

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“DISEÑO DEL ESQUEMA DE PROTECCION PARA LA
INTERCONEXION PAL-RPLC (S/E A), DISTRITO SOCIAL PDVSA
ORIENTE”**

REALIZADO POR:
JESÚS ALBERTO LARA DÍAZ

Trabajo presentado ante la Universidad de Oriente como requisito parcial para optar por el
título de:

INGENIERO ELÉCTRICISTA

Puerto La Cruz, abril de 2010.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“DISEÑO DEL ESQUEMA DE PROTECCION PARA LA
INTERCONEXION PAL-RPLC (S/E A), DISTRITO SOCIAL PDVSA
ORIENTE”**

ASESORES

Ing. Hernán Parra
Asesor Académico (UDO)

Ing. Lenin González
Asesor Industrial (PDVSA)

Puerto La Cruz, abril de 2010.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“DISEÑO DEL ESQUEMA DE PROTECCION PARA LA
INTERCONEXION PAL-RPLC (S/E A), DISTRITO SOCIAL PDVSA
ORIENTE”**

JURADO

Ing. Hernán Parra

Jurado Principal

Ing. Luís Suárez

Jurado Principal

Ing. Manuel Maza

Jurado Principal

Puerto La Cruz, abril de 2010.

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado de la Universidad de Oriente:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de Núcleo respectivo, el cual lo participará al Consejo Universitario”

DEDICATORIA

A:

Dios todo poderoso, gracias a su bendición divina he podido lograr la culminación de esta meta.

Mis Padres Carmen Teresa y Jesús Alberto, gracias por depositar toda su confianza en mí, todo el amor, la formación y el apoyo incondicional que me brindaron para alcanzar este logro.

Toda mi familia, gracias por la comprensión, la compañía en todo momento y las palabras de aliento que me brindaron durante esta etapa.

AGRADECIMIENTOS

A la ilustre Universidad De Oriente, la institución donde recibí mi formación académica.

Al departamento de Electricidad, a los profesores: Luis Suárez, Santiago Escalante, Melquíades Bermúdez y Pedro López, por ser excelentes profesores y profesionales.

A la Empresa PDVSA, por darme la oportunidad de realizar este trabajo de grado en sus instalaciones. Y a todos los trabajadores y compañeros de la Gerencia De Servicios Eléctricos Refinación Oriente, por el apoyo brindado para la realización de esta tesis.

A mi asesor académico Ing. Hernán Parra por su valiosa colaboración en la realización de este trabajo.

Al Ing. Lenin González, quien además de ser mi asesor industrial, me brindo toda su amistad y apoyo incondicional a la hora de compartir todos sus conocimientos en el área de protecciones.

A mi amigo Javier Carias, quien Dios puso en mi camino para poder iniciar el desarrollo de este trabajo dentro de las instalaciones de PDVSA.

A mi Tío Juan Carlos y su familia por brindarme todo su apoyo y compañía.

A los Ing. Cristina Pérez, Jesús Madrigal y Héctor Lozada, además de Francis Sosa y Navmelia Navarro, quienes me brindaron su amistad y apoyo incondicional desde el primer día que inicié mis pasantías en la S/E A.

A todos mis compañeros de estudio por compartir conmigo momentos especiales dentro de la universidad.

Muchas gracias a todos.

Jesús Alberto Lara Díaz

RESUMEN

En el presente trabajo se estableció un sistema de protecciones para la nueva interconexión PAL-RPLC, considerando la generación existente en la Planta De Generación Eléctrica de la Refinería de Puerto La Cruz, bajo diferentes condiciones de operación del sistema en estudio, de acuerdo con la topología de la red. Los ajustes de los dispositivos de protección asociados al sistema implantado, se basan en los estudios de cortocircuito y flujo de carga realizados en cada barra del complejo refinador de Puerto La Cruz, mediante la herramienta computacional ETAP. De igual forma se realizó un estudio de estabilidad de voltaje para las barras asociadas al sistema en estudio bajo diferentes escenarios de simulación, donde se observó el comportamiento de los voltajes de dichas barras así como también los tiempos necesarios para que alcancen nuevos valores estables bajo perturbaciones en el SEN. Este estudio de estabilidad nos brindó las herramientas necesarias para establecer los ajustes y de definir los tiempos de actuación para los Esquemas De Separación De Área implantados. Lo propuesto anteriormente garantiza la confiabilidad, seguridad, selectividad y rapidez que debe poseer todo sistema de protección.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN.....	IV
DEDICATORIA.....	V
AGRADECIMIENTOS.....	VI
RESUMEN	VIII
CONTENIDO.....	IX
LISTA DE FIGURAS.....	XV
LISTA DE TABLAS.....	XX
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCION	1
1.1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A.	1
1.2. GERENCIA DE SERVICIOS ELÉCTRICOS ORIENTE (SEO).....	3
1.2.1. Gerencia De Servicios Eléctricos-Refinación Oriente (SERO).	4
1.3. REFINERIA DE PUERTO LA CRUZ	5
1.4. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	8
1.5. OBJETIVOS.....	13
1.6. JUSTIFICACION.....	14
CAPÍTULO II	15
MARCO TEORICO.....	15
2.1 FUNDAMENTOS DE FLUJO DE CARGA	15
2.1.1. Tipos de Barras.....	18
2.1.1.1. Barra Slack.....	18
2.1.1.2. Barra PV o de Voltaje Controlado.....	19

2.1.1.3. Barra PQ o de Carga.....	19
2.1.2. Métodos para la solución del Flujo de Potencia.....	20
2.1.2.1. Método de Newton Raphson.....	21
2.1.2.1.1. Aplicación del método de Newton-Raphson a sistemas de potencia.....	22
2.2. FUNDAMENTOS DE CORTOCIRCUITO.....	25
2.2.1. Tipos de cortocircuito.....	26
2.2.2. Fuentes que contribuyen a la corriente de falla.....	27
2.2.2.1. Empresa de suministro eléctrico.....	28
2.2.2.2. Generadores sincrónicos.....	28
2.2.2.2.1. Reactancia subtransitoria (X_d'').....	30
2.2.2.2.2. Reactancia transitoria (X_d').....	30
2.2.2.2.3. Reactancia sincrónica (X_d).....	30
2.2.2.3. Motores sincrónicos.....	31
2.2.2.4. Motores de inducción.....	31
2.2.3. Corriente de cortocircuito.....	32
2.3. FUNDAMENTOS DE ESTABILIDAD.....	34
2.3.1. Objetivos Del Estudio De Estabilidad En Sistemas De Potencia.....	35
2.3.2. El Efecto De La Inestabilidad.....	36
2.3.3. Disturbios En El Sistema Que Pueden Causar Inestabilidad.....	37
2.3.4. Clasificación De La Estabilidad.....	37
2.4. ESTABILIDAD DE ANGULO DE ROTOR.....	38
2.4.1. Características De La Maquina Sincrónica.....	38
2.4.2. Relación Potencia-Angulo.....	40
2.4.3. El Fenómeno De Estabilidad.....	43
2.4.4. Estabilidad De Angulo Para Pequeños Disturbios (0 Pequeña Señal).....	45
2.4.5. Estabilidad De Angulo Para Grandes Disturbios.....	48
2.5. ESTABILIDAD DE VOLTAJE.....	50
2.5.1. Estabilidad De Voltaje Para Grandes Disturbios.....	52
2.5.2. Estabilidad De Voltaje Para Pequeños Disturbios.....	52
2.6. FUNDAMENTOS DE PROTECCION.....	53
2.6.1. Equipos de protección.....	53
2.6.2. Sistema de Protección.....	54
2.6.2.1. Protección Principal.....	55
2.6.2.2. Protección de respaldo.....	55
2.6.3. Dispositivos de Protección utilizados en Líneas Transmisión.....	56
2.6.3.1. Criterio general de ajuste de las protecciones.....	56

2.6.4. Ajuste de las protecciones de corriente.....	59
2.6.4.1. Funciones 50/51 – 50N/51N.....	59
2.6.4.1.1. Para la función (51).....	60
2.6.4.1.1.1. Tiempo Definido.....	61
2.6.4.1.1.2. Tiempo Inverso.....	61
2.6.4.1.1.3. Tiempo Muy Inverso.....	61
2.6.4.1.1.4. Tiempo Extremadamente Inverso.....	61
2.6.4.1.2. Para la función (50).....	62
2.6.4.2. Función 51V.....	62
2.6.4.3. Ajuste de las protecciones de tensión.....	63
2.6.4.3.1. Funciones 27 & 59.....	63
2.6.4.3.2. Funciones 81-u & 81-o.....	65
2.6.4.3.2.1. Sobrefrecuencias (81-o).....	65
2.6.4.3.2.2. Bajas frecuencias (81-u).....	66
2.6.4.4. Ajuste de las protecciones diferenciales.....	66
2.6.4.4.1. Función 87.....	66
2.6.4.4.2. Función 87N.....	68
2.6.4.5. Ajuste de las protecciones de tipo impedancia.....	70
2.6.4.5.1. Funciones 21 – 21N.....	70
2.6.4.5.1.1. Característica cuadrilateral.....	71
2.6.4.5.1.2. Característica reactancia con control tipo mho.....	71
2.6.4.5.1.3. Característica tipo impedancia.....	72
2.6.4.5.2. Arranque de la protección.....	73
2.6.4.5.3. Ajuste de las zonas de protección.....	74
2.6.4.6. Ajuste de las protecciones de tipo potencia.....	75
2.6.4.6.1. Función 67.....	75
2.6.4.6.2. Función 67N.....	76
2.6.4.6.3. Función 32.....	76

CAPÍTULO III..... 78

DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO..... 78

3.1. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL PROYECTO VALCOR....	78
3.2. DESCRIPCIÓN DE LA SUB-ESTACIÓN REFINERÍA PLC (S/E A).....	82
3.2.1. Descripción general de la S/E Refinería PLC.....	83
3.2.2. Características particulares.....	83
3.2.3. Circuitos que la integran.....	84
3.2.3.1. Descripción de circuitos en 230 kv.....	84

3.2.3.2. Descripción de circuitos en 34.5 kV	85
3.2.4. Descripción del Sistema de Generación	87
3.2.5. Estructura del nuevo Sistema Eléctrico de la Refinería Puerto la Cruz	89
3.2.5.1. Condición de operación #1	91
3.2.5.2. Condición de operación 2	92
3.2.5.3. Condición de operación 3	93
3.2.6. Circuitos Alimentados desde Planta Eléctrica (PPE)	95
3.3. DATOS A DEFINIR PARA MODELAR EL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO, FLUJO DE CARGA Y ESTABILIDAD	97
3.3.1. Modelo de la Excitatriz de los Turbogeneradores TG-6, TG-7 y TG-8.....	104
3.3.1.1. Turbogenerador TG-6.....	104
3.3.1.2. Turbogenerador TG-7.....	106
3.3.1.3. Turbogenerador TG-8.....	108
3.3.2. Modelo del Gobernador de Turbinas de Vapor y Gas de los Turbogeneradores TG6, TG7 y TG8. 110	
3.3.3. Modelo de la Excitatriz de los Turbogeneradores G1 y G2.....	113
3.3.4. Modelo del Gobernador de Turbinas de Vapor y Gas de los Turbogeneradores G1 y G2. 116	
CAPÍTULO IV	118
DESARROLLO DEL PROYECTO.....	118
4.1. ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA	118
4.1.1. Estudio de Flujo de carga en la interconexión PAL-VALCOR-RPLC.	118
4.1.1.1. Condición de operación #1.....	120
4.1.1.2. Condición de operación #2.....	121
4.1.1.3. Condición de operación #3.....	123
4.2. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.....	125
4.2.1. Cálculo de la corriente de cortocircuito.....	125
4.2.1.1. Método de cálculo de cortocircuito empleado por el ETAP.	125
4.2.2. Estudio de cortocircuito en las diferentes barras del sistema eléctrico de la RPLC. 128	
4.2.2.1. Objetivo.....	128
4.2.2.2. Escenario planteado para el estudio de cortocircuito.....	129
4.2.2.3. Resumen de resultados obtenidos.....	129
4.3. ESTUDIO DE ESTABILIDAD EN EL SISTEMA EN ESTUDIO.	133

