1007	-126.440
			0.1007	143.560	0.0000	78.375	0.0000	0.000
21	21	22	0.0235	-39.547	0.0235	-159.547	0.0235	80.453
			0.0235	-39.547	0.0000	139.047	0.0000	0.000
22	30	18	0.0366	29.627	0.0366	-90.373	0.0366	149.627
			0.0366	-0.373	0.0000	-84.048	0.0000	0.000

GENERATOR FAULT CURRENTS

BUS	R-PHASE +VE SEQ. (P.U)	(DEG)	W-PHASE -VE SEQ. (P.U)	(DEG)	B-PHASE ZERO SEQ. (P.U)	(DEG)
11	0.2622	-36.836	0.2622	-156.836	0.2622	83.164
	0.2622	-36.836	0.0000	-89.920	0.0000	0.000
13	0.2564	-39.033	0.2564	-159.033	0.2564	80.967
	0.2564	-39.033	0.0000	-91.403	0.0000	0.000
20	0.2488	-96.464	0.2488	143.536	0.2488	23.536
	0.2488	-36.464	0.0000	-102.547	0.0000	0.000

FAULT TYPE : LINE TO GROUND

FAULTED BUS : 19
FAULT IMPEDANCE (R,X) : 0.000 0.000 P.U

PHASE QUANTITIES INCLUDE PHASE SHIFTS

FAULT CURRENTS :

Z1:0.0516+j0.2820(P.U) Z2:0.0433+j0.2618 (P.U) Zo: 0.0002+j 0.0383(P.U)

vol:1.0475+j-.0027(P.U)
RED PHASE : 5.3285(P.U) AT -80.860(DEG)
WHITE PHASE : 0.0000(P.U) AT 0.000(DEG)
BLUE PHASE : 0.0000(P.U) AT 0.000(DEG)

BRANCH FAULT CURRENTS

LINE AND SHUNT FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE +VE SEQ. (P.U)	(DEG)	W-PHASE -VE SEQ. (P.U)	(DEG)	B-PHASE ZERO SEQ. (P.U)	(DEG)
3	6	9	0.1658	-108.552	0.0716	-15.807	0.1774	95.217
			0.0619	-120.759	0.1324	-68.830	0.0000	0.000
5	17	30	0.8569	-70.268	0.8434	-81.856	1.6916	103.984
			0.8953	-76.267	0.7963	-75.733	0.0000	0.000
6	10	13	0.9689	-72.625	0.0463	-152.885	0.9778	104.698
			0.5846	-73.533	0.5391	-74.443	0.0000	0.000
9	13	21	0.0188	-3.322	0.0234	-129.484	0.0196	101.457
			0.0205	-40.473	0.0030	147.362	0.0000	0.000
16	17	13	0.8567	109.710	0.8431	98.163	1.6912	-76.017
			0.8950	103.730	0.7963	104.267	0.0000	0.000
17	18	19	1.4700	-74.088	0.0996	-170.683	1.4619	102.030
			0.8955	-76.283	0.7962	-75.733	0.0000	0.000
18	19	20	1.4832	96.464	0.1378	102.646	0.0521	175.109
			0.4810	99.516	0.4618	90.550	0.5439	98.781
21	21	22	0.0189	-3.394	0.0235	-129.531	0.0196	101.422
			0.0205	-40.524	0.0030	147.362	0.0000	0.000
22	30	18	0.8324	-69.267	0.8652	-80.610	1.6892	104.951
			0.8931	-74.438	0.7963	-75.733	0.0000	0.000

GENERATOR FAULT CURRENTS

BUS	R-PHASE +VE SEQ. (P.U)	(DEG)	W-PHASE -VE SEQ. (P.U)	(DEG)	B-PHASE ZERO SEQ. (P.U)	(DEG)
11	0.6302	-55.140	0.3041	-134.155	0.7501	101.409
	0.5329	-61.302	0.2584	-81.604	0.0000	0.000
13	0.6667	-58.580	0.3032	-137.296	0.7845	99.147
	0.5536	-64.404	0.2784	-83.088	0.0000	0.000
20	1.7233	-85.819	1.5420	96.612	0.1940	74.479
	0.9811	-79.370	0.9124	-90.372	0.0000	0.000

FAULT TYPE : LINE TO GROUND

FAULTED BUS : 20
FAULT IMPEDANCE (R,X) : 0.000 0.000 P.U

PHASE QUANTITIES INCLUDE PHASE SHIFTS

FAULT CURRENTS :

Z1:0.0426+j0.2835(P.U) Z2:0.0343+j0.2563 (P.U) Zo: 0.0000+j 0.0133(P.U)

vol:1.0550+j0.0075(P.U)
RED PHASE : 5.6681(P.U) AT -81.675(DEG)
WHITE PHASE : 0.0000(P.U) AT 0.000(DEG)
BLUE PHASE : 0.0000(P.U) AT 0.000(DEG)

BRANCH FAULT CURRENTS

LINE AND SHUNT FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE +VE SEQ. (P.U)	(DEG)	W-PHASE -VE SEQ. (P.U)	(DEG)	B-PHASE ZERO SEQ. (P.U)	(DEG)
3	6	9	0.1032	-130.665	0.1109	-68.914	0.1838	81.442
			0.0603	-126.095	0.1236	-69.758	0.0000	0.000
5	17	30	0.1128	9.520	1.3826	-79.265	1.3895	105.392
			0.8559	-77.165	0.7433	-76.662	0.0000	0.000
6	10	13	0.5252	-69.568	0.5413	-79.955	1.0621	105.159
			0.5589	-74.362	0.5032	-75.372	0.0000	0.000
9	13	21	0.0219	26.386	0.0224	-105.985	0.0179	138.664
			0.0206	-40.296	0.0028	146.434	0.0000	0.000
16	17	13	0.1125	-170.514	1.3822	100.740	1.3892	-74.617
			0.8555	102.832	0.7433	103.338	0.0000	0.000
17	18	19	0.8118	-70.025	0.7994	-83.961	1.5993	103.061
			0.8561	-77.181	0.7432	-76.661	0.0000	0.000
18	19	20	0.7209	-78.486	0.0734	85.795	0.6505	103.266
			0.3870	-82.873	0.4078	-72.704	0.0000	0.000
21	21	22	0.0219	26.324	0.0224	-106.021	0.0179	138.607
			0.0207	-40.347	0.0028	146.434	0.0000	0.000
22	30	18	0.1116	24.165	1.3933	-78.170	1.3737	106.384
			0.8532	-75.253	0.7432	-76.662	0.0000	0.000

GENERATOR FAULT CURRENTS

BUS	R-PHASE +VE SEQ. (P.U)	(DEG)	W-PHASE -VE SEQ. (P.U)	(DEG)	B-PHASE ZERO SEQ. (P.U)	(DEG)
11	0.3628	-25.853	0.5372	-94.928	0.7480	112.014
	0.5181	-61.271	0.2412	-82.533	0.0000	0.000
13	0.3790	-30.799	0.5532	-96.890	0.7872	109.226
	0.5375	-64.414	0.2599	-84.016	0.0000	0.000
20	4.0902	-83.231	0.9408	-81.718	0.6460	-71.955
	1.1321	-80.020	1.0778	-89.292	1.8887	-81.703

FAULT TYPE : LINE TO GROUND

FAULTED BUS : 21
FAULT IMPEDANCE (R,X) : 0.000 0.000 P.U

PHASE QUANTITIES INCLUDE PHASE SHIFTS

FAULT CURRENTS :

Z1:0.2370+j0.4114(P.U) Z2:0.2398+j0.4195 (P.U) Zo: 0.2219+j 0.6662(P.U)

vol:0.9915+j-.0021(P.U)
RED PHASE : 1.8004(P.U) AT -65.101(DEG)
WHITE PHASE : 0.0000(P.U) AT 0.000(DEG)
BLUE PHASE : 0.0000(P.U) AT 0.000(DEG)

BRANCH FAULT CURRENTS

LINE AND SHUNT FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE +VE SEQ. (P.U)	(DEG)	W-PHASE -VE SEQ. (P.U)	(DEG)	B-PHASE ZERO SEQ. (P.U)	(DEG)
3	6	9	0.1015	-110.415	0.1087	48.102	0.0398	159.082
			0.0402	173.242	0.0793	-58.879	0.0000	0.000
5	17	30	0.1325	111.008	0.0267	-146.110	0.1292	-57.391
			0.0620	115.200	0.0884	117.811	0.0000	0.000
6	10	13	0.8127	-60.297	0.1637	105.962	0.1934	101.739
			0.3342	-61.877	0.3229	-64.493	0.1600	-48.452
9	13	21	1.6402	-62.940	0.1689	102.779	0.1965	93.324
			0.6150	-64.378	0.5937	-65.336	0.4341	-57.619
16	17	13	0.1329	-68.914	0.0263	34.087	0.1295	122.498
			0.0624	-64.831	0.0884	-62.189	0.0000	0.000
17	18	19	0.1502	116.840	0.0811	-79.663	0.0761	-45.547
			0.0618	115.452	0.0884	117.811	0.0000	0.000
18	19	20	0.1666	114.659	0.1431	-30.704	0.0949	-124.359
			0.1318	135.976	0.0414	113.361	0.0000	0.000
21	21	22	0.1727	93.922	0.1689	102.795	0.1966	93.315
			0.0168	-37.562	0.0069	135.714	0.1789	96.482
22	30	18	0.1483	101.218	0.0438	-106.802	0.1116	-68.164
			0.0656	89.440	0.0884	117.811	0.0000	0.000

GENERATOR FAULT CURRENTS

BUS	R-PHASE +VE SEQ. (P.U)	(DEG)	W-PHASE -VE SEQ. (P.U)	(DEG)	B-PHASE ZERO SEQ. (P.U)	(DEG)
11	0.6816	-54.521	0.2338	-169.656	0.3447	77.878
	0.4182	-50.232	0.1548	-71.653	0.1175	-47.524
13	0.8616	-60.167	0.2562	-136.578	0.2248	55.055
	0.4270	-53.087	0.1668	-73.137	0.2757	-63.326
20	0.3122	-87.910	0.3851	131.899	0.2471	5.876
	0.3092	-43.040	0.0819	-67.562	0.0000	0.000