4.3.1. Objetivo.....	134
4.3.2. Metodología De Cálculo.....	134
4.3.3. Normas Aplicadas	134
4.3.4. Descripción Del Estudio De Estabilidad	135
4.3.5. Resultado del estudio de estabilidad para cada escenario de la condición de operación seleccionada (cond. #3).....	136
CAPÍTULO V	146
AJUSTE DE PROTECCIONES.....	146
5.1. ESTRUCTURA GENERAL DEL ESQUEMA DE PROTECCION	146
5.1.1. Selección de los transformadores de medida y protección	147
5.1.2. Selección del esquema de protección	148
5.1.3. Ajuste de las protecciones de sobrecorriente.....	149
5.1.4. Ajuste de las protecciones diferenciales (87).....	150
5.1.4.1. Protecciones diferenciales de transformadores (87T).....	151
5.1.4.1.1. Relé T60 (GE MULTILIN modelo UR) para la protección diferencial de transformador 87T.....	151
5.1.4.1.2 Relé L90 (GE MULTILIN modelo UR) para la protección diferencial de línea (87L).....	154
5.1.4.1.3. Relé MICOM (serie P54x, AREVA) para protección diferencial de línea (87L). 157	
5.1.5. Zonas de protección.....	159
5.1.5.1 Zona de protección 1.....	160
5.1.5.1.1. Selección de los TC's y TP's para la Zona 1.....	160
5.1.5.1.2. Selección del esquema de protección para la Zona 1.....	161
5.1.5.1.3. Ajustes de los dispositivos involucrados en el esquema de la Zona 1.....	162
5.1.5.2. Zona de protección 2.....	174
5.1.5.2.1. Selección de los TC's y TP's para la Zona 2.....	174
5.1.5.2.2. Selección del esquema de protección para la Zona 2.....	175
5.1.5.2.3. Ajustes de los dispositivos involucrados en el esquema de la Zona 2.....	176
5.1.5.3. Zona de protección 3.....	188
5.1.5.3.1. Selección de los TC's y TP's para la Zona 3.....	188
5.1.5.3.2. Selección del esquema de protección para la Zona 3.....	189
5.1.5.3.3. Ajustes de los dispositivos involucrados en el esquema de la Zona 3.....	190
5.1.6. Esquemas de Separación de Área (E.S.A).....	198
5.1.6.1. Ajuste de los Esquemas de Separación de Área (E.S.A).....	198
5.1.6.1.1. Esquema de Separación de Área numero 1 (ESA 1).....	200

5.1.6.1.2. Esquema de Separación de Área numero 2 (ESA 2).	203
CONCLUSIONES.....	205
RECOMENDACIONES.....	207
BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA.....	209
ANEXO A. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA ELECTRICO REFINERIA PUERTO LA CRUZ.....	211
ANEXO B. NORMA PDVSA N-252, SECCION 2.3.3.....	212
ANEXO C. IEEE STD 399-1997, SECCION 8.6.7 INTERPRETACION RESULTADO DE ESTABILIDAD.....	213
ANEXO D. RESULTADO DE ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO ARROJADOS POR EL ETAP.....	214
ANEXO E. GRAFICAS ESTUDIO DE ESTABILIDAD ARROJADAS POR EL ETAP.	215
ANEXO F. CURVAS TIEMPO-CORRIENTE DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE ARROJADOS POR EL ETAP.	216

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Estructura De La Gerencia De Servicios Eléctricos	4
Figura 1.2. Estructura De La Gerencia De Servicios Eléctricos Refinación Oriente	5
Figura 1.3. Ubicación Geográfica De La Refinería Puerto La Cruz	7
Figura 1.4. Distritos Operacionales PDVSA Oriente	8
Figura 1.5. Esquema Actual Simplificado De La RPLC	10
Figura 1.6. Esquema Simplificado De La Interconexión PAL-SEN	11
Figura 1.7. Esquema Simplificado De La Interconexión Guanta II-PAL	12
Figura 2.1. Tipos De Fallas En Sistemas Eléctricos Trifásicos	26
Figura 2.2. Oscilogramas De La Corriente En Las Tres Fases De Un Generador Cuando Una Corriente De Cortocircuito Es Aplicada	29
Figura 2.3. Decrecimiento De La Componente DC Y Efecto De La Asimetría De La Corriente	32
Figura 2.4. Contribución De Las Diferentes Fuentes A La Corriente Total De Cortocircuito	33
Figura 2.5. Característica De Transferencia De Potencia En Un Sistema De Dos Maquinas	41
Figura 2.6. Respuesta Natural A Pequeños Disturbios Con Voltaje De Campo Constante	46
Figura 2.7. Respuesta Natural A Pequeños Disturbios Con Control De Excitación	47
Figura 2.8. Respuesta De Angulo De Rotor A Un Disturbio Transitorio	49
Figura 2.9. Curva De Operación o De Daño De Un Transformador	57
Figura 2.10. Curva Tiempo-Corriente Representativas De Los Relés De Sobrecorriente	61

Figura 2.11. Definición De La Operación De La Protección Diferencial	67
Figura 2.12. Característica De Ajuste De La Protección Diferencial	68
Figura 2.13. Protección Diferencial De Alta Impedancia	69
Figura 2.14. Característica Cuadrilateral	72
Figura 2.15. Relés De Característica Reactancia Con Mho E Impedancia	74
Figura 3.1. Sistema Eléctrico Nacional Simplificado	87
Figura 3.2. Esquema De Conexión PAL-VALCOR-RPLC	88
Figura 3.2a. Condición De Operación #1	89
Figura 3.2b. Condición De Operación #2	90
Figura 3.2c. Condición De Operación #3	91
Figura 3.3. Modelo Dinámico Del Turbogenerador TG-6 DE PPE, Visto Desde El ETAP	97
Figura 3.4. Modelo Dinámico Del Turbogenerador TG-7 DE PPE, Visto Desde El ETAP	98
Figura 3.5. Modelo Dinámico Del Turbogenerador TG-8 DE PPE, Visto Desde El ETAP	99
Figura 3.6. Modelo Dinámico Del Turbogenerador G1 DE PAL, Visto Desde El ETAP	101
Figura 3.7. Modelo Dinámico Del Turbogenerador G2 De PAL, Visto Desde El ETAP	101
Figura 3.8. Modelo De Excitatriz De Los Turbogeneradores TG-6 De PPE	103
Figura 3.9. Modelo De Excitatriz De Los Turbogenerador TG-7 De PPE	105
Figura 3.10. Modelo De Excitatriz De Los Turbogenerador TG-8 De PPE	107
Figura 3.11. Modelo De Gobernador De Los Turbogeneradores TG-6, TG-7 Y TG-8 De PPE	109
Figura 3.12. Modelo De Gobernador Del Turbogenerador TG-7 De PPE, Visto Desde El ETAP	110
Figura 3.13. Modelo De Gobernador Del Turbogenerador TG-8 De PPE,	

Visto Desde El ETAP	111
Figura 3.14. Modelo De Gobernador Del Turbogenerador TG-6 De PPE, Visto Desde El ETAP	112
Figura 3.15. Representación Del Sistema De Excitación Del Tipo IEEE AC8B De Los Generadores G1 y G2 DE PAL	113
Figura 3.16. Modelo De Excitación Del Turbogenerador G1 De PAL, Visto Desde El ETAP	114
Figura 3.17. Modelo De Excitación Del Turbogenerador G2 De PAL, Visto Desde El ETAP	115
Figura 3.18. Modelo De Gobernador De Los Generadores G1 y G2 De PAL	116
Figura 3.19. Modelo De Gobernador Del Generadores G1 De PAL, Visto Desde El ETAP	117
Figura 3.20. Modelo De Gobernador Del Generadores G2 De PAL, Visto Desde El ETAP	117
Figura 4.1. Respuesta Del Voltaje En La Barra De S/E PAL. Escenario 1a	130
Figura 4.2. Respuesta Del Voltaje En La Barra De PPE. Escenario 1a	130
Figura 4.3. Respuesta Del Voltaje En La Barra De La S/E A. Escenario 1a	131
Figura 4.4. Respuesta Del Voltaje En La Barra De S/E PAL. Escenario 1b	132
Figura 4.5. Respuesta Del Voltaje En La Barra De PPE. Escenario 1b	132
Figura 4.6. Respuesta Del Voltaje En La Barra De La S/E A. Escenario 1b	131
Figura 4.7. Respuesta Del Voltaje En La Barra De S/E PAL. Escenario 2	133
Figura 4.8. Respuesta Del Voltaje En La Barra De PPE. Escenario 2	134
Figura 4.9. Respuesta Del Voltaje En La Barra De La S/E A. Escenario 2	134
Figura 4.10. Respuesta Del Voltaje En La Barra De S/E PAL. Escenario 3	135
Figura 4.11. Respuesta Del Voltaje En La Barra De PPE. Escenario 3	135
Figura 4.12. Respuesta Del Voltaje En La Barra De La S/E A. Escenario 3	135
Figura 4.13. Respuesta Del Voltaje En La Barra De S/E PAL. Escenario 4	136
Figura 4.14. Respuesta Del Voltaje En La Barra De PPE. Escenario 4	136

Figura 4.15. Respuesta Del Voltaje En La Barra De La S/E A. Escenario 4	137
Figura 5.1. Calculo de la diferencial porcentual	144
Figura 5.2. Caracteristica de operación del diferencial porcentual. Rele T60	144
Figura 5.3. Característica de restricción. Relación de las magnitudes fasoriales y angulares de la corriente local y remota.	147
Figura 5.4. Caracteristica de restricción del rele L90	149
Figura 5.5. Caracteristica de operación del rele MICOM P54x	150
Figura 5.6. Zonas de proteccion del sistema electrico de la RPLC	152
Figura 5.7. Ubicación General De Los Dispositivos De Protección Para La Zona 1	154
Figura 5.8. Protección Diferencial Del Transformador XFR-53-5X01 (87T)	155
Figura 5.9. Protección Diferencial De Línea De La Interconexión Con PPE (87L). Salida De La S/E A	157
Figura 5.10. Protección Diferencial De Línea De La Interconexión Con La S/E A (87L). Lado De Alta Del Transformador XFR-53-5X01	157
Figura 5.11. Dispositivos De Protección De Sobrecorriente Para La Interconexión S/E A-PPE	161
Figura 5.12. Curva Tiempo-Corriente De Las Protecciones De Sobrecorriente De Fase De Las Unidades Ubicadas En La Zona1	164
Figura 5.13. Curva Tiempo-Corriente De Las Protecciones De Sobrecorriente De Neutro De Las Unidades Ubicadas En La Zona1	165
Figura 5.14. Ubicación General De Los Dispositivos De Protección Para La Zona 2	167
Figura 5.15. Protección Diferencial Del Transformador XFR-53-7A01 (87T)	168
Figura 5.16. Protección Diferencial De Línea De La Interconexión S/E A-PAL (87L). Salida De La S/E PAL	170
Figura 5.17. Protección Diferencial De Línea De La Interconexión S/E	