FAULT TYPE : LINE TO GROUND

FAULTED BUS : 30
FAULT IMPEDANCE (R,X) : 0.000 0.000 P.U

PHASE QUANTITIES INCLUDE PHASE SHIFTS

FAULT CURRENTS :

Z1:0.0605+j0.2738(P.U) Z2:0.0532+j0.2631 (P.U) Zo: 0.0057+j 0.0856(P.U)

vol:1.0485+j-.0017(P.U)
RED PHASE : 4.9619(P.U) AT -79.233(DEG)
WHITE PHASE : 0.0000(P.U) AT 0.000(DEG)
BLUE PHASE : 0.0000(P.U) AT 0.000(DEG)

BRANCH FAULT CURRENTS

LINE AND SHUNT FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE +VE SEQ. (P.U)	(DEG)	W-PHASE -VE SEQ. (P.U)	(DEG)	B-PHASE ZERO SEQ. (P.U)	(DEG)
3	6	9	0.2027	-79.040	0.1761	75.099	0.0886	161.043
			0.0659	-109.104	0.1494	-66.282	0.0000	0.000
5	17	30	2.1268	-71.612	0.7026	106.707	0.7008	94.887
			0.9815	-73.757	0.8986	-73.185	0.2552	-57.688
6	10	13	1.0858	-72.371	1.0778	109.338	0.0332	32.379
			0.6407	-71.162	0.6084	-71.895	0.0000	0.000
9	13	21	0.0194	-80.383	0.0182	176.990	0.0235	50.548
			0.0202	-40.995	0.0033	149.910	0.0000	0.000
16	17	13	2.1265	108.388	0.7024	-73.320	0.7005	-85.092
			0.9812	106.242	0.8986	106.815	0.2552	122.312
17	18	19	1.2510	95.212	1.2606	-88.581	0.0837	9.911
			0.6831	92.905	0.7662	93.668	0.0000	0.000
18	19	20	0.4363	91.984	0.7422	-84.823	0.3075	99.712
			0.3869	100.706	0.3590	89.217	0.0000	0.000
21	21	22	0.0194	-80.413	0.0183	176.914	0.0236	50.501
			0.0203	-41.046	0.0033	149.910	0.0000	0.000
22	30	18	2.8750	94.568	0.6773	107.822	0.7215	96.480
			0.6920	90.612	0.7662	93.668	1.4197	96.981

GENERATOR FAULT CURRENTS

BUS	R-PHASE +VE SEQ. (P.U)	(DEG)	W-PHASE -VE SEQ. (P.U)	(DEG)	B-PHASE ZERO SEQ. (P.U)	(DEG)
11	0.8076	-76.953	0.6883	124.615	0.3034	46.551
	0.5666	-60.887	0.2916	-79.056	0.0000	0.000
13	0.8464	-79.121	0.7296	121.341	0.3026	43.430
	0.5899	-63.885	0.3142	-80.540	0.0000	0.000
20	0.2030	-110.043	1.3867	93.880	1.2039	-82.200
	0.7968	-77.710	0.7092	-91.705	0.0000	0.000

CORRIENTES DE FALLA TRIFASICA DEL SISTEMA DE PETROPRODUCCION

FAULT TYPE : THREE PHASE

FAULTED BUS : 10
FAULT IMPEDANCE (R,X) : 0.000 0.000 P.U

FAULT CURRENTS :

Z1:0.0144+j0.1166(P.U)

vol:1.0002+j0.0002(P.U)
RED PHASE : 8.5117(P.U) AT -82.974(DEG)
WHITE PHASE : 8.5117(P.U) AT 157.026(DEG)
BLUE PHASE : 8.5117(P.U) AT 37.026(DEG)

BRANCH FAULT CURRENTS

LINE AND SHUNT FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
			(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
1	4	5	0.9796	-79.421	0.9796	160.579	0.9796	40.579
2	5	6	0.9662	-79.904	0.9662	160.096	0.9662	40.096
3	6	9	0.9591	-80.153	0.9591	159.847	0.9591	39.847
4	10	12	1.5860	98.405	1.5860	-21.595	1.5860	-141.595
5	17	30	1.0097	101.464	1.0097	-18.536	1.0097	-138.536
6	10	13	3.7882	96.692	3.7882	-23.308	3.7882	-143.308
7	10	11	3.1211	96.623	3.1211	-23.377	3.1211	-143.377
8	14	16	0.3811	108.850	0.3811	-11.150	0.3811	-131.150
9	13	21	0.0009	-59.263	0.0009	-179.263	0.0009	60.737

TRANSFORMER FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
			(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
10	2	3	0.1174	-41.982	0.1174	-161.982	0.1174	78.018
11	5	7	0.0142	-49.240	0.0142	-169.240	0.0142	70.760
12	6	8	0.0095	-47.110	0.0095	-167.110	0.0095	72.890
13	9	12	0.9593	-80.155	0.9593	159.845	0.9593	39.845
14	12	15	0.5851	96.181	0.5851	-23.819	0.5851	-143.819
15	11	14	0.3812	108.842	0.3812	-11.158	0.3812	-131.158
16	17	13	1.0101	-78.533	1.0101	161.467	1.0101	41.467
17	18	19	1.0095	101.478	1.0095	-18.522	1.0095	-138.522
18	19	20	0.5456	104.364	0.5456	-15.636	0.5456	-135.636
19	19	20	0.5456	104.364	0.5456	-15.636	0.5456	-135.636
20	4	2	0.9790	100.575	0.9790	-19.425	0.9790	-139.425
21	21	22	0.0010	-59.417	0.0010	-179.417	0.0010	60.583
22	30	18	1.0140	99.861	1.0140	-20.139	1.0140	-140.139

GENERATOR FAULT CURRENTS

BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
2	1.1121	-72.560	1.1121	167.440	1.1121	47.440
11	2.7616	-84.944	2.7616	155.056	2.7616	35.056
13	2.7439	-85.029	2.7439	154.971	2.7439	34.971
15	0.5570	-83.817	0.5570	156.183	0.5570	36.183
16	0.4080	-69.935	0.4080	170.065	0.4080	50.065
20	1.1114	-74.937	1.1114	165.063	1.1114	45.063

FAULT TYPE : THREE PHASE

FAULTED BUS : 13
FAULT IMPEDANCE (R,X) : 0.000 0.000 P.U

FAULT CURRENTS :

Z1:0.0147+j0.1175(P.U)

vol:1.0000+j0.0000(P.U)
RED PHASE : 8.4434(P.U) AT -82.873(DEG)
WHITE PHASE : 8.4434(P.U) AT 157.127(DEG)
BLUE PHASE : 8.4434(P.U) AT 37.127(DEG)

BRANCH FAULT CURRENTS

LINE AND SHUNT FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
			(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
1	4	5	0.9322	-78.478	0.9322	161.522	0.9322	41.522
2	5	6	0.9171	-79.023	0.9171	160.977	0.9171	40.977
3	6	9	0.9088	-79.317	0.9088	160.683	0.9088	40.683
4	10	12	1.5069	99.311	1.5069	-20.689	1.5069	-140.689
5	17	30	1.0521	100.613	1.0521	-19.387	1.0521	-139.387
6	10	13	4.4995	-81.745	4.4995	158.255	4.4995	38.255
7	10	11	2.9761	97.613	2.9761	-22.387	2.9761	-142.387
8	14	16	0.3636	109.827	0.3636	-10.173	0.3636	-130.173
9	13	21	0.0001	117.742	0.0001	-2.258	0.0001	-122.258

TRANSFORMER FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
			(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
10	2	3	0.1204	-42.197	0.1204	-162.197	0.1204	77.803
11	5	7	0.0160	-49.554	0.0160	-169.554	0.0160	70.446
12	6	8	0.0108	-47.859	0.0108	-167.859	0.0108	72.141
13	9	12	0.9090	-79.319	0.9090	160.681	0.9090	40.681
14	12	15	0.5605	97.314	0.5605	-22.686	0.5605	-142.686
15	11	14	0.3637	109.818	0.3637	-10.182	0.3637	-130.182
16	17	13	1.0524	-79.384	1.0524	160.616	1.0524	40.616
17	18	19	1.0519	100.625	1.0519	-19.375	1.0519	-139.375
18	19	20	0.5640	103.355	0.5640	-16.645	0.5640	-136.645
19	19	20	0.5640	103.355	0.5640	-16.645	0.5640	-136.645
20	4	2	0.9316	101.518	0.9316	-18.482	0.9316	-138.482
21	21	22	0.0000	118.950	0.0000	-1.050	0.0000	-121.050
22	30	18	1.0567	99.077	1.0567	-20.923	1.0567	-140.923

GENERATOR FAULT CURRENTS

BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
2	1.0744	-71.384	1.0744	168.616	1.0744	48.616
11	2.6416	-83.855	2.6416	156.145	2.6416	36.145
13	2.8473	-85.988	2.8473	154.012	2.8473	34.012
15	0.5336	-82.683	0.5336	157.317	0.5336	37.317
16	0.3922	-68.851	0.3922	171.149	0.3922	51.149
20	1.1470	-75.971	1.1470	164.029	1.1470	44.029

FAULT TYPE : THREE PHASE

FAULTED BUS : 17
FAULT IMPEDANCE (R,X) : 0.000 0.000 P.U

FAULT CURRENTS :

Z1:0.0202+j0.2011(P.U)

vol:1.0516+j-.0010(P.U)
RED PHASE : 5.2024(P.U) AT -84.314(DEG)
WHITE PHASE : 5.2024(P.U) AT 155.686(DEG)
BLUE PHASE : 5.2024(P.U) AT 35.686(DEG)