A-PAL (87L). Lado De Alta Del Transformador XFR-53-7A01	170
Figura 5.18. Protección De Distancia Para La Línea De La Interconexión S/E PAL-S/E A	172
Figura 5.19. Ubicación De Los Dispositivos De Protección Por Sobrecorriente De La Zona 2	176
Figura 5.20. Curva Tiempo-Corriente De Las Protecciones De Sobrecorriente De Fase De Las Unidades Ubicadas En La Zona2	179
Figura 5.21. Curva Tiempo-Corriente De Las Protecciones De Sobrecorriente De Neutro De Las Unidades Ubicadas En La Zona2	180
Figura 5.22. Ubicación General De Los Dispositivos De Protección Para La Zona 3	182
Figura 5.23. Protección Diferencial Del Transformador De La Zona 3 (87T)	183
Figura 5.24. Ubicación De Los Dispositivos De Protección Por Sobrecorriente De La Zona 3	186
Figura 5.25. Curva Tiempo-Corriente De Las Protecciones De Sobrecorriente De Fase De Las Unidades Ubicadas En La Zona3	188
Figura 5.26. Curva Tiempo-Corriente De Las Protecciones De Sobrecorriente De Neutro De Las Unidades Ubicadas En La Zona3	189
Figura 5.27. Algoritmo Para El Criterio 1 De Los Esquema De Separación De Área	191
Figura 5.28. Algoritmo Para El Criterio 2 De Los Esquema De Separación De Área	192
Figura 5.29. Flujo De Potencia Para Enlace De Barra Abierto En PPE	193
Figura 5.30. Flujo De Potencia Hacia Conversión Profunda Y El SEN	195

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1. Área y Unidades Del Proyecto VALCOR	79
Tabla 3.2. Valores De Placa De Los Generadores el Sistema Eléctrico de La RPLC.	84
Tabla 3.3. Valores De Placa De Los Generadores De PAL	84
Tabla 3.4. Datos De La Red Externa Equivalente	84
Tabla 3.5. Tensiones De Las Subestaciones Del SEN	85
Tabla 3.6. Datos De Los Transformadores Del SEN	86
Tabla 3.7. Datos De Los Transformadores De Potencia Del Sistema Eléctrico De La RPLC	92
Tabla 3.8. Datos De Placa Del Turbogenerador TG-6 De PPE	95
Tabla 3.9. Datos De Placa De Los Turbogeneradores TG-7 y TG-8 De PPE	96
Tabla 3.10. Impedancia De Cortocircuito Del Turbogenerador TG-6 De PPE	96
Tabla 3.11. Impedancia De Cortocircuito De Los Turbogeneradores TG-7 Y TG-8 De PPE	96
Tabla 3.12. Modelo Dinámico Del Turbogenerador TG-6 De PPE	97
Tabla 3.13. Modelo Dinámico De Los Turbogeneradores TG-7 y TG-8 De PPE	98
Tabla 3.14. Impedancia De Cortocircuito De Los Turbogeneradores G1 Y G2 De PAL	99
Tabla 3.15. Modelo Dinámico De Los Turbogeneradores G1 Y G2 De PAL	100
Tabla 3.16. Parametrización del Modelo De Excitatriz De Los Generadores TG-6, TG-7 Y TG-8 De PPE	100
Tabla 3.17. Modelo De Gobernador De Los Generadores TG-7 Y TG-8 De PPE	110
Tabla 3.18. Modelo De Gobernador Del Generador TG-6 De PPE	111

Tabla 3.19. Descripción De Los Parámetros Del Modelo De Excitatriz Del Tipo IEEE AC8B	113
Tabla 3.20. Parametrización del Modelo De Excitatriz De Los Generadores G1 Y G2 De PAL	114
Tabla 3.21. Datos De Los Parámetros De Excitatriz De Los generadores G1 Y G2 PAL	116
Tabla 4.1. Resultado Del Flujo De Carga En Las S/E Asociadas Al Sistema Con Presencia De Generadores, Considerando la Condición De Operación #1	119
Tabla 4.2. Resultado De Flujo De Carga Entre Las Diferentes Barras Del Sistema En Estudio, Considerando la Condición de Operación #1	120
Tabla 4.3. Resultado Del Flujo De Carga En Las S/E Asociadas Al Sistema Con Presencia De Generadores, Considerando la Condición De Operación #2	122
Tabla 4.4. Resultado De Flujo De Carga Entre Las Diferentes Barras Del Sistema En Estudio, Considerando la Condición de Operación #2	122
Tabla 4.5. Resultado Del Flujo De Carga En Las S/E Asociadas Al Sistema Con Presencia De Generadores, Considerando la Condición De Operación #3	123
Tabla 4.6. Resultado De Flujo De Carga Entre Las Diferentes Barras Del Sistema En Estudio, Considerando la Condición de Operación #3	124
Tabla 4.7. Resumen De Los Resultados Del Estudio De Cortocircuito Monofásico y Trifásico en La Barra A De PAL	130
Tabla 4.8. Resumen De Los Resultados Del Estudio De Cortocircuito Monofásico y Trifásico en La Barra B De PAL	130
Tabla 4.9. Resumen De Los Resultados Del Estudio De Cortocircuito Monofásico y Trifásico En La Sección A De VALCOR	131
Tabla 4.10. Resumen De Los Resultados Del Estudio De Cortocircuito	131

Monofásico y Trifásico En La Sección B De VALCOR

Tabla 4.11. Resumen De Los Resultados Del Estudio De Cortocircuito Monofásico y Trifásico en La Sección A De PPE. (Enlace Abierto)	132
Tabla 4.12. Resumen De Los Resultados Del Estudio De Cortocircuito Monofásico y Trifásico en La Sección B De De PPE. (Enlace Abierto)	132
Tabla 5.1. Ajuste De Protección De Sobrecorriente Ubicados En La Zona 1 y Asociados al Interruptor 4A	169
Tabla 5.2. Ajuste De Protección De Sobrecorriente Ubicados En La Zona 1 y Asociados al Interruptor B-110	170
Tabla 5.3. Ajuste De Protección De Sobrecorriente Ubicados En La Zona 1 y Asociados al Interruptor De Enlace De Barra B-120	171
Tabla 5.4. Ajuste De Protección De Sobrecorriente Ubicados En La Zona 1 y Asociados al Interruptor B-180	185
Tabla 5.5. Ajuste De Protección De Sobrecorriente Ubicados En La Zona 2 y Asociados al Interruptor M-110	186
Tabla 5.6. Ajuste De Protección De Sobrecorriente Ubicados En La Zona 2 y Asociados al Interruptor De Enlace De Barra M-120	195
Tabla 5.7. Ajuste De Protección De Sobrecorriente Asociado Al Interruptor Del Lado De Alta Del Transformador TX1 De PAL (230 KV)	195
Tabla 5.8. Ajuste De Protección De Sobrecorriente Asociado Al Interruptor Del Lado De Baja Del Transformador TX1 De PAL (13,8 KV)	196
Tabla 5.9. Generación De Diseño Y Operación De Los Generadores De PPE	201
Tabla 5.10. Demanda Actual Del Sistema Eléctrico De La RPLC	201
Tabla 5.11. Ajuste Y Tiempos De Operación Del ESA 1	202
Tabla 5.12. Generación De Diseño Y Operación De Generadores De PAL	203
Tabla 5.13. Demanda De CP Y Exportación Al SEN	204
Tabla 5.14. Ajuste Y Tiempos De Actuación Del ESA 2	204

CAPÍTULO I.

INTRODUCCION

El presente capítulo contempla la descripción de la empresa Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA). De igual manera se realiza una descripción de la Refinería Puerto la Cruz, resaltando, además de su ubicación geográfica e instalaciones que la conforman, cada uno de sus principales objetivos. Por otro lado, se expone el problema estudiado y los objetivos desarrollados, así como también el alcance de éste proyecto.

1.1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A.

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA); es una de las corporaciones energéticas más importante del mundo, ubicada en la totalidad del territorio nacional, mediante su red de oficinas, refinerías, estaciones de producción, plantas de distribución de combustible, mercadeo, estaciones de servicio y otros.

PDVSA, logra ser considerada, gracias a su calidad y responsabilidad, como una empresa confiable en el suministro de grandes volúmenes de petróleo a nivel mundial. En esta fase, petróleo de Venezuela se consolida como una de las principales compañías petroleras multinacionales. La principal empresa del país inicia una expansión tanto a nivel nacional como mundial, con la compra y participación en diversas refinerías ubicadas en Europa, Estados Unidos y el Caribe. En este sentido, establece operaciones en la refinería de la Ruhr Oil, en Alemania; Nynas, en Suecia y

Bélgica; e islas de Curazao. Asimismo, el 15 de septiembre de 1986, petróleos de Venezuela adquirió las empresas Citgo, en Tulsa, Estados Unidos, punta de lanza de la estrategia de comercialización de hidrocarburos en Norteamérica, con más de 100 estaciones de servicios y casi el 20% de las ventas de gasolina en suelos estadounidense.

Luego de más de 25 años de actividades la empresa transforma su estructura y nace como imagen corporativa a partir del 1 de Enero de 1998, tras la fusión de sus filiales más importantes (Corpoven, Lagoven y Maraven), asumiendo el reto de mantenerse competitivamente rentable frente a los nuevos tiempos.

Se establecía de esta manera una empresa con un perfil corporativo unificado, dirigido a generar altos estándares de calidad y beneficios en lo que respecta a los procesos que están presentes dentro de la industria de los hidrocarburos

PDVSA se divide en tres unidades de trabajo, según las funciones que realiza cada una de ellas:

Exploración y Producción: Área encargada de la evaluación, exploración, certificación y perforación de yacimientos de petróleo. Además cubre la perforación y construcción de los pozos petrolíferos.

Refinación: Esta área se encarga de la separación, mejoramiento y obtención de productos derivados del petróleo a través de las plantas de procesamiento y refinerías.

Distribución y comercialización: Área encargada de colocar los productos obtenidos (crudo y derivados) en los diferentes mercados internacionales.

PDVSA forma parte de las tres principales empresas a nivel mundial de procesamiento de petróleo de 3,3 millones de barriles por día, a través de veintidós refinerías: Tres complejos en Venezuela y diecinueve en el resto del mundo.

En el territorio nacional, Petróleos de Venezuela cuenta con la refinería más grande del mundo, el Complejo Refinador de Paraguaná, la Refinería Puerto la Cruz y la Refinería El Palito.

1.2. GERENCIA DE SERVICIOS ELÉCTRICOS ORIENTE (SEO)

La Gerencia de Servicios Eléctricos Oriente, se encuentra estructurada en superintendencias y éstas a su vez en distritos operacionales, que conforman el Sistema Eléctrico Oriente, cada distrito posee un sistema eléctrico individual bien definido con características propias.

Esta Gerencia tiene la misión de planificar, coordinar, dirigir y controlar los programas de operación y mantenimiento, del sistema de transmisión y distribución eléctrica de los distritos San Tomé, Anaco, Morichal, Punta de Mata y Jose, a fin de satisfacer de forma oportuna, confiable y a óptimo costo, los requerimientos de energía eléctrica de los procesos de producción de crudo, extracción de Líquidos del Gas Natural (LGN), refinación, gas, producción de Orimulsión, manejo de hidrocarburos, entre otros.