BRANCH FAULT CURRENTS

LINE AND SHUNT FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
			(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
1	4	5	0.5335	-81.683	0.5335	158.317	0.5335	38.317
2	5	6	0.5107	-84.021	0.5107	155.979	0.5107	35.979
3	6	9	0.4965	-85.673	0.4965	154.327	0.4965	34.327
4	10	12	0.8470	95.005	0.8470	-24.995	0.8470	-144.995
5	17	30	1.1816	101.991	1.1816	-18.009	1.1816	-138.009
6	10	13	2.6028	-84.374	2.6028	155.626	2.6028	35.626
7	10	11	1.7391	95.719	1.7391	-24.281	1.7391	-144.281
8	14	16	0.2140	107.914	0.2140	-12.086	0.2140	-132.086
9	13	21	0.0099	-35.574	0.0099	-155.574	0.0099	84.426

TRANSFORMER FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
			(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
10	2	3	0.1441	-39.726	0.1441	-159.726	0.1441	80.274
11	5	7	0.0297	-39.898	0.0297	-159.898	0.0297	80.102
12	6	8	0.0216	-38.803	0.0216	-158.803	0.0216	81.197
13	9	12	0.4967	-85.673	0.4967	154.327	0.4967	34.327
14	12	15	0.3434	98.712	0.3434	-21.288	0.3434	-141.288
15	11	14	0.2141	107.900	0.2141	-12.100	0.2141	-132.100
16	17	13	4.0296	93.839	4.0296	-26.161	4.0296	-146.161
17	18	19	1.1814	102.002	1.1814	-17.998	1.1814	-137.998
18	19	20	0.6250	103.784	0.6250	-16.216	0.6250	-136.216
19	19	20	0.6250	103.784	0.6250	-16.216	0.6250	-136.216
20	4	2	0.5329	98.307	0.5329	-21.693	0.5329	-141.693
21	21	22	0.0100	-35.701	0.0100	-155.701	0.0100	84.299
22	30	18	1.1856	100.618	1.1856	-19.382	1.1856	-139.382

GENERATOR FAULT CURRENTS

BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
2	0.7273	-67.407	0.7273	172.593	0.7273	52.593
11	1.5939	-83.451	1.5939	156.549	1.5939	36.549
13	1.7110	-85.874	1.7110	154.126	1.7110	34.126
15	0.3268	-81.283	0.3268	158.717	0.3268	38.717
16	0.2516	-67.179	0.2516	172.821	0.2516	52.821
20	1.2673	-75.726	1.2673	164.274	1.2673	44.274

FAULT TYPE : THREE PHASE

FAULTED BUS : 18
FAULT IMPEDANCE (R,X) : 0.000 0.000 P.U

FAULT CURRENTS :

Z1:0.0605+j0.2739(P.U)

vol:1.0485+j-.0017(P.U)
RED PHASE : 3.7382(P.U) AT -77.642(DEG)
WHITE PHASE : 3.7382(P.U) AT 162.358(DEG)
BLUE PHASE : 3.7382(P.U) AT 42.358(DEG)

BRANCH FAULT CURRENTS

LINE AND SHUNT FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
			(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
1	4	5	0.2837	-68.044	0.2837	171.956	0.2837	51.956
2	5	6	0.2478	-72.101	0.2478	167.899	0.2478	47.899
3	6	9	0.2243	-75.566	0.2243	164.434	0.2243	44.434
4	10	12	0.4253	107.727	0.4253	-12.273	0.4253	-132.273
5	17	30	2.2019	-72.390	2.2019	167.610	2.2019	47.610
6	10	13	1.4276	-70.418	1.4276	169.582	1.4276	49.582
7	10	11	0.9848	110.260	0.9848	-9.740	0.9848	-129.740
8	14	16	0.1226	121.962	0.1226	1.962	0.1226	-118.038
9	13	21	0.0163	-44.419	0.0163	-164.419	0.0163	75.581

TRANSFORMER FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
			(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
10	2	3	0.1601	-40.704	0.1601	-160.704	0.1601	79.296
11	5	7	0.0390	-42.567	0.0390	-162.567	0.0390	77.433
12	6	8	0.0288	-42.120	0.0288	-162.120	0.0288	77.880
13	9	12	0.2245	-75.577	0.2245	164.423	0.2245	44.423
14	12	15	0.2221	115.049	0.2221	-4.951	0.2221	-124.951
15	11	14	0.1227	121.924	0.1227	1.924	0.1227	-118.076
16	17	13	2.2015	107.609	2.2015	-12.391	2.2015	-132.391
17	18	19	1.5583	94.936	1.5583	-25.064	1.5583	-145.064
18	19	20	0.7891	95.871	0.7891	-24.129	0.7891	-144.129
19	19	20	0.7891	95.871	0.7891	-24.129	0.7891	-144.129
20	4	2	0.2831	111.966	0.2831	-8.034	0.2831	-128.034
21	21	22	0.0163	-44.473	0.0163	-164.473	0.0163	75.527
22	30	18	2.2012	-71.645	2.2012	168.355	2.2012	48.355

GENERATOR FAULT CURRENTS

BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
2	0.5496	-53.536	0.5496	-173.536	0.5496	66.464
11	0.9912	-67.488	0.9912	172.512	0.9912	52.512
13	1.0521	-70.061	1.0521	169.939	1.0521	49.939
15	0.2113	-64.921	0.2113	175.079	0.2113	55.079
16	0.1732	-53.133	0.1732	-173.133	0.1732	66.867
20	1.5853	-83.800	1.5853	156.200	1.5853	36.200

FAULT TYPE : THREE PHASE

FAULTED BUS : 19
FAULT IMPEDANCE (R,X) : 0.000 0.000 P.U

FAULT CURRENTS :

Z1:0.0516+j0.2820(P.U)

vol:1.0475+j-.0027(P.U)
RED PHASE : 3.6544(P.U) AT -79.778(DEG)
WHITE PHASE : 3.6544(P.U) AT 160.222(DEG)
BLUE PHASE : 3.6544(P.U) AT 40.222(DEG)

BRANCH FAULT CURRENTS

LINE AND SHUNT FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
			(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
1	4	5	0.2335	-71.503	0.2335	168.497	0.2335	48.497
2	5	6	0.1985	-77.685	0.1985	162.315	0.1985	42.315
3	6	9	0.1763	-83.275	0.1763	156.725	0.1763	36.725
4	10	12	0.3439	103.041	0.3439	-16.959	0.3439	-136.959
5	17	30	1.8300	-75.424	1.8300	164.576	1.8300	44.576
6	10	13	1.1872	-73.332	1.1872	166.668	1.1872	46.668
7	10	11	0.8265	107.967	0.8265	-12.033	0.8265	-132.033
8	14	16	0.1035	119.638	0.1035	-0.362	0.1035	-120.362
9	13	21	0.0174	-42.238	0.0174	-162.238	0.0174	77.762

TRANSFORMER FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
			(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
10	2	3	0.1627	-40.059	0.1627	-160.059	0.1627	79.941
11	5	7	0.0405	-41.048	0.0405	-161.048	0.0405	78.952
12	6	8	0.0300	-40.578	0.0300	-160.578	0.0300	79.422
13	9	12	0.1766	-83.278	0.1766	156.722	0.1766	36.722
14	12	15	0.1937	114.786	0.1937	-5.214	0.1937	-125.214
15	11	14	0.1036	119.596	0.1036	-0.404	0.1036	-120.404
16	17	13	1.8296	104.575	1.8296	-15.425	1.8296	-135.425
17	18	19	1.8302	-75.432	1.8302	164.568	1.8302	44.568
18	19	20	0.9175	95.883	0.9175	-24.117	0.9175	-144.117
19	19	20	0.9175	95.883	0.9175	-24.117	0.9175	-144.117
20	4	2	0.2329	108.499	0.2329	-11.501	0.2329	-131.501
21	21	22	0.0174	-42.294	0.0174	-162.294	0.0174	77.706
22	30	18	1.8278	-74.529	1.8278	165.471	1.8278	45.471

GENERATOR FAULT CURRENTS

BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
2	0.5036	-53.139	0.5036	-173.139	0.5036	66.861
11	0.8544	-68.252	0.8544	171.748	0.8544	51.748
13	0.9040	-70.988	0.9040	169.012	0.9040	49.012
15	0.1842	-65.181	0.1842	174.819	0.1842	54.819
16	0.1548	-53.494	0.1548	-173.494	0.1548	66.506
20	1.8381	-83.990	1.8381	156.010	1.8381	36.010

FAULT TYPE : THREE PHASE

FAULTED BUS : 20
FAULT IMPEDANCE (R,X) : 0.000 0.000 P.U

FAULT CURRENTS :

Z1:0.0426+j0.2835(P.U)

vol:1.0550+j0.0075(P.U)
RED PHASE : 3.6804(P.U) AT -81.038(DEG)
WHITE PHASE : 3.6804(P.U) AT 158.962(DEG)
BLUE PHASE : 3.6804(P.U) AT 38.962(DEG)

BRANCH FAULT CURRENTS

LINE AND SHUNT FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
			(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
1	4	5	0.2101	-73.108	0.2101	166.892	0.2101	46.892
2	5	6	0.1757	-80.673	0.1757	159.327	0.1757	39.327
3	6	9	0.1545	-87.724	0.1545	152.276	0.1545	32.276
4	10	12	0.3061	100.649	0.3061	-19.351	0.3061	-139.351
5	17	30	1.6564	-76.767	1.6564	163.233	1.6564	43.233
6	10	13	1.0750	-74.602	1.0750	165.398	1.0750	45.398
7	10	11	0.7527	107.067	0.7527	-12.933	0.7527	-132.933
8	14	16	0.0946	118.713	0.0946	-1.287	0.0946	-121.287
9	13	21	0.0179	-41.478	0.0179	-161.478	0.0179	78.522