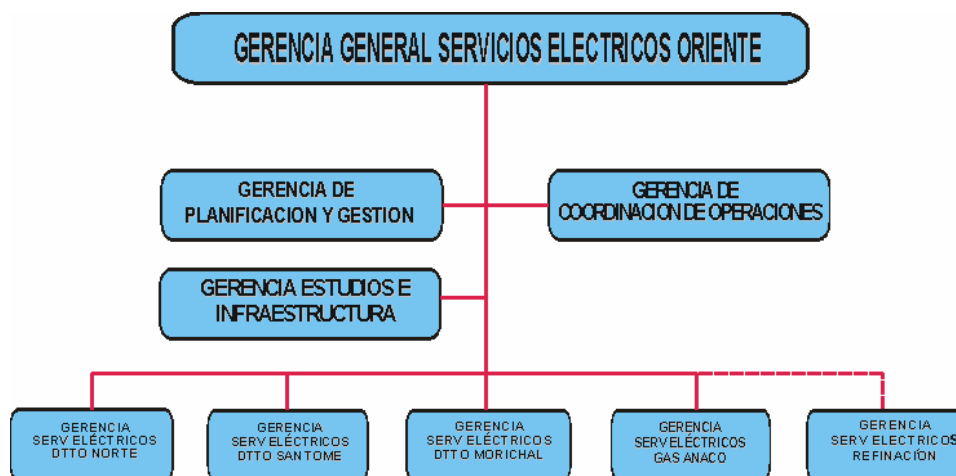


Figura 1.1. Estructura General de la Gerencia de Servicios Eléctricos Oriente

1.2.1. Gerencia De Servicios Eléctricos-Refinación Oriente (SERO).

Conformada por la Superintendencia de Planificación y Gestión, Supdca. De Ingeniería Operacional y la Supdca de Operación y Mantenimiento, es la encargada de realizar acciones dirigidas a mantener y garantizar que el Sistema de Transmisión y Subtransmisión del Distrito Social Puerto La Cruz opere con alto grado de confiabilidad en la red que transporta la energía eléctrica.

La Gerencia SEO-Refinación supervisa, coordina y controla junto con Despacho de Carga, la operación del Sistema Eléctrico de Puerto La Cruz, Isla de Margarita, Complejo Industrial Jose y la RPLC del cual son custodios, asegurando el cumplimiento de la normativa y las normas de protección integral conforme a los lineamientos establecidos por la Gerencia Gral. SEO.



Figura 1.2. Estructura de la Gerencia de Servicios Eléctricos-Refinación Oriente.

1.3. REFINERIA DE PUERTO LA CRUZ

La Refinería Puerto La Cruz, (RPLC) está ubicada en la costa nor-oriental del país, al este de la ciudad de Puerto La Cruz, en el estado Anzoátegui. Esta ubicación fue la principal razón para el desarrollo de su construcción la cual se inicia en el año 1.948 por la empresa Vengref, usando el puerto de Guanta para recibir los materiales y equipos necesarios para su construcción.

La RPLC fue proyectada por la compañía Gulf Refining Company e inicia sus operaciones de refinación en el 1950; Con la Unidad de Destilación Atmosférica N°1 (DA-1), con capacidad de procesar 44 MBD de crudo, la Unidad de Polimerización de Gasolina y la Planta de Tratamiento para Productos Blancos (gasolina y kerosene). Adicionalmente y de forma simultánea, es trasladada desde los Estados Unidos (Houston, Texas) una refinería con capacidad de proceso de 33 MBD, por la compañía Sinclair Venezuelan Oil Co., la cual se encuentra ubicada en el área El Chaure y actualmente representa la Unidad de destilación Atmosférica N° 3 (DA-3).

Con el fin de incrementar la capacidad de procesamiento de crudos pesados y aumentar el volumen de gasolina de alto octanaje, se instalan en la Refinería nuevas unidades de destilación Atmosférica. Para el año 1957 con capacidad de 65 MBD son puestas en funcionamiento la Unidad de Destilación Atmosférica N° 2 (DA-2) y la Unidad de Desintegración Catalítica con una capacidad de 9 MBD, luego a mediados del año 1962 entra en funcionamiento la Unidad de Alquilaron con capacidad de 2,4 MBD; con esto se logro modificar el patrón de refinación en un 40% de productos blancos y en 60 % de combustible residual. Posteriormente en el año 1969, se logra instalar la Unidad de Tratamiento de Amina en la Planta de Alquilaron.

Finalmente en el año 1988, se instalaron las plantas de Control Ambiental, la Unidad Despojadoras de Aguas Agrias, el Sistema de Tratamiento de Gases y la Unidad de Neutralización de Efluentes y Ácidos. Adicionalmente se instalo la Unidad Recuperadora de Azufre.

Como una respuesta a la necesidad de mejorar el paquete de productos e incrementar el margen de refinación de la RPLC, se presenta el proyecto Valorización de Corrientes (VALCOR), que contempla la incorporación de nuevas unidades de procesos, y a la vez maximizar el aprovechamiento de las instalaciones existentes de servicios industriales y áreas externas. El proyecto VALCOR es una respuesta a la necesidad de modernizar la RPLC, reforzar la refinación en el oriente del país, aprovechar la infraestructura existente constituida por las unidades de destilación y conversión media, así como todos los sistemas de servicios industriales y sus facilidades de almacenaje, con la finalidad de mejorar la calidad de productos que allí se obtienen, de acuerdo con las exigencias de calidad tanto del mercado interno como el de exportación.

Por su ubicación geográfica, la Refinería de Puerto la Cruz tiene facilidades de acceso desde el Mar Caribe y está conectada por oleoductos con los campos de producción de Oriente. La conforman las instalaciones de Puerto La Cruz, El Chaure y San Roque (a 40 Km. de Anaco, vecina a la población de Santa Ana, Edo. Anzoátegui). La ubicación estratégica de la RPLC cumple tres roles principales, como son la de suplir la demanda del mercado interno de la región suroriental del país, colocar los productos excedentes en el mercado de exportación y el manejo y distribución de la producción de crudos del oriente del país hacia los mercados de exportación y a las otras filiales. En la **figura 1.3** se ilustra la ubicación geográfica de la RPLC y su conexión a través de los oleoductos con los campos de producción de Oriente se pueden observar a través de la **figura 1.4**

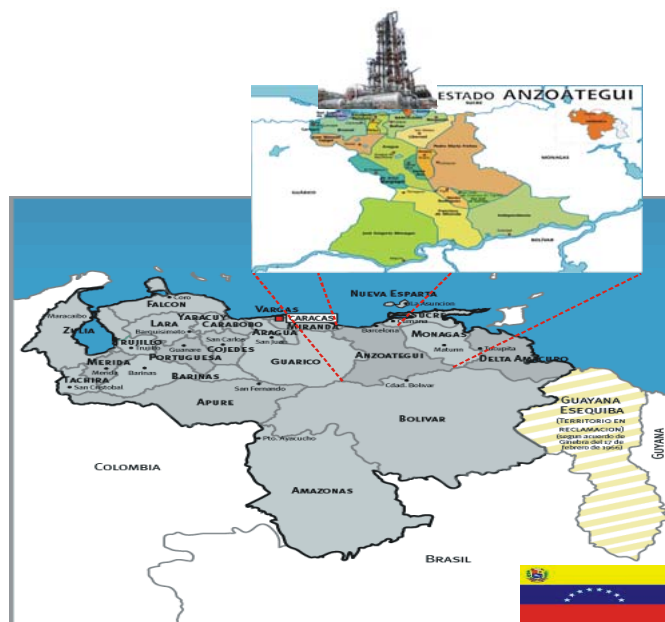


Figura 1.3 Ubicación de la Refinería Puerto La Cruz



Figura 1.4. Distritos Operacionales PDVSA Oriente

1.4. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Debido a la cantidad de proceso que se realizan en la Refinería, es importante que el servicio eléctrico sea seguro y confiable, el gran riesgo que se tiene para el continuo suministro de energía al sistema, está en que el flujo de corriente tenga un valor mayor que el esperado o el máximo que debe circular por el mismo.

Es muy importante mantener el servicio eléctrico de la RPLC tan continuo como sea posible, por lo que el sistema eléctrico debe ser capaz de detectar y aislar tan rápido como sea posibles condiciones anormales, sean éstas el cortocircuito y la sobrecarga. Es decir, que debe ser un sistema selectivo, por lo que los dispositivos de protección deben ser dimensionados y coordinados entre sí de tal forma que el dispositivo que detecte y aisle la falla sea el dispositivo que esté más cercano a la misma y así poder mantener la continuidad el servicio.

Para garantizar la confiabilidad requerida, la RPLC cuenta con generación eléctrica propia y con un sistema de respaldo proveniente de la Compañía Eléctrica del Estado, a través de líneas aéreas en doble terna a 230 kV, provenientes de la

Subestación Guanta II, este nivel de tensión es transformado (230/34,5/13,8kV) para poder conectarse a la barra principal (13,8kV) del sistema Planta Eléctrica

La planta de Generación Eléctrica de la Refinería, esta conformada por tres turbogeneradores a combustible dual (gas, aceite destilado), con capacidad instalada de 55,7 MW a un nivel de tensión de 13,8 KV. El sistema de distribución aguas abajo, esta conformado por tres patios de celdas de potencia o subestaciones, llamados Patio de Celdas RPLC, OSAMCO y El Chaure, las cuales se encargan de distribuir la energía a cada sector a través de circuitos individuales con sus respectivas protecciones.

Para el año 2002 con el fin de mejorar el paquete de productos e incrementar su margen de refinación de la RPLC, se presenta el proyecto Valorización de Corrientes (VALCOR), que contempla la incorporación de nuevas unidades de procesos y maximizar el aprovechamiento de las instalaciones existentes de servicios industriales y áreas externas. El proyecto VALCOR es una respuesta a la necesidad de modernizar la RPLC, reforzar la refinación en el oriente del país, aprovechar la infraestructura existente constituida por las unidades de destilación y conversión media, así como todos los sistemas de servicios industriales y sus facilidades de almacenaje, con la finalidad de mejorar la calidad de productos que allí se obtienen, de acuerdo con las exigencias de calidad tanto del mercado interno como el de exportación. En la **figura 1.5** se observa en forma grafica como se encuentra interconectada la RPLC al SEN.

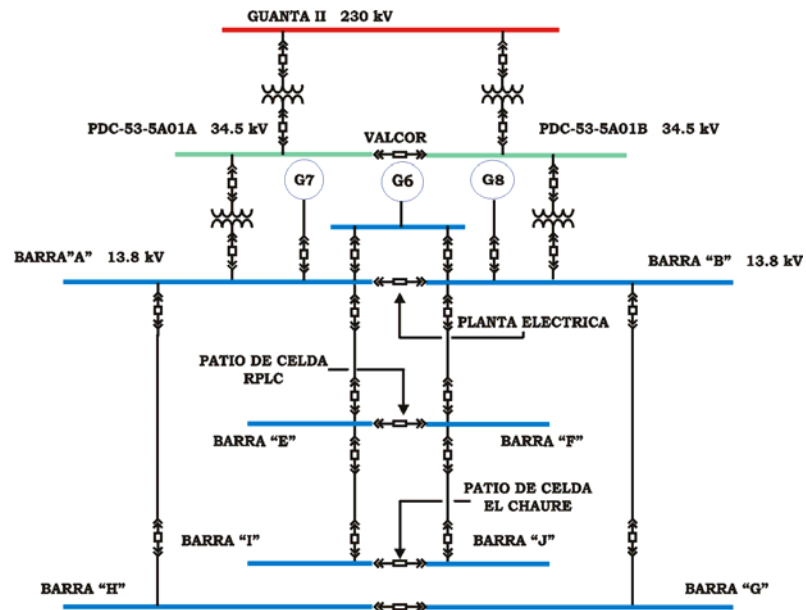


Figura 1.5 Esquema simplificado de la Refinería Puerto La Cruz

La infraestructura eléctrica existente en el área de la Refinería Puerto La Cruz no satisface la demanda de energía de las nuevas instalaciones estimada en 207 MW para el año horizonte (2012). El sistema eléctrico del nuevo centro Refinador de Puerto La Cruz depende en alto grado de la importación de energía del Sistema Eléctrico Nacional y además en el punto de suministro de energía eléctrica tiene una confiabilidad calculada de 96.5425%.. Esto origina la necesidad de construir nuevas infraestructuras, es decir, nuevas turbinas eléctricas y líneas de transmisión para interconectarse con el sistema eléctrico nacional.

En la actualidad se encuentra en construcción la planta Alberto Lovera (PAL), la cual esta constituida por tres turbogeneradores con capacidad de suministro de 150 MW cada uno, esta infraestructura eléctrica esta destinada a satisfacer las necesidades del complejo refinador Puerto La Cruz de manera confiable, eficiente, flexible y estable, así como también entregar a la comunidad el 54 % de la energía generada en dicha planta. Esta planta viene a dar garantía de que el sistema eléctrico contará con

los recursos necesarios para una operación continua y segura para beneficio de la industria y de la comunidad.

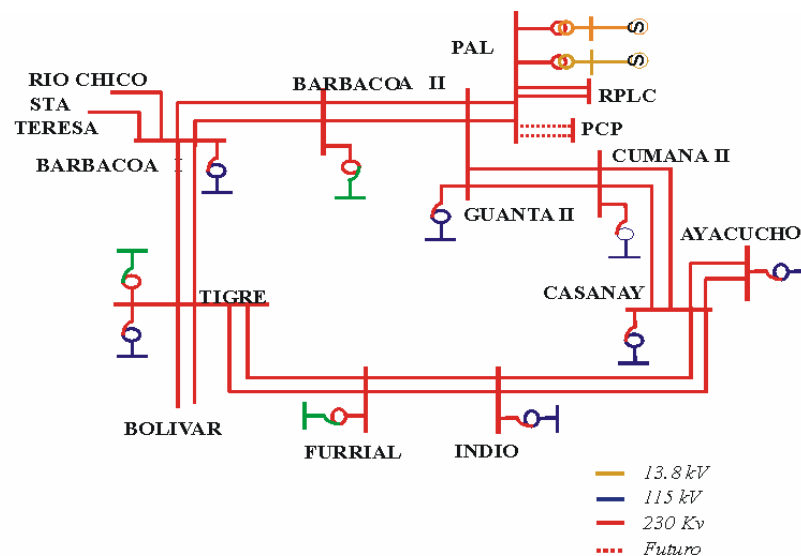


Figura 1.6 Esquema simplificado de la interconexión de PAL con el SEN.

La realización de estos proyectos en sinergia con otros proyectos, permitirá suministrar la energía eléctrica para manejar de manera segura y oportuna el procesamiento de crudo previsto para el año 2012.

La Planta Alberto Lovera será integrada al sistema eléctrico nacional en un nivel de tensión de 230 KV, esta planta será el punto de interconexión entre la Subestación de Guanta II y la S/E A (VALCOR) de la Refinería de PLC, todas estas interconexiones requieren de un sistema de protecciones capaz de responder efectivamente a un variado número de anomalías que pueden ocurrir en el sistema de potencia. En esta nueva interconexión, además de cambiar parte de la estructura del Sistema Eléctrico de la RPLC, se verán reflejadas todas las fallas que se puedan presentar en el S.E.N; entre las que destacan, fallas en el sistema de potencia, conexiones de líneas de transmisión, desconexión de generadores o la pérdida o

aplicación de grandes bloques de carga; las cuales son perturbaciones que causan oscilaciones de potencia, es decir, que cualquier cambio en la potencia suministrada por el S.E.N. o en el sistema de potencia causa cambios en la transferencia de potencia del sistema, que oscila hasta alcanzar otro punto de equilibrio entre la generación y la carga (en nuestro caso sería la RPLC). Adicionalmente, se deben tener presente una serie de aspectos que influyen directa o indirectamente en el establecimiento de un sistema de protección, tales como, aspectos económicos, prácticas de operación (Standard y prácticas aceptadas) y la experiencia previa.

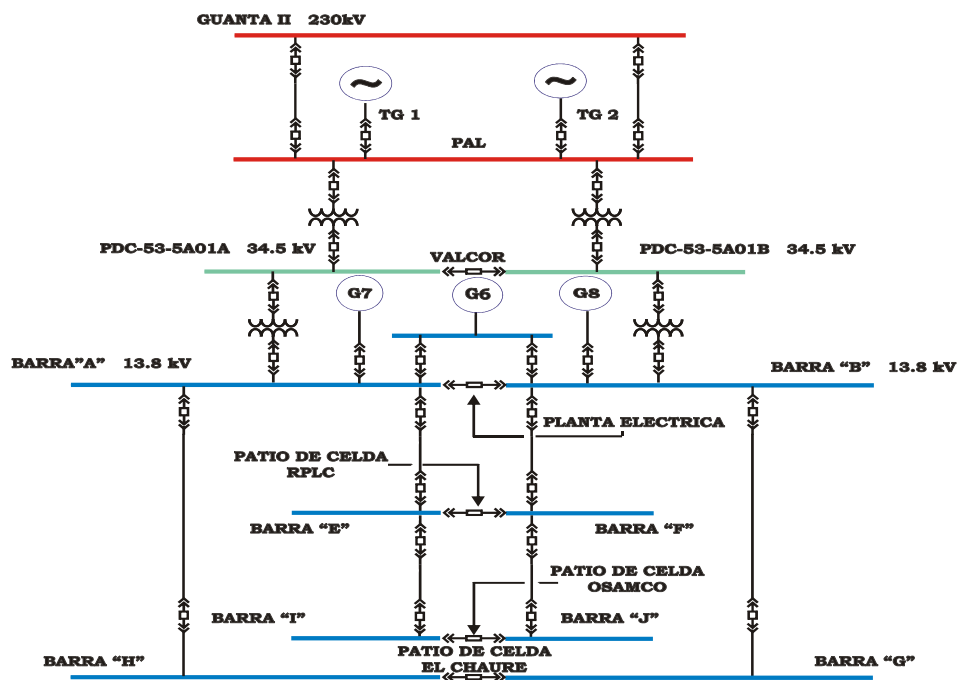


Figura 1.7 Esquema simplificado de la interconexión GUANTA II-PAL-RPLC

Este trabajo centrará sus objetivos en el diseño del sistema de protecciones en la interconexión PAL-VALCOR (S/E A) - RPLC de tal manera que se pueda unificar estos Sistemas de Protección y obtener así la confiabilidad, seguridad, selectividad y rapidez que debe establecer un sistema de protección ante la presencia de

perturbaciones en el Sistema Eléctrico Nacional o en cambios repentinos en la potencia eléctrica.

1.5. OBJETIVOS

GENERAL.

Diseñar el sistema de protección en la interconexión PAL-RPLC, que garantice protección y selectividad ante perturbaciones en el Sistema Eléctrico nacional (S.E.N.).

ESPECIFICOS.

Definir los Escenarios de Operación en el Sistema Eléctrico asociado a la interconexión PAL- RPLC.

Realizar el estudio de Flujo de Carga y Cálculo Cortocircuito de todo el sistema en estudio.

Efectuar simulaciones de perturbaciones en el Sistema Eléctrico Nacional, mediante la herramienta computacional ETAP PS.

Seleccionar la Configuración del Sistema de Protección en la Interconexión PAL– RPLC.

Determinar los ajustes de las unidades de protección seleccionada para interconexión PAL-RPLC.

1.6. JUSTIFICACION.

Un adecuado estudio de los posibles escenarios en el sistema a estudiar, nos proporciona las nociones básicas para adaptar un sistema de protecciones que sea selectivo, sensible y confiable. Con la inclusión de la Planta de Generación Alberto Lovera se modifica estructuralmente el sistema eléctrico de la Refinería de Puerto la Cruz, esta nueva interconexión requiere de un sistema de protección que pueda detectar fallas en el sistema eléctrico nacional, además de posibles fallas en el sistema eléctrico de la RPLC a fin de garantizar la funcionabilidad de los turbogeneradores tanto de PAL como los de la RPLC.

Todo esto se puede lograr mediante un estudio de cortocircuito en las barras asociadas al sistema, estudio de flujo de carga y estudio de estabilidad transitoria integral desde el sistema aguas abajo hasta la fuente de suministro y así poder definir los ajustes necesarios en los dispositivos de protección en el nuevo sistema eléctrico de la Refinería Puerto La Cruz.

CAPÍTULO II

MARCO TEORICO

2.1 FUNDAMENTOS DE FLUJO DE CARGA

Bajo condiciones normales de funcionamiento, los sistemas eléctricos de transmisión operan en estado estable, y el cálculo básico que se requiere para determinar las características de este estado es llamado flujo de carga.

El objetivo del flujo de carga es determinar las características en estado estable de operación del sistema de generación y transmisión de potencia para un conjunto de cargas en las barras. La potencia activa es normalmente especificada de acuerdo a las prácticas de despacho económico y la magnitud de tensión del generador es normalmente mantenida a un nivel especificado por los reguladores automáticos actuando en la excitatriz de la máquina. Las cargas son normalmente especificadas por sus constantes de potencia activa y reactiva requeridas, asumiéndose invariables para pequeños cambios de tensión y frecuencia durante la operación normal del estado estable. [1]

El análisis de flujo de potencia (flujo de carga) permite obtener la magnitud y ángulo de fase del voltaje en cada barra y las potencias real y reactiva que fluyen en cada línea de transmisión. Estos cálculos se requieren para el análisis de estado estable así como para el comportamiento dinámico de los sistemas de potencia.

Estos estudios son fundamentales en el análisis y la programación del futuro desarrollo de sistemas de potencia eléctrica; ya que permiten determinar las nuevas condiciones de funcionamiento en caso de interconexión con otras redes, crecimiento de la carga, instalación de nuevas centrales generadoras, instalación de nuevas líneas de transmisión, entre otras; antes de que estas modificaciones se produzcan. [1]

Para el estudio de flujo de carga se establece un modelo matemático representado de la siguiente manera:

La ecuación de una red de n barras en términos de la matriz admitancia es:

$$\begin{bmatrix} \overline{I}_1 \\ \overline{I}_2 \\ \vdots \\ \overline{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{V}_1 \\ \overline{V}_2 \\ \vdots \\ \overline{V}_n \end{bmatrix} \quad \text{Ec-2.1}$$

Donde;

n es el número total de barras.

Y_{ii} es la admitancia propia de la barra i (suma de las admitancias que terminan en la barra i).

Y_{ij} es la admitancia mutua entre la barra i y j (negativo de la suma de todas las admitancias entre las barras i y j).

\overline{V}_i es el fasor del voltaje a tierra en la barra i .

\overline{I}_i es el fasor de corriente que fluye en la red a la barra i .