TRANSFORMER FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
			(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
10	2	3	0.1640	-39.807	0.1640	-159.807	0.1640	80.193
11	5	7	0.0413	-40.474	0.0413	-160.475	0.0413	79.525
12	6	8	0.0306	-40.003	0.0306	-160.003	0.0306	79.997
13	9	12	0.1548	-87.721	0.1548	152.279	0.1548	32.279
14	12	15	0.1806	114.997	0.1806	-5.003	0.1806	-125.003
15	11	14	0.0947	118.668	0.0947	-1.332	0.0947	-121.332
16	17	13	1.6560	103.231	1.6560	-16.769	1.6560	-136.769
17	18	19	1.6566	-76.776	1.6566	163.224	1.6566	43.224
18	19	20	0.8218	-77.353	0.8218	162.647	0.8218	42.647
19	19	20	0.8218	-77.353	0.8218	162.647	0.8218	42.647
20	4	2	0.2095	106.890	0.2095	-13.110	0.2095	-133.110
21	21	22	0.0180	-41.534	0.0180	-161.534	0.0180	78.466
22	30	18	1.6536	-75.780	1.6536	164.220	1.6536	44.220

GENERATOR FAULT CURRENTS

BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
2	0.4826	-52.713	0.4826	-172.713	0.4826	67.287
11	0.7912	-68.297	0.7912	171.703	0.7912	51.703
13	0.8354	-71.120	0.8354	168.880	0.8354	48.880
15	0.1717	-64.968	0.1717	175.032	0.1717	55.032
16	0.1463	-53.403	0.1463	-173.403	0.1463	66.597
20	2.0429	-84.003	2.0429	155.997	2.0429	35.997

FAULT TYPE : THREE PHASE

FAULTED BUS : 21
FAULT IMPEDANCE (R,X) : 0.000 0.000 P.U

FAULT CURRENTS :

Z1:0.2370+j0.4114(P.U)

vol:0.9915+j-.0021(P.U)
RED PHASE : 2.0884(P.U) AT -60.167(DEG)
WHITE PHASE : 2.0884(P.U) AT 179.833(DEG)
BLUE PHASE : 2.0884(P.U) AT 59.833(DEG)

BRANCH FAULT CURRENTS

LINE AND SHUNT FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
			(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
1	4	5	0.2175	-55.903	0.2175	-175.903	0.2175	64.097
2	5	6	0.1754	-59.002	0.1754	-179.002	0.1754	60.998
3	6	9	0.1469	-62.077	0.1469	177.923	0.1469	57.923
4	10	12	0.3110	120.577	0.3110	0.577	0.3110	-119.423
5	17	30	0.2474	123.003	0.2474	3.003	0.2474	-116.997
6	10	13	1.1193	-58.748	1.1193	-178.748	1.1193	61.252
7	10	11	0.7905	121.627	0.7905	1.627	0.7905	-118.373
8	14	16	0.0988	132.807	0.0988	12.807	0.0988	-107.193
9	13	21	2.0883	-60.167	2.0883	179.833	2.0883	59.833

TRANSFORMER FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
			(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
10	2	3	0.1651	-41.115	0.1651	-161.115	0.1651	78.885
11	5	7	0.0419	-43.488	0.0419	-163.488	0.0419	76.512
12	6	8	0.0310	-43.188	0.0310	-163.188	0.0310	76.812
13	9	12	0.1471	-62.115	0.1471	177.885	0.1471	57.885
14	12	15	0.1935	124.952	0.1935	4.952	0.1935	-115.048
15	11	14	0.0988	132.749	0.0988	12.749	0.0988	-107.251
16	17	13	0.2478	-57.017	0.2478	-177.017	0.2478	62.983
17	18	19	0.2473	123.069	0.2473	3.069	0.2473	-116.931
18	19	20	0.2159	129.802	0.2159	9.802	0.2159	-110.198
19	19	20	0.2159	129.802	0.2159	9.802	0.2159	-110.198
20	4	2	0.2169	124.142	0.2169	4.142	0.2169	-115.858
21	21	22	0.0000	120.187	0.0000	0.187	0.0000	-119.813
22	30	18	0.2423	116.414	0.2423	-3.586	0.2423	-123.586

GENERATOR FAULT CURRENTS

BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
2	0.5080	-46.855	0.5080	-166.855	0.5080	73.145
11	0.8450	-57.101	0.8450	-177.101	0.8450	62.899
13	0.8909	-59.551	0.8909	-179.551	0.8909	60.449
15	0.1841	-55.001	0.1841	-175.001	0.1841	64.999
16	0.1538	-45.241	0.1538	-165.241	0.1538	74.759
20	0.4734	-49.315	0.4734	-169.315	0.4734	70.685

END OF CASE

FAULT TYPE : THREE PHASE

FAULTED BUS : 30
FAULT IMPEDANCE (R,X) : 0.000 0.000 P.U

FAULT CURRENTS :

Z1:0.0605+j0.2738(P.U)

vol:1.0485+j-.0017(P.U)
RED PHASE : 3.7391(P.U) AT -77.627(DEG)
WHITE PHASE : 3.7391(P.U) AT 162.373(DEG)
BLUE PHASE : 3.7391(P.U) AT 42.373(DEG)

BRANCH FAULT CURRENTS

LINE AND SHUNT FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
			(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
1	4	5	0.2840	-68.023	0.2840	171.977	0.2840	51.977
2	5	6	0.2481	-72.070	0.2481	167.930	0.2481	47.930
3	6	9	0.2246	-75.525	0.2246	164.475	0.2246	44.475
4	10	12	0.4258	107.754	0.4258	-12.246	0.4258	-132.246
5	17	30	2.2041	-72.371	2.2041	167.629	2.2041	47.629
6	10	13	1.4290	-70.399	1.4290	169.601	1.4290	49.601
7	10	11	0.9857	110.275	0.9857	-9.725	0.9857	-129.725
8	14	16	0.1227	121.977	0.1227	1.977	0.1227	-118.023
9	13	21	0.0162	-44.435	0.0162	-164.435	0.0162	75.565

TRANSFORMER FAULT CURRENTS

NO	SEN-BUS	REC-BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
			(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
10	2	3	0.1600	-40.709	0.1600	-160.709	0.1600	79.291
11	5	7	0.0390	-42.577	0.0390	-162.577	0.0390	77.423
12	6	8	0.0288	-42.131	0.0288	-162.131	0.0288	77.869
13	9	12	0.2248	-75.536	0.2248	164.464	0.2248	44.464
14	12	15	0.2223	115.054	0.2223	-4.946	0.2223	-124.946
15	11	14	0.1228	121.939	0.1228	1.939	0.1228	-118.061
16	17	13	2.2037	107.628	2.2037	-12.372	2.2037	-132.372
17	18	19	1.5572	94.933	1.5572	-25.067	1.5572	-145.067
18	19	20	0.7885	95.872	0.7885	-24.128	0.7885	-144.128
19	19	20	0.7885	95.872	0.7885	-24.128	0.7885	-144.128
20	4	2	0.2834	111.987	0.2834	-8.013	0.2834	-128.013
21	21	22	0.0163	-44.488	0.0163	-164.488	0.0163	75.512
22	30	18	1.5648	93.909	1.5648	-26.091	1.5648	-146.091

GENERATOR FAULT CURRENTS

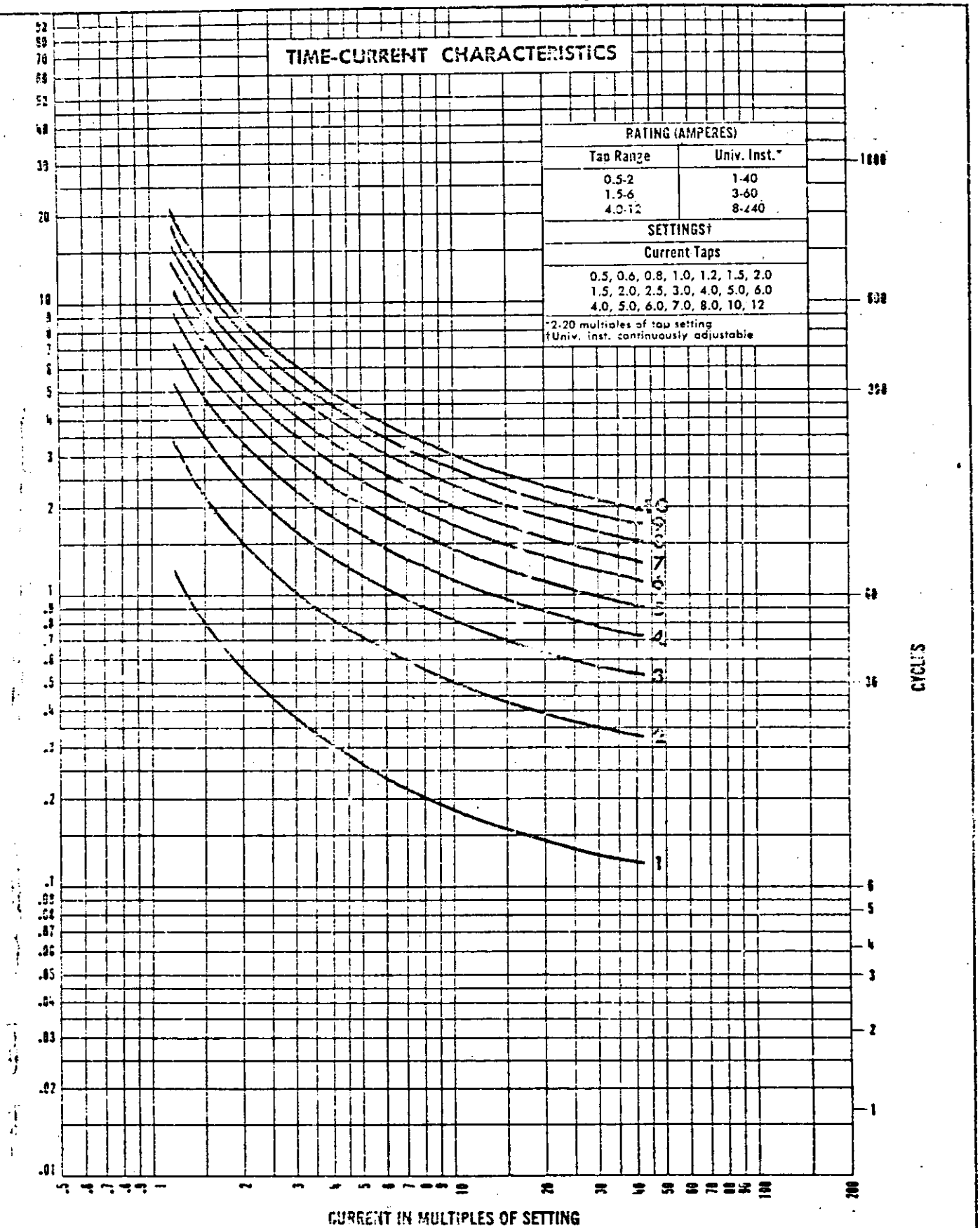
BUS	R-PHASE		W-PHASE		B-PHASE	
	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)	(P.U)	(DEG)
2	0.5499	-53.537	0.5499	-173.537	0.5499	66.463
11	0.9920	-67.481	0.9920	172.519	0.9920	52.519
13	1.0529	-70.053	1.0529	169.947	1.0529	49.947
15	0.2115	-64.917	0.2115	175.083	0.2115	55.083
16	0.1733	-53.129	0.1733	-173.129	0.1733	66.871
20	1.5842	-83.798	1.5842	156.202	1.5842	36.202