Se puede escribir la ecuación 2.1 como una sumatoria:

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad \text{Ec-2.2}$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

Además en cada nodo debe cumplirse que la potencia compleja neta inyectada sea igual a la diferencia entre la potencia generada y la potencia consumida por la carga en dicho nodo, tal como se expresa en la ecuación **2.3**.

$$S_i = S_{Gi} - S_{Ci} = P_i + jQ_i = V_i I_i^* \quad \text{Ec-2.3}$$

Al sustituir las ecuaciones 2.2 en la ecuación 2.3, se obtiene:

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i \left(\sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \right)^* \quad \text{Ec-2.4}$$

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i \sum_{j=1}^n Y_{ij}^* V_j^* \quad \text{Ec-25}$$

Al expresar la admitancia en términos de sus partes real e imaginaria $Y = G + jB$ la ecuación anterior se convierte en:

$$P_i + jQ_i = V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} - jB_{ij}) V_j^* \quad \text{Ec-2.6}$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

La ecuación 2.6 no puede ser utilizada para trabajar con los métodos iterativos que se describirán mas adelante, debido a que las variables conjugadas impiden llevar a cabo derivadas complejas. Por lo tanto, se requiere separar las ecuaciones en $2n$

ecuaciones reales, expresando las tensiones en coordenadas polares $V\angle\theta$, quedando de la siguiente forma:

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad \text{Ec-2.7}$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad \text{Ec-2.8}$$

$i=1,2,\dots,n$

De las ecuaciones 2.7 y 2.8 se puede apreciar que cada nodo aporta dos ecuaciones y cuatro incógnitas, por lo que se hace necesario especificar en cada nodo dos magnitudes para que las ecuaciones anteriores puedan tener una solución. [1]

2.1.1. Tipos de Barras.

Cuatro cantidades potencialmente desconocidas que se asocian con cada barra i del sistema son P_i , Q_i , el ángulo del voltaje θ_i y la magnitud del voltaje $|V_i|$. La práctica general en los estudios de flujo de potencia es la de identificar tres tipos de barras en la red. En cada barra se especifican dos de las cuatro cantidades mencionadas anteriormente y se calculan las dos restantes. Las cantidades especificadas se seleccionan de acuerdo con el siguiente análisis:

2.1.1.1. Barra Slack.

También llamada *barra de compensación* es aquella que se especifica por un voltaje constante en magnitud y fase. En esta barra o nodo el generador proporciona las pérdidas de la red; este es necesario debido a que la magnitud de las pérdidas no se conoce hasta que se hayan calculado todas las corrientes. El ángulo particular que

se asigne al voltaje de la barra de compensación no es de importancia porque las diferencias voltaje – ángulo determinan los valores calculados de P_i y Q_i . La práctica común es seleccionar a $\theta_i = 0^\circ$ y a $|V_i| = 1.0$ p.u.

2.1.1.2. Barra PV o de Voltaje Controlado.

Cualquier barra del sistema en la que se mantiene constante la magnitud de voltaje se llama de *voltaje controlado*. En las barras en las que hay un generador conectado se puede controlar la generación de megawatts por medio del ajuste de la fuente de energía mecánica y la magnitud del voltaje puede ser controlada al ajustar la excitación del generador. Por lo tanto, en cada barra con generador, se pueden especificar apropiadamente P_{gi} y $|V_i|$. Por razones obvias, a una barra de generación generalmente se le llama de voltaje controlado o barra PV. Ciertas barras sin generadores pueden tener la capacidad de controlar el voltaje; a tales barras también se les llama barras de voltaje controlado y la potencia real que generan es simplemente cero. [1]

2.1.1.3. Barra PQ o de Carga.

En esta barra la potencia total inyectada $P_i + j Q_i$, es especificada. En un sistema de potencia corresponde a un centro de consumo de carga, como una unidad o una industria, donde la potencia demandada está determinada por los requerimientos de los consumidores. Tanto P_i como Q_i se suponen invariables con pequeñas alteraciones de la tensión en la barra.

Las magnitudes y los ángulos que no se especificaron en los datos de entrada del estudio de flujos de potencia se llaman *variables de estado* o *variables dependientes*, porque sus valores (que describen el estado del sistema) dependen de

las cantidades especificadas en todas las barras. Por lo tanto, como se mencionó anteriormente, el problema de los flujos de carga consiste en determinar los valores para todas las variables de estado, resolviendo un número igual de ecuaciones de flujos de potencia que se basan en las especificaciones de los datos de entrada.

2.1.2. Métodos para la solución del Flujo de Potencia.

La complejidad de obtener una solución formal para el flujo de potencia en un sistema eléctrico se debe a las diferencias en el tipo de datos especificados para las diferentes clases de barra. Aunque la formulación de ecuaciones suficientes que igualen el número de variables de estado desconocidas no es difícil, la forma cerrada de la solución no es práctica. Las soluciones digitales de los problemas de flujo de potencia siguen un proceso iterativo al asignar valores estimados a los voltajes de barra desconocidos y calcular nuevos valores para nuevos voltajes de barra, a partir de los estimados en las otras barras y de las potencias real y reactivas especificadas. Así se obtiene un nuevo conjunto de valores, para el voltaje en cada barra, que se usa para calcular otro conjunto de voltajes de barra. A cada cálculo de un nuevo conjunto de voltajes se le llama iteración. El proceso se repite hasta que los cambios en cada barra sean menores que un valor mínimo especificado.

Existen varios métodos iterativos, entre los que se encuentran:

- El método de Gauss-Seidel.
- El método de Newton-Raphson.
- El método desacoplado de flujos de potencia.

Sin embargo, solo será descrito el método de Newton Raphson ya que éste ha sido el empleado para el estudio de flujo de Carga del sistema eléctrico de la planta de Conversión Profunda.

2.1.2.1. Método de Newton Raphson.

El método de Newton-Raphson para la solución del problema de flujo de carga fue descrito por Van Nes en el año de 1961. Se comparó este método con el de Gauss-Seidel, y las pruebas realizadas demostraron que el método de Newton-Raphson converge en menor número de iteraciones, pero se necesita una capacidad adicional de memoria para el almacenamiento de la matriz jacobiana respecto a la necesitada en el almacenamiento de la matriz admitancia nodal del método Gauss-Seidel.

El método de Newton-Raphson es un algoritmo iterativo utilizado para resolver sistemas de n ecuaciones no lineales con igual número de variables desconocidas. La expansión en serie de Taylor para una función $F(x)$ de dos o más variables es la base de este método para resolver el problema de flujos de potencia. El método requiere que para comenzar se deben considerar aproximaciones iniciales de la solución, las cuales no son soluciones reales, por lo tanto, para llegar a las soluciones correctas se deben designar las correcciones ΔX^P . [1]

Las soluciones para ΔX^P se encuentran al expandir la función en series de Taylor alrededor de la solución supuesta. Las derivadas parciales de orden mayor que las obtenidas de la expansión no se toman en cuenta, lo cual permite escribir las ecuaciones en forma matricial resultando una ecuación de la siguiente forma:

$$F(x)^{(P-1)} = -J(x^{(P-1)})\Delta X^P \quad \text{Ec-2.9}$$

Donde P denota el ciclo de interacción. J llega a ser una matriz cuadrada cuyos elementos son las derivadas parciales de primer orden de la función $F(x)$ con respecto a cada uno de los elementos del vector x . La matriz J es llamada jacobiano de la función F , definida entonces por:

$$J = F(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad \text{Ec-2.10}$$

2.1.2.1.1. Aplicación del método de Newton-Raphson a sistemas de potencia.

Relaciones lineales son obtenidas para pequeñas variaciones de las variables θ y V formando el diferencial total de las expresiones 2.7 y 2.8.

Las ecuaciones para una barra PQ son:

$$\Delta P_i = \sum_{j=1}^n \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} \Delta \theta_j + \sum_{j=1}^N \frac{\partial P_i}{\partial V_j} \Delta V_j \quad \text{Ec-2.11}$$

Y

$$\Delta Q_i = \sum_{j=1}^n \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} \Delta \theta_j + \sum_{j=1}^N \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \Delta V_j \quad \text{Ec-2.12}$$

Para una barra PV solamente la ecuación 2.11 es usada, ya que Q_i no es especificada. Para la barra slack no hay ecuaciones.

La magnitud de la tensión para las ecuaciones 2.11 y 2.12 para las barras PV y slack no son variables, son datos del problema, así como la fase en la barra slack.

En resumen, el conjunto completo de ecuaciones 2.11 y 2.12 comprende dos ecuaciones por cada barra PQ y una por cada barra PV. Las incógnitas son V y θ para cada barra PQ y θ para cada barra PV. En consecuencia, el sistema de ecuaciones formado tiene igual cantidad de ecuaciones que incógnitas. [1]

El algoritmo de la ecuación 2.9, aplicado al sistema n – dimensional formado con las ecuaciones 2.11 y 2.12, queda establecido entonces como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ R & M \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} \quad \text{Ec-2.13}$$

Donde,

ΔP vector de errores de potencia activa para todas las barras PQ y PV.

ΔQ vector de errores de potencia reactiva para todas las barras PQ

$\Delta \theta$ vector de correcciones del ángulo de fase para todas las barras PQ y PV

ΔV vector de correcciones de voltaje para todas las barras PQ

$\Delta V / V$ vector cuyas componentes provienen de la división de cada $\Delta V_i(x)$ por su correspondiente $V_i(x)$.

Los elementos de las submatrices \mathbf{H} , \mathbf{N} , \mathbf{R} , \mathbf{M} del jacobiano, para las barras i y j son:

Para $j \neq i$

$$H_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} = V_i V_j (G_{ij} \sen \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad \text{Ec-2.14}$$

$$N_{ij} = V_j \frac{\partial P_i}{\partial V_j} = V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sen \theta_{ij}) \quad \text{Ec-2.15}$$

$$R_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} = -V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sen \theta_{ij}) \quad \text{Ec-2.16}$$

$$M_{ij} = V_j \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = V_i V_j (G_{ij} \sen \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad \text{Ec-2.17}$$

y para $j = i$

$$H_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = -Q_i - B_{ii} V_i^2 \quad \text{Ec-2.18}$$

$$N_{ii} = V_i \frac{\partial P_i}{\partial V_i} = -P_i + G_{ii} V_i^2 \quad \text{Ec-2.19}$$

$$R_{ii} = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = P_i + G_{ii} V_i^2 \quad \text{Ec-2.20}$$

$$M_{ii} = V_i \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = Q_i - B_{ii} V_i^2 \quad \text{Ec-2.21}$$

2.2. FUNDAMENTOS DE CORTOCIRCUITO

Un cortocircuito es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial se ponen en contacto entre sí, caracterizándose por elevadas corrientes circulantes hasta el punto de falla.

Una parte esencial en el diseño de un sistema de potencia es el cálculo de las corrientes que fluyen en sus componentes cuando fallas de varios tipos ocurren. La corriente que fluye durante un cortocircuito en cualquier punto de un sistema está limitada por la impedancia de los circuitos y equipos desde la fuente o fuentes al punto de falla y pueden llegar a ser entre 5 y 20 veces la corriente máxima de carga en el punto de falla. No está directamente relacionada al tamaño de la carga en el sistema. Sin embargo, adiciones al sistema que incrementan su capacidad para manejar una carga en crecimiento, pueden incrementar drásticamente la corriente de cortocircuito en esas partes del sistema.

Principalmente el propósito del estudio de cortocircuito es:

- Determinar el esfuerzo impuesto sobre los dispositivos de interrupción, tales como interruptores y fusibles.
- Aplicar los resultados a relevadores y dispositivos de protección.
- Coordinar los dispositivos de protección.
- Determinar los esfuerzos mecánicos y térmicos sobre cables, barras, ductos, entre otros.
- Determinar las características de operación de los grandes convertidores estáticos.
- Determinar la mínima corriente de cortocircuito.

La duración del cortocircuito es el tiempo en segundos o ciclos durante el cual, la corriente de cortocircuito circula por el sistema. El fuerte incremento del calor generado por tal magnitud de corriente, puede destruir o envejecer los aislantes del sistema eléctrico, por lo tanto, es de vital importancia reducir este tiempo al mínimo mediante el uso de protecciones adecuadas.