A N E X O 2

CARACTERISTICAS DE RELES BBC Y RECONECTADORES ELECTRONICOS Mc-GRAW EDISON

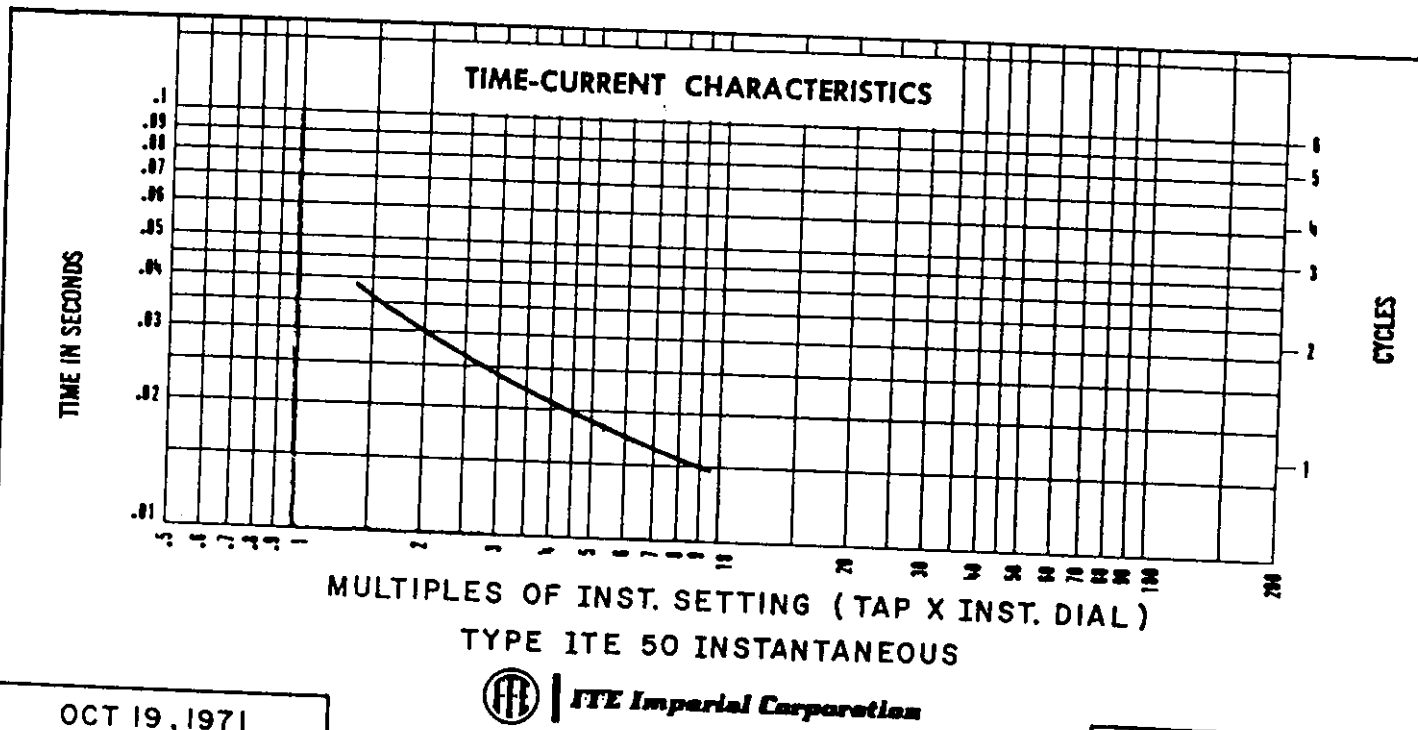
SOLID-STATE OVERCURRENT RELAYS

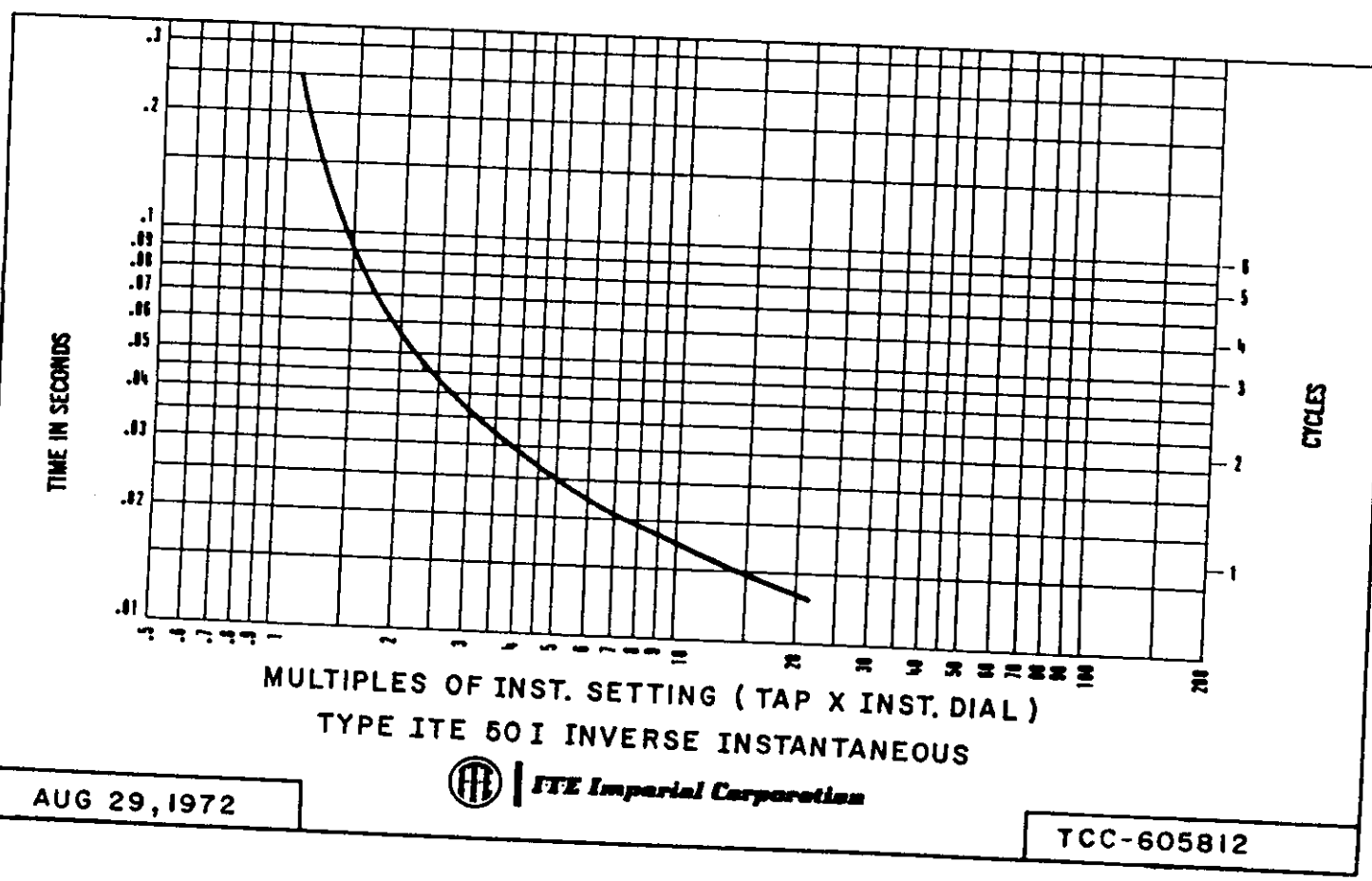
CURVAS DEL-RELE BBC TIPO 51I



TYPE ITE 51I INVERSE

ITE Imperial CORPORATION


TIME-CURRENT CHARACTERISTICS
TIME IN SECONDS
CYCLES
MULTIPLES OF INST. SETTING (TAP X INST. DIAL)
TYPE ITE 50 INSTANTANEOUS
ITE Imperial Corporation
OCT 19, 1971
TCC-605807


TIME IN SECONDS
CYCLES
MULTIPLES OF INST. SETTING (TAP X INST. DIAL)
TYPE ITE 50 I INVERSE INSTANTANEOUS
ITE Imperial Corporation
AUG 29, 1972
TCC-605812

WARNING
Before checking the Phase B and Phase C trip resistors on solenoid-operating reclosers, **deenergize the high-voltage closing source and close the recloser manually.** Refer to the TESTING RVE, RXE, VWE, VWVE, WE, AND WVE RECLOSERS WITH MANUAL CLOSING Section on page 14.

E. To check the minimum ground-trip resistor, place the ground-trip switch to NORMAL and repeat Steps 1 through 3.

NOTE: The single-phase fault test current will appear as a phase-to-ground fault to the control. Therefore, when checking ground settings, jumper the minimum-trip resistor of the energized phase to block phase operations.