2.2.1. Tipos de cortocircuito.

Un cortocircuito se manifiesta por la disminución repentina de la impedancia de un circuito determinado, lo que produce un aumento de la corriente. En sistemas eléctricos trifásicos se pueden producir distintos tipos de fallas, las cuales son:

- Trifásicas
- Línea a tierra
- Línea a línea
- Línea a línea a tierra

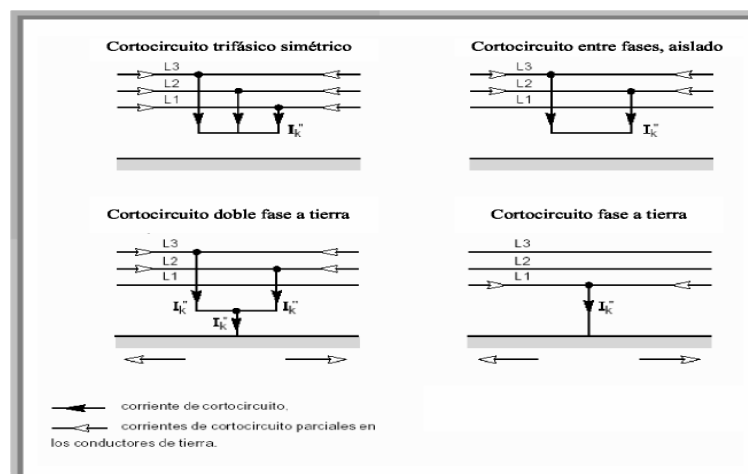


Figura 2.1 Tipos de fallas en sistemas eléctricos trifásicos. [2]

Las fallas trifásicas son las correspondientes a las fallas *simétricas* y las demás son llamadas también fallas *asimétricas* debido a que originan un desbalance entre las fases. La experiencia a mostrado que entre el 70 y 80% de las fallas en líneas de transmisión son las fallas monofásicas a tierra (o línea a tierra), y en orden descendente seguiría la de línea a línea, quedando en último término la falla trifásica, cuya ocurrencia se presenta principalmente por causas accidentales. [2]

Para determinar las características del equipo de protección, así como la protección misma y los estudios de esfuerzos electrodinámicos en una subestación eléctrica, normalmente se efectúan estudios de cortocircuitos para fallas de línea a tierra y trifásicas. La primera, por ser más probable de ocurrir, y la segunda, porque a pesar de ser la menos probable en ocurrencia, es la que puede someter a los equipos, máquinas y/o aparatos a los esfuerzos más severos; Además desde el punto de vista analítico, resulta mas fácil de estudiar y sus resultados son bastante satisfactorios para las distintas aplicaciones, especialmente en instalaciones eléctricas de distribución o las denominadas instalaciones y subestaciones eléctricas tipo industrial.

Según la IEEE Std 141-1993 las corrientes de cortocircuito línea a línea son aproximadamente el 87% de las corrientes de cortocircuito trifásicas.

2.2.2. Fuentes que contribuyen a la corriente de falla.

Para evaluar la corriente de cortocircuito de un sistema de potencia es necesario identificar los diferentes equipos que van a contribuir a la corriente de falla. Al producirse un cortocircuito, las corrientes de frecuencia fundamental que circulan por el sistema de distribución, provienen del sistema de transmisión y de las máquinas eléctricas conectadas.

Hay que tener presente que los condensadores utilizados para compensar reactivos, generan corrientes de falla que pueden llegar a tener una amplitud elevada,

pero su frecuencia de descarga es alta, razón por la cual el tiempo de permanencia en el sistema de distribución es bajo y no se consideran en el cálculo de cortocircuitos. Las principales fuentes que contribuyen a aumentar las corrientes de cortocircuito son las que se describen a continuación.

2.2.2.1. Empresa de suministro eléctrico.

El sistema de suministro público proporciona energía generalmente a través de transformadores reductores de voltajes deseados por el usuario. Aunque algunas veces se considera a los transformadores como fuentes de corriente de cortocircuito, en realidad esto es falso. Los transformadores cambian las magnitudes de voltaje y de corriente pero no los generan.

La corriente de cortocircuito que se proporciona mediante un transformador depende de la realización de un voltaje nominal de su secundario y de su porcentaje de reactancia. También depende de la reactancia de los generadores y del sistema hasta los terminales del transformador, así como la reactancia que tiene el circuito entre el transformador y la falla.

2.2.2.2. Generadores sincrónicos.

Un grupo de oscilogramas típico de las corrientes en la armadura trifásica cuando un generador sincrónico está cortocircuitado se muestra en la **figura 2.2**. En las tres gráficas es evidente la presencia de una componente de CD. La magnitud de la corriente directa presente depende del instante en el cual el cortocircuito es aplicado y del factor de potencia del circuito. Como hay tres voltajes a 120° mutuamente es posible que solo uno tenga una componente de corriente directa igual a cero.

Si un cortocircuito es aplicado a los terminales de un generador sincrónico, la corriente de cortocircuito comienza con un valor alto y va decayendo a un estado estable en algún momento después de la incidencia del cortocircuito. Como el generador después del cortocircuito sigue recibiendo potencia por su eje mecánico, y el circuito de campo se mantiene excitado con corriente continua, la tensión inducida se mantiene constante y la corriente en el devanado del estator permanece hasta alcanzar estado estacionario o ser despejada por el sistema de protecciones.

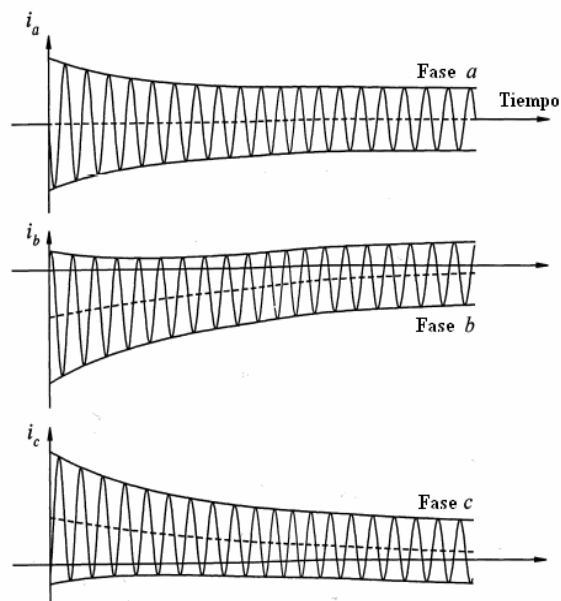


Figura 2.2 Oscilogramas de la corriente en las tres fases de un generador cuando un cortocircuito es aplicado. [2]

En un generador, la corriente es limitada por sus reactancias: subtransitoria X_d'' , transitoria X_d' y sincrónica X_d . Las reactancias mencionadas se pueden definir brevemente como siguen:

2.2.2.2.1. Reactancia subtransitoria (X_d'').

Es la reactancia aparente del estator en el instante en que se produce el cortocircuito y determina la corriente que circula en el devanado del estator durante los primeros ciclos mientras dure el cortocircuito.

2.2.2.2.2. Reactancia transitoria (X_d')

Esta reactancia determina la intensidad que circula durante el intervalo posterior al que se indicó anteriormente y en el que la reactancia subtransitoria constituye el factor decisivo. La reactancia transitoria hace sentir sus efectos durante 1,5 segundos o más, según la construcción de la máquina.

2.2.2.2.3. Reactancia sincrónica (X_d)

Es la reactancia que determina la intensidad que circula cuando se ha llegado a un estado estacionario. Solo hace sentir sus efectos después de transcurrir algunos segundos desde el instante en que se ha producido el cortocircuito y, por lo tanto, carece de valor en los cálculos de cortocircuito relacionados con la operación de interruptores, fusibles y contactores.

Además, para los generadores sincrónicos, los fabricantes presentan dos tipos de reactancias:

X_{dv}' : a tensión nominal, saturada, más pequeña.

X_{di}'' : a corriente nominal, no saturada, más grande.

Para calcular el nivel de cortocircuito se utiliza X_{dv}'' , como un valor conservador.

2.2.2.3. Motores sincrónicos.

Los motores sincrónicos alimentan a la corriente de cortocircuito tanto como los generadores sincrónicos. Cuando una falla provoca una caída de tensión, el motor sincrónico recibe menos potencia del sistema para mover su carga. Al mismo tiempo un voltaje interno hace que la corriente fluya hacia la falla del sistema. La inercia del motor y su carga actúan como impulsores y, con la excitación mantenida, el motor actúa como un generador para contribuir a la corriente de falla. Esta corriente de falla disminuye en la medida en que el campo magnético en la máquina decae [IEEE-141-1993].

Un motor sincrónico tiene las mismas clases de reactancias que un generador, aunque de diferente valor.

2.2.2.4. Motores de inducción.

Según es estándar IEEE 141.1993, un motor de inducción de jaula de ardilla contribuirá con la corriente de cortocircuito de un sistema de potencia. Este es generado por la inercia que maneja el motor en presencia de un flujo de campo producido por inducción desde el estator en vez de provenir de un bobinado de campo de cd. A medida que este flujo decae en pérdida de la fuente de voltaje causada por una falla en los terminales del motor, la contribución de corriente por parte de un motor de inducción se reduce y desaparece completamente luego de un par de ciclos. Debido a que el campo de excitación no se mantiene, no existe valor de estado estacionario como en las máquinas sincrónicas.

2.2.3. Corriente de cortocircuito.

Las corrientes de cortocircuito se dividen en simétricas y asimétricas. La palabra simétrica describe el desplazamiento de la onda de la corriente AC del eje cero. Cuando la onda de la corriente es simétrica con respecto al eje cero, entonces esta es llamada “componente simétrica de la corriente”; si por el contrario no es simétrica con respecto al eje cero es llamada “componente asimétrica de la corriente”.

Las corrientes asimétricas son analizadas en términos de dos componentes, una componente simétrica AC y una componente DC. La componente simétrica de la corriente aumenta drásticamente al ocurrir el cortocircuito y va decayendo con el tiempo debido a un cambio aparente de las reactancias de las máquinas. La componente DC también decae con el tiempo hasta llegar a un valor igual a cero. La **figura 2.3** muestra esta característica de la corriente asimétrica.

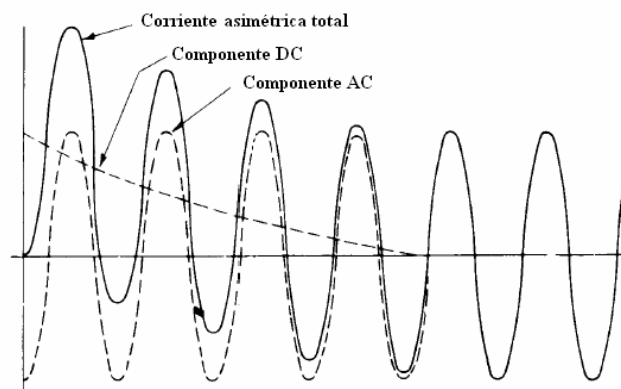


Figura 2.3. Decrecimiento de la componente DC y efecto de la asimetría de la corriente. [2]

La corriente de cortocircuito total, como ya se ha mencionado, tiene la contribución de varias fuentes dependiendo de su naturaleza. Debido a que las corrientes de las máquinas rotativas decaen con el tiempo debido a la reducción del

flujo en la máquina luego de un cortocircuito, la corriente de cortocircuito total decae con el tiempo. Considerando solo la parte simétrica de la corriente de cortocircuito, la magnitud es más grande en el primer medio ciclo después del cortocircuito y se hace más pequeña luego de unos ciclos. Note que la componente del motor de inducción casi desaparece después de uno o dos ciclos, excepto para motores muy grandes donde puede desaparecer hasta después de los cuatro ciclos. La **figura 2.4** muestra la contribución de cada fuente a la corriente de cortocircuito.