F. Return the ground-trip switch to BLOCK after the test has been completed.

ip Time

an electrically operated timer is used, oth the fast and delayed time-current urves can be checked; however, the trip mes of the fast timing plugs (sockets [1] nd [1]) are ordinarily too fast to check ith a stop watch with any reasonable ccuracy. To check the trip times:

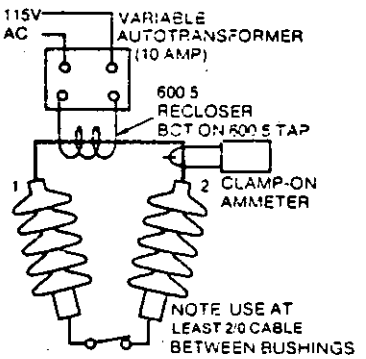


Figure 20.
Alternate method of producing variable line current (substitute for T2 and W-X circuit in Figures 15 and 19).

A. Move the manual control switch to CLOSE to close the recloser.
B. With the ground-trip switch set on BLOCK, connect a short clip lead across the minimum-trip resistor of the phase being tested to prevent tripping of the recloser while the test current is being adjusted.
C. Energize TI and adjust the current for 150% of minimum-trip rating.
D. Without disturbing the setting of TI, deenergize TI.
E. Remove the jumper from across the minimum-trip resistor.
F. Keeping TI at the desired setting, energize TI and record the tripping times as the recloser operates to lockout. These times should correspond to the times at 150% of minimum trip on the published time-current curves for the timing plugs being checked. Delayed times can be measured with a stop watch.
G. To check the ground-trip timing plugs, place the ground-trip switch to NORMAL and repeat Steps 1 through 6.

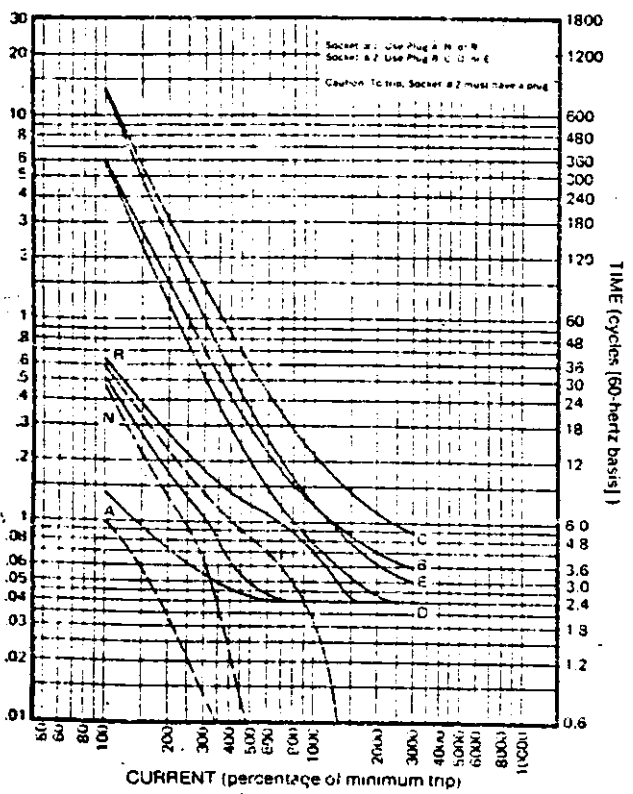
NOTE: The single-phase fault test current will appear as a phase-to-ground fault to the control. Therefore, when checking ground settings, jumper the minimum-trip resistor of the energized phase to block phase operations.

H. Return the ground-trip switch to BLOCK after the test has been completed.

Reclosing Time

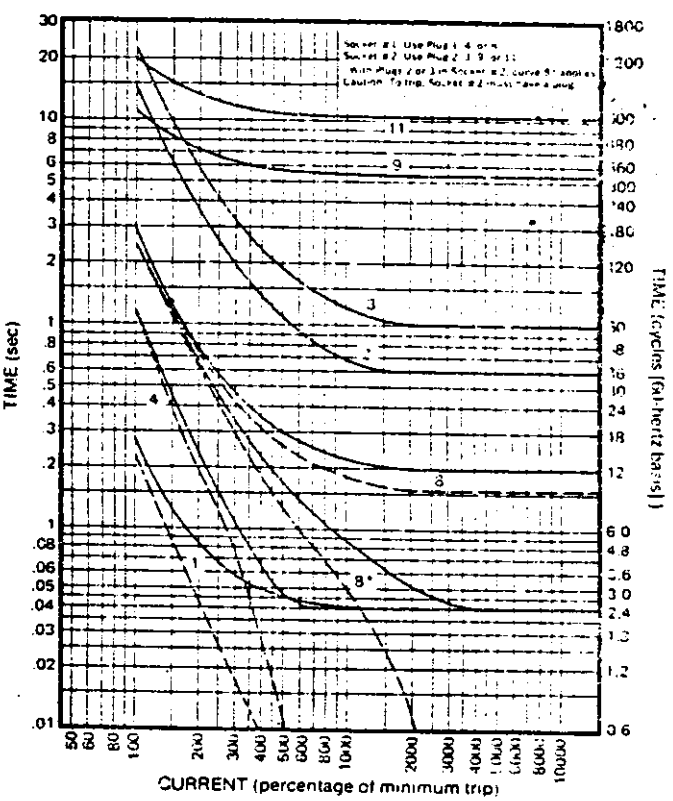
To check reclosing time, the open interval of the recloser between trips:

1. Move the manual control switch to CLOSE to close the recloser.
2. Energize TI and adjust TI to produce a current in excess of the phase minimum-trip value.
3. When the recloser trips, time the interval until the recloser recloses.



CLOSER TOTAL CLEARING (solid lines) AND CONTROL RESPONSE (dotted lines)

gure 21.
pical TCC curves, phase trip, Types RVE and RXE reclosers.



RECLOSER TOTAL CLEARING (solid lines) AND CONTROL RESPONSE (dotted lines)

Figure 22.
Typical TCC curves, ground trip, Types RVE and RXE reclosers.

NUMBER OF INSTANTANEOUS TRIPS

This tap pin is used to select the number of trip operations which can occur before the reclosing relay opens the trip circuit of an external instantaneous overcurrent relay (by means of the Instantaneous Cutout contact).

APPLICATION DATA

The CIRCUIT-SHIELD Multi-Shot Reclosing Relay is used to automatically reclose a circuit breaker one or more times after it has been tripped by its protective relay. These relays are used to protect lines which are subject to temporary faults such as those caused by lightning, or tree branches which burn free leaving the line clear.

The reclosing relay provides for the selection of a desired number of reclosures. An adjustable time delay is also provided before each reclosure signal to allow line conditions to stabilize.

A successful reclose is determined by a preset time delay initiated by the reclosing relay each time the breaker recloses. If the breaker remains closed for this time period, the reclosing resets to reinstitute the desired number of reclosures.

If after the preset number of reclosures the breaker trips before the reset time elapses, the reclosing signal ceases and the relay indicates lockout.

The CIRCUIT-SHIELD reclosing relay uses latching reed relays to retain the reclosing program step during an interruption of control power. The relay's program continues when control power is restored.

The relay has a trip count circuit operated by a circuit breaker auxiliary contact (52/b) which closes when the breaker opens (trips). In addition, the relay has a close count circuit operated by a circuit breaker auxiliary contact (52/a) which closes when the breaker closes.

Furthermore, the trip count and close count circuits are interlocked so that a close must occur (indicated by the 52/a) contact) before a subsequent trip can be counted.

The relay also includes a reclose timing circuit operated by the trip count circuit and reset timing circuit operated by the close count circuit.

The CIRCUIT-SHIELD reclosing relay provides the following output contacts:

Close Contact (C) which closes on a trip count after a preset reclose delay.

Instantaneous Cutout Contacts (I) which open on the selected trip count and close on reset or lockout. (A simple modification may be made to the relay circuitry so that the (I) contacts remain open on lockout. See Connections section, page 3.)

Tap Changer Cutout Contact (T) which opens on the first trip count and closes on reset or lockout.

Lockout Indication Contact (L) which closes on lockout and opens on reset or when (52/b) opens.

Relay Timing Ranges (seconds)

Catalog Number	Open Interval Times #1	#2	#3	Reset Time
208A3601	0-15	2-30	4-60	2-30
248C3603	0-15	2-30	4-60	2-30
248E3903	0-60	2-60	2-60	4-120

RELE ITE 79

BBC

1/1

APPLICATION DATA

Application - Type ITE-32D

Line Protection

This relay may be used as the directional unit in conjunction with any of the Type ITE-51 time-overcurrent relays. This combination provides directional, time-overcurrent protection against ground faults, Device 67N.

The directional relay may be polarized from either current or potential sources. When used in the current-polarized mode, the maximum-torque angle is zero degrees; that is, when the operating and polarizing currents are in-phase. When voltage polarized, the maximum-torque angle is adjustable from zero to ninety degrees, that is, variable from I_o in phase, to 90 degrees lagging V_o. These relationships are shown in Figure 3. For most applications, a setting of 45 to 60° is appropriate.

Typical 50 or 60 Hz sensitivity curves are shown in Figure 7 for both the 32R and the 32D, voltage polarized. Note that since these are not product-type relays, the minimum requirements for reliable operation do not depend on the phase relationship between voltage and current. Also, the minumum operating current is not a function of the voltage. The operation of the relay requires only that the voltage be above the minimum (1V), and the current above the minimum (.02A). The sensitivity curve for the 32D current polarized is shown in Figure 8.

Internal connections are shown on page 4.

Reverse Power Detection

The ITE-32D may also be used as a sensitive, high-speed reverse power relay, comparing line voltage and line current as shown in Figure 4. In this application, the maximum torque angle adjustment allows a maximum torque angle setting from I lead its unity power factor position by 30°, to I lag that position by 60°. Figure 5 shows the phasors with a setting of 30°, which obtains a watt-characteristic.

Other Applications - Power Factor Relay

For loss-of-field, or out of step protection of synchronous motors, use the quadrature connection (I_{A_o} vs V_{BC}). A setting of 30-60° yields a maximum torque angle of 210-240°, current lagging its unity power-factor position. This is shown in Figure 6.

Application - Type ITE-32R

This relay consists of the same directional element used in the ITE-32D, but with the addition of a built-in timer. The current-polarizing coil between terminals 5 and 6 is omitted, and the maximum torque angle is fixed at 30°, I lag V_{AB}.

Reverse Power Detection

This is the principal application for the 32R. The relay is connected the same as the 32D, Figure 4, and gives the same watt-characteristic as shown in Figure 5. The only differences between the 32D and the 32R are that the angle is not adjustable, and that the 32R includes a built-in timer.

Power-Factor Relay

The connections are the same as for the 32D, Figure 6. The differences are that the angle is not adjustable, and that the timer is built-in.

When the TEST button is released, the time delay should start. After a time equal to that set on the TIME DELAY control has elapsed, the relay contacts should be energized and the PICK UP INDICATING LIGHT should turn "on".

Drawout Element

Drawout circuit boards of the same catalog number are interchangeable. The board is removed by using the metal pull knobs on the front panel. The relay is identified by a catalog number on the front panel and a serial number on the under side of the circuit board.

APPLICATION DATA

These relays are used to verify that the voltages on either side of a circuit breaker are synchronized, and in the proper phase and magnitude relationship to allow automatic closing.

Type ITE-25S allows closing when both bus and line voltages are approximately normal, equal, in phase, and of approximately the same frequency.

Type ITE-25V provides the same functions, but also includes options to allow closing when either the line or the bus is dead. A switch is provided on the front panel of the relay to allow easy selection of the option most suitable to system operating conditions. The options provided are: sync check only; high bus-dead line; high line-dead bus; high bus-dead line or high line-dead bus.**

Both types include precise solid state measuring circuitry and time delay circuitry with calibrated, adjustable controls.

A typical connection diagram is shown in Figure 2.

Low Burden and continuously rated coils are the most significant advantages of the ITE-25S and ITE-25V relays.

When these relays must be added to existing systems involving capacitor potential devices, the high burden of electromechanical types is a limiting consideration. Also, if the relay is to be used in a high-speed reclosing scheme, the high continuous rating(140V) of the input coils does not require 52/b contact supervision of the input circuits, and hence does not interfere with the high-speed operation.

** IMPORTANT: in ALL positions of the FUNCTION switch, the ITE-25V provides the "normal" sync check function(high line - high bus) in addition to the function selected.

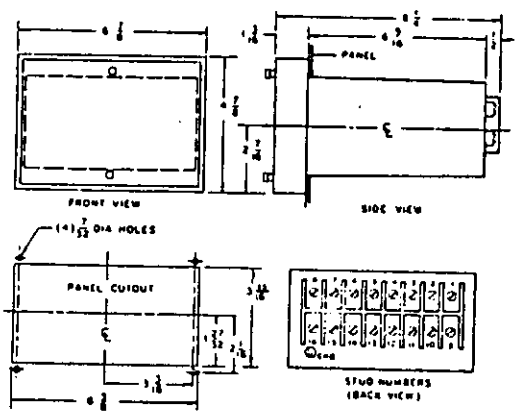


Figure 1
Outline/Drilling

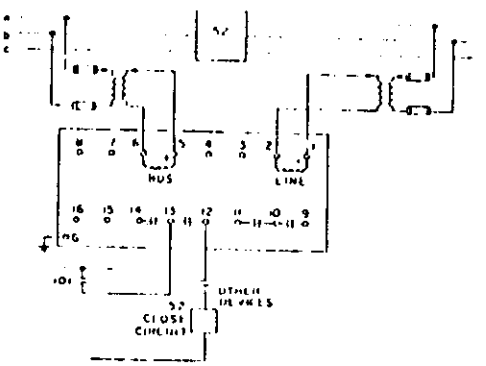


Figure 2
Typical
Connections

RELE ITE 25
BBC
1/2

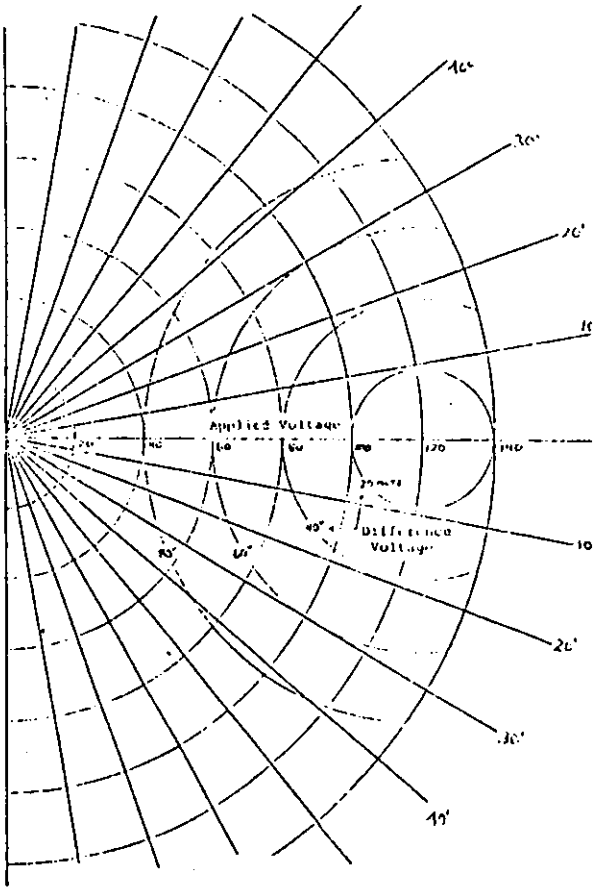


Figure 3 Typical Voltage Difference Closing Characteristic for a 120 Volt 50/60 Hz. Relay with Nominal Voltage on One Circuit.

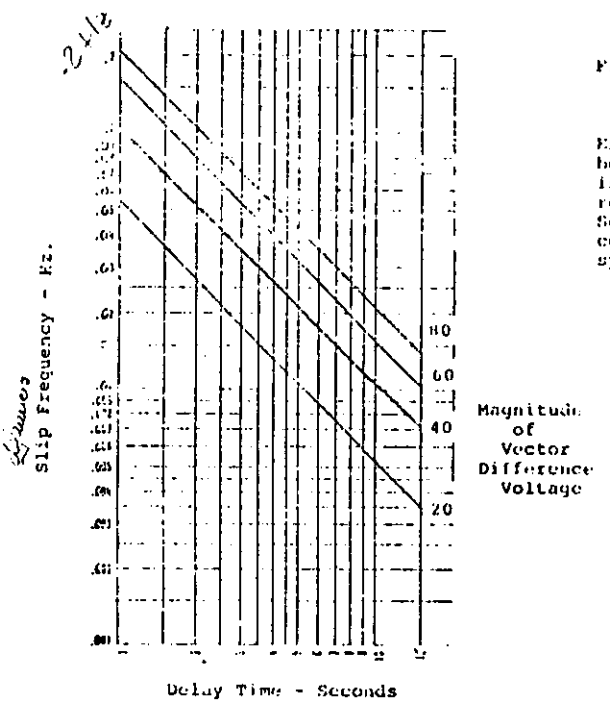


FIGURE 4: SLIP FREQUENCY AS A FUNCTION OF DELAY TIME FOR TWO 120 VOLT SOURCES

Example: Delay time is the time the two sources will be in synchronism. Assume the vector difference voltage is set at 40 volts and it is desired to operate the relay contacts when the slip frequency reaches .015 hz. Setting the delay time to 7 seconds will cause the relay contacts to close just before the voltages become unsynchronized.

.015 Hz

ITE 25

2/2

PLACING THE RELAY INTO SERVICE

1. RECEIVING, HANDLING, STORAGE

Upon receipt of the relay (when not included as part of a switchboard) examine for shipping damage. If damage or loss is evident, file a claim at once and promptly notify the nearest Brown Boveri Electric Sales Office. Use normal care in handling to avoid mechanical damage. If kept reasonably clean and dry, the relay has no practical limit to its operating life.

2. INSTALLATION

Mounting

The outline dimensions and panel drilling and cutout information is given in Figure 1.

Connections

All I-T-E Protective Relays have metal front panels which are connected through printed circuit board runs and connector wiring to a terminal at the rear of the relay case. The terminal is marked "G" and is located as shwon in Figure 1. In all applications this terminal should be wired to ground.

Special care must be taken to connect control power in the proper polarity. Reversing plus (+) and minus (-) will cause the relay to malfunction.

ITE-87T relays have an external resistor connected between terminals 9 and 10 on the rear terminal block. This resistor must be in place for normal relay operation. The resistor will always be provided with the relay, but may not be mounted and wired. In this case, the resistor should be mounted on the heatsink on the rear of the relay with the hardware provided, and the resistor wires connected to terminals 9 and 10.

Typical external connections are shown in Figure 4. Connections of the ITE-87T with external test switches are shown in Figure 3. CT polarities and phase rotation MUST be as shown in Figure 4.

3. SETTINGS

CURRENT TAPS

The C.T. secondary currents seen by the relay are usually unequal due to the primary to secondary ratio of the transformer being protected and the choice of ratios for the C.T.'s on the primary and secondary side of the transformer.

These tap block settings are used to equalize the two input currents seen by the differential measurement section of the relay.

The two current inputs of the Type ITE-87T relay are current transformers having tapped primary windings. Each input transformer has seven taps controlled by a tap block in the upper front panel. See Figure 2 for physical location of tap blocks.

% DIFFERENTIAL

The ITE-87T relay operates when its two input currents differ in magnitude. The operating point occurs when the difference, expressed as a percentage of the smaller, exceeds the setting.

This setting is made with the left hand front panel control. This continuously adjustable control allows settings from 15 to 40 percent differential, as shown in Figures 6 and 7. In these plots, the ordinate is the operate current relative to tap value,

$$M_o = \frac{I_1}{T_1} - \frac{I_2}{T_2}$$

and the abcissa is the smaller restraint current relative to tap value,

$$M_R = \frac{I_2}{T_2}$$

NOTE: $M_R = R$ when $I_2/T_2 < R$

The Percent Differential is $D = M_o/M_R$

where I_1 is the larger restraint current into T_1, the tap value (e.g. 4.5A) and I_2 is the smaller restraint current, into T_2, the tap value.

RESTRAINT (Minimum Operating Current)

The restraint control is located on the right hand of the front panel. This continuously adjustable control sets the minimum operating current in terms of a minimum restraint setting. The restraint setting, the % differential setting and the current tap setting determine the minimum operating current by the following relation:

$$I_m = D/(100 + D) \times (R) \times (\text{tap setting})$$

where: D is the % differential setting
R is the restraint setting
I_m is the minimum operate current in amps

By adjustment of Percentage Differential Setting, D, and Restraint Setting, R, the Sensitivity, or minimum operate current in % of tap, M can be varied. For example, with D = 15 and R = 1,

M = (D/100) x R = 13%, minimum, to 62% maximum, with D = 40 and R = 2.3.

Settings to give 30% operate current are given in the following table:

RESTRAINT SETTINGS	% DIFFERENTIAL SETTINGS	MIN. OPERATE CURRENT
1.05	40	0.3 x tap setting
1.5	25	
2.3	15	

INSTANTANEOUS

This element is factory-set at 10X tap, but may be adjusted from 8 to 20x depending on the requirements of the application. Refer to Application Data for recommended practice.

APPLICATION DATA

The ITE-87T provides high speed differential protection for power transformers. The relay has ratio matching taps and incorporates a second harmonic restraint function where large transformer magnetizing inrush is present.

Controls are provided to set a linear percent differential characteristic. The characteristic is defined as the difference current (operate current) expressed as a percentage of the smaller restraint current. It is adjustable from 15% to 40%. A separate instantaneous element operates when the operate current exceeds 10 times relay tap setting.

Looking at the front panel of the relay, the tap block on the left side is associated with rear terminals 1 and 2. The right hand tap block is associated with terminals 5 and 6. The center tap block (3 restraint units only) is associated with terminals 3 and 4.

TABLE I
TYPE ITE-87T TAP RATIOS

	2.9	3.2	3.6	4.0	4.5	5.0	8.7
2.9	1.0	1.103	1.241	1.379	1.551	1.724	3.0
3.2		1.0	1.125	1.25	1.406	1.562	2.719
3.6			1.0	1.111	1.25	1.389	2.417
4.0				1.0	1.125	1.25	2.175
4.5					1.0	1.111	1.933
5.0						1.0	1.740
8.7							1.0

Selection of Taps and Slope

Use the following procedure:

1. Determine the maximum load currents using the emergency overload rating of the transformer, on the high-side, I_1 and the low side, I_2.

2. Determine the maximum thru fault currents, I'_{1F} and I'_{2F}.

3. Choose the CT ratio in accordance with step (1) and also so that the maximum external fault current is less than 100 amps secondary. If the CT ratio has been specified by others, check that it meets the requirements above. (Note for 2 winding differential relays, maximum external fault current is limited by the transformer impedance.

4. Calculate the load currents on the CT secondary side, I_1 and I_2 from the self-cooled (or equivalent) transformer rating.

5. Calculate the maximum thru fault currents on the CT secondary, I_{1F} and I_{2F}.

6. Calculate the relay currents I_{1R} and I_{2R}. $I_R = I$ for CT's in wye and $I_R = \sqrt{3}\, I$ for CT's in delta.

7. Calculate A = Ratio of relay currents = I_{R1}/I_{R2}.

8. Choose the taps so that the tap ratio (T) is closest to the relay current ratio (A). See Table I for tap ratios.

8a. Increased sensitivity may be obtained by selecting tap values lower than those obtaining Tap Ratios closest to the Current Ratio (A) calculated above. Some care must be exercised here, but as long as the resulting mismatch is less than 5%, results will be satisfactory.

(Cont'd on page 8)

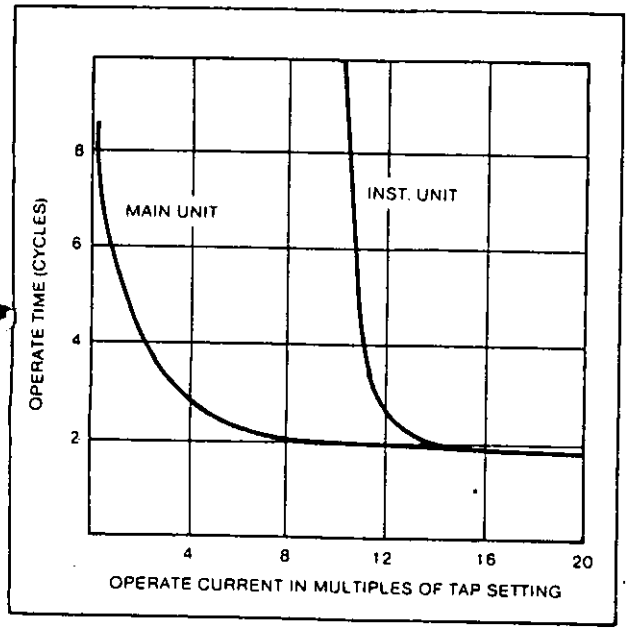


Figure 5: Operating Time

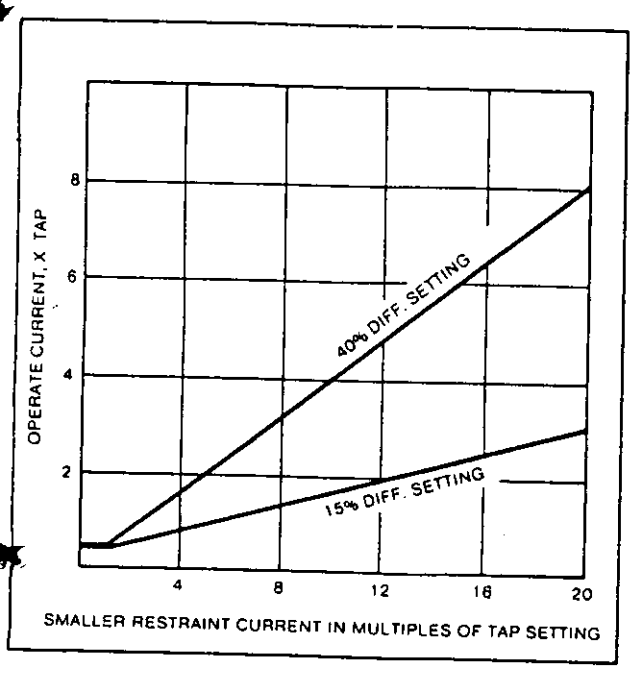


Figure 6: Operating Characteristic

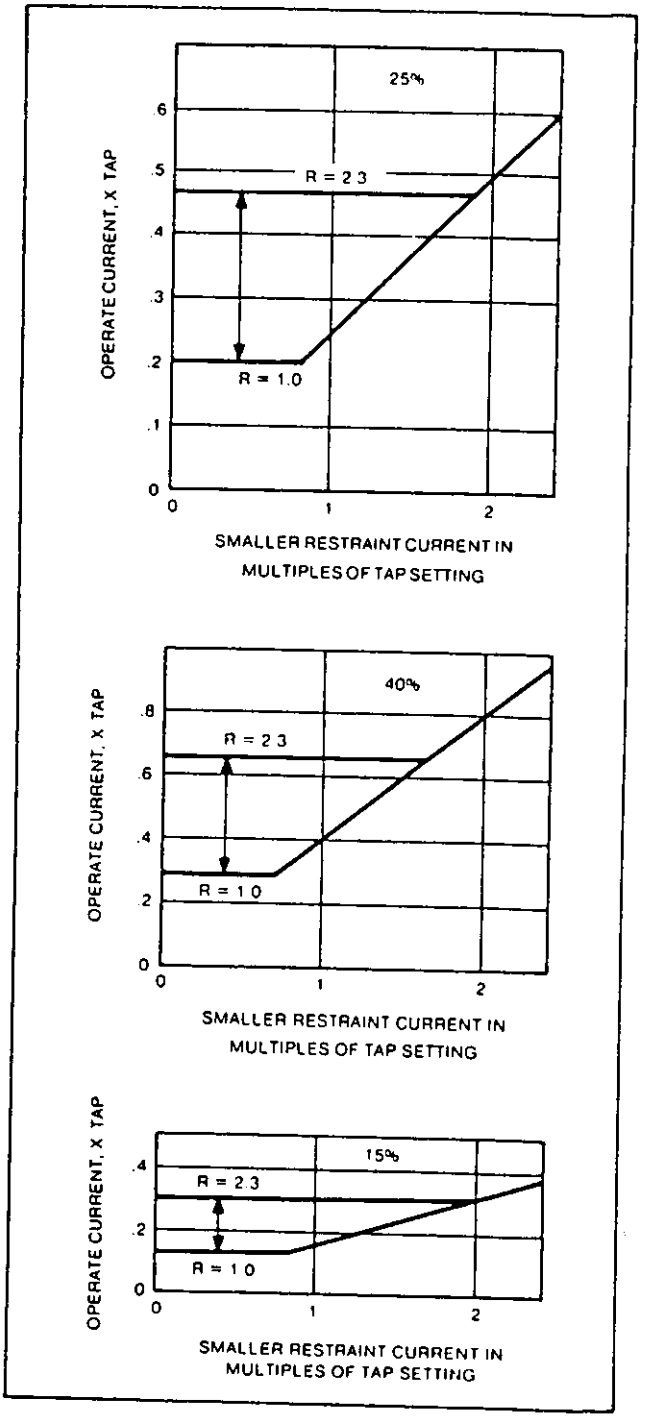


Figure 7: Percentage Differential Characteristics at Low Currents for 15, 25, and 40% Settings.

R = Restraint Setting $1 < R < 2.3$

A N E X O 3

DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA DE PETROAMAZONAS