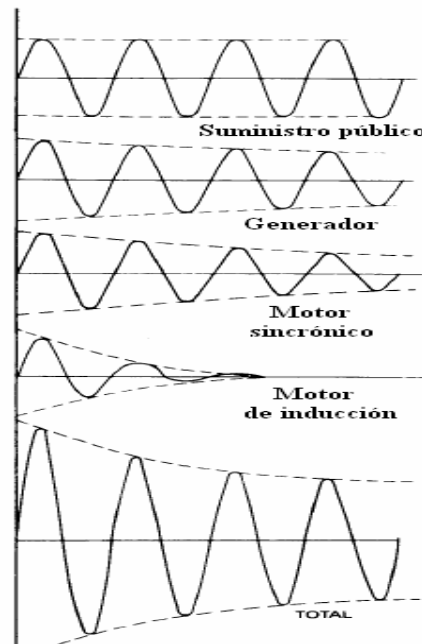


Figura 2.4 Contribución de las diferentes fuentes a la corriente total de cortocircuito. [2]

La magnitud de la corriente durante los primeros ciclos se ve incrementada por efecto de la componente DC. Esta componente también va decayendo con el tiempo, acentuando la diferencia entre la magnitud de la corriente de cortocircuito en el primer ciclo después de que el cortocircuito ocurre y la corriente luego de unos pocos ciclos después. [2]

2.3. FUNDAMENTOS DE ESTABILIDAD.

La estabilidad de sistemas de potencia puede ser ampliamente definida como la propiedad de un sistema de potencia que le permite mantenerse en estado de equilibrio operacional bajo condiciones normales de operación y recobrar un estado estable de equilibrio luego de estar sometido a un disturbio.

La inestabilidad en un sistema de potencia puede manifestarse de muchas maneras dependiendo de la configuración del sistema, el modo de operación y el tipo de disturbio.

Cuando los sistemas de potencia cuentan con maquinas sincrónicas para la generación de energía eléctrica, una de las condiciones necesarias para la operación satisfactoria del sistema es, que todas las maquinas sincrónicas permanezcan en sincronismo o "en paso". Este aspecto de estabilidad es influenciado por la dinámica de los ángulos de los rotores de las maquinas y por su relación potencia-Angulo.

En la evaluación de estabilidad, lo preocupante es el comportamiento del sistema de potencia cuando esta sujeto a un disturbio transitorio. El disturbio puede ser pequeño o grande. Los disturbios pequeños, de la forma de cambios en la carga, toman lugar continuamente, y el sistema de potencia se ajusta a esas condiciones de cambio. El sistema debe ser capaz de operar satisfactoriamente bajo esas condiciones y suplir exitosamente la demanda máxima de carga. Además, debe ser capaz de soportar numerosos disturbios de naturaleza severa, tales como cortocircuito en una línea de transmisión, pérdida de un generador grande o de carga, o pérdida de la unión entre dos subsistemas.

La respuesta del sistema a un disturbio depende mucho de los equipos. La variación de voltaje en barras producirá la actuación de los reguladores de voltaje del

generador y del sistema de transmisión; la variación de velocidad afectará la operación del gobernador de la máquina motriz del generador; los cambios en los flujos de potencia podrían afectar al sistema de control del generador; los cambios de voltaje y frecuencia podrían afectar las cargas del sistema en varios grados dependiendo de sus características individuales. Además, los dispositivos usados para la protección individual de los equipos pueden responder a cambios en las variables del sistema y así afectar el funcionamiento del sistema.

2.3.1. Objetivos Del Estudio De Estabilidad En Sistemas De Potencia,

Los estudios de estabilidad dinámica consisten en analizar y prever las variaciones de las magnitudes eléctricas en el tiempo y en los diferentes puntos de una red y la evolución de los parámetros mecánicos de las máquinas rotativas a causa de perturbaciones bruscas.

Estos estudios tienen como finalidad encontrar:

- Las condiciones de funcionamiento de la red que permitan asegurar una buena continuidad de alimentación de los receptores.
- La potencia máxima disponible cuando se produce una perturbación.
- Los valores óptimos de ajuste de los elementos del sistema de protección.
- El plan de restricción para garantizar la alimentación de los receptores vitales.
- Los mejores ajustes de cada uno de los puntos de regulación de las máquinas.

2.3.2. El Efecto De La Inestabilidad.

Cuando una maquina sale del sincronismo o de paso con respecto a otras del sistema, algunos equipos pierden sus características y dejan de comportarse de acuerdo a los modelos establecidos; por ejemplo un generador no constituye realmente una fuente de potencia eléctrica, un motor no entrega potencia mecánica a la velocidad adecuada, un condensador sincrónico no mantiene su voltaje propio en las terminales.

Para un sistema de potencia en particular, se puede decir que la inestabilidad, además de ocasionar molestias a los consumidores por un mal servicio produce fenómenos indeseables que se pueden resumir como sigue:

- Si la inestabilidad se presenta como consecuencia de una falla, la liberación de la falla puede no restaurar la estabilidad.
- Se producen fluctuaciones de voltaje que continúan aun después de liberada la falla.
- La maquina o grupo de maquinas que quedan fuera de paso con respecto a otras maquinas del sistema pueden volver a estar en paso o bien quedar desconectadas del resto del sistema.
- Se tiene una operación incorrecta de los relés, es decir, que los relés pueden operar en falso, de tal forma que los interruptores pueden interrumpir circuitos que no son necesarios interrumpir.

Por todo esto se puede concluir que la inestabilidad es un fenómeno que produce un mal efecto en la calidad del servicio. En tal virtud un sistema de potencia se debe diseñar y operar de manera que la inestabilidad ocurra muy rara vez. [3]

2.3.3. Disturbios En El Sistema Que Pueden Causar Inestabilidad.

Los disturbios más comunes que producen inestabilidad en sistemas de potencia industriales son:

- Cortocircuitos
- Pérdida de un circuito que enlaza una red externa
- Pérdida de generación
- Arranque de motores relativamente grandes respecto a la capacidad del sistema de generación.
- Operaciones de maniobra.
- Sobrecarga en motores.
- Decrecimiento abrupto en la carga eléctrica del generador.

2.3.4. Clasificación De La Estabilidad

La inestabilidad de un sistema de potencia puede tomar muchas formas y estar influenciada por un amplio rango de factores.

El análisis de problemas de estabilidad, incluyendo la identificación de los factores esenciales que contribuyen a la inestabilidad e idear métodos para mejorar la operación estable, es ampliamente facilitado por la clasificación dentro de las categorías apropiadas. Estas son basadas en las siguientes consideraciones:

- La naturaleza física de la inestabilidad resultante, por ejemplo, los parámetros principales del sistema en los cuales la inestabilidad puede ser observada.

- El tamaño de los disturbios considerados, afectando el método de análisis aplicable.
- Los dispositivos, procesos y lapsos de tiempo que deben ser tomados en consideración para determinar la estabilidad.
- El método de cálculo y predicción de estabilidad más apropiado.

Basados en la naturaleza física del fenómeno, la estabilidad de sistemas de potencia puede ser clasificada dentro de tres categorías principales:

- Estabilidad de Angulo de rotor.
- Estabilidad de voltaje.
- Estabilidad de mediano y largo plazo.

2.4. ESTABILIDAD DE ANGULO DE ROTOR

La estabilidad de Angulo de rotor, o estabilidad de Angulo, esta relacionada con la capacidad de las maquinas sincrónicas interconectadas de un sistema de potencia a permanecer en sincronismo bajo condiciones normales de operación y después de estar sometido a un disturbio. Un factor fundamental en este aspecto de estabilidad es la manera en la cual el torque o potencia de salida de las maquinas sincrónicas varia cuando oscilan sus rotores.

2.4.1. Características De La Maquina Sincrónica

Las maquinas sincrónicas están básicamente formadas por dos elementos esenciales: el campo y la armadura. El devanado de campo generalmente se encuentra en el rotor de la maquina y es excitado con corriente continua. Cuando el rotor de la

maquina es accionado por la maquina motriz (turbina) se crea un campo giratorio que induce un voltaje alterno trifásico en los devanados de armadura (ubicado generalmente en el estator de la maquina). La frecuencia del voltaje trifásico inducido y de la corriente que circula al colocarle una carga en los terminales del generador depende de la velocidad a la cual se encuentre el rotor de la maquina. La frecuencia del campo magnético del estator esta sincronizada con la velocidad mecánica del rotor, de ahí la designación "maquina sincrónica".

Cuando dos o mas maquinas en un sistema de potencia están interconectadas, la frecuencia del voltaje y la corriente en los terminales de sus estatores debe ser la misma y la velocidad de los rotores de cada una de ellas deben estar sincronizadas a este valor de frecuencia común, por esta razón los rotores de todas las maquinas interconectadas a un sistema de potencia deben permanecer en sincronismo.

El arreglo físico (distribución espacial) de los devanados de armadura en el estator de la maquina es tal que en condiciones estables de operación el campo magnético giratorio producido por la corriente que circula por ellos gira a la misma velocidad del rotor; los campos magnéticos creados en los devanados de campo y de armadura de la maquina sincrónica reaccionan mutuamente y producen un torque electromagnético resultante. Para el caso de los generadores el torque electromagnético resultante se opone al sentido de giro del rotor, por lo que el torque mecánico aplicado por la maquina motriz debe ser suficiente para mantener el sentido de giro del rotor. El torque eléctrico (o potencia) de salida puede ser modificado al variar el torque mecánico de entrada aplicado por la maquina motriz; el efecto de incrementar el torque mecánico de entrada es llevar al rotor de la maquina a una nueva posición relativa con respecto al campo magnético giratorio del estator. Contrariamente al reducir el torque mecánico de entrada se atrasaría el rotor a una nueva posición relativa con respecto al campo magnético rotativo de estator. En

condiciones normales de operación el rotor de la maquina y el campo magnético giratorio del estator poseen la misma velocidad, sin embargo existe una separación angular entre ambos dependiente del torque (o potencia) eléctrico de salida del generador. [3]

Para el caso de motores sincrónicos las funciones desarrolladas por los campos magnéticos giratorios son totalmente contrarias a las descritas para el caso del generador. El torque electromagnético debe ser suficiente para mantener el sentido del giro del rotor de la maquina, mientras que el torque mecánico se opone al sentido de giro del rotor. Por otro lado, el efecto de incrementar la carga mecánica es retardar la posición relativa del rotor con respecto al campo magnético giratorio.

En los análisis de estabilidad en sistemas de potencia es comúnmente intercambiable el use de los términos torque y potencia; considerando que la velocidad promedio de las maquinas es constante y debido a que la potencia es igual al torque por la velocidad angular, es razonable decir que los valores por unidad del torque y la potencia son cercanamente iguales.

2.4.2. Relación Potencia-Angulo

Una característica importante en los análisis de sistemas de potencia es la relación entre el intercambio de potencia y la posición angular de los rotores de las maquinas sincrónicas, la cual es una relación no lineal, considerando la figura 3.4a, en la cual se muestran dos maquinas sincrónicas unidas a través de una líneas de transmisión de capacitancia y resistencia despreciables, la maquina N° 1 representara a un generador sincrónico que alimentan a un motor sincrónico el cual es representado por la maquina N° 2.

La potencia transferida desde el generador hasta el motor esta en función de la posición angular de ambas maquinas (S). Esta separación angular se debe a tres componentes: el Angulo interno del generador δ_G (Angulo con que el rotor adelanta al campo magnético rotativo del estator), la diferencia angular entre los terminales del generador y del motor δ_L (Angulo con el cual el campo magnético del estator del generador adelanta al campo magnético del estator del motor) y el Angulo interno del motor δ_M (Angulo con el que el rotor del motor atrasa el campo magnético giratorio del estator del motor).

La figura 3.4b muestra un modelo del sistema que puede ser usado para determinar la relación potencia-Angulo. Un modelo simple que comprende un voltaje interno detrás de una reactancia efectiva es usado para representar cada maquina sincrónica. El valor de la reactancia depende del propósito de estudio. Para análisis en condiciones de estado estable es apropiado usar la reactancia sincrónica con el voltaje interno igual al voltaje de excitación.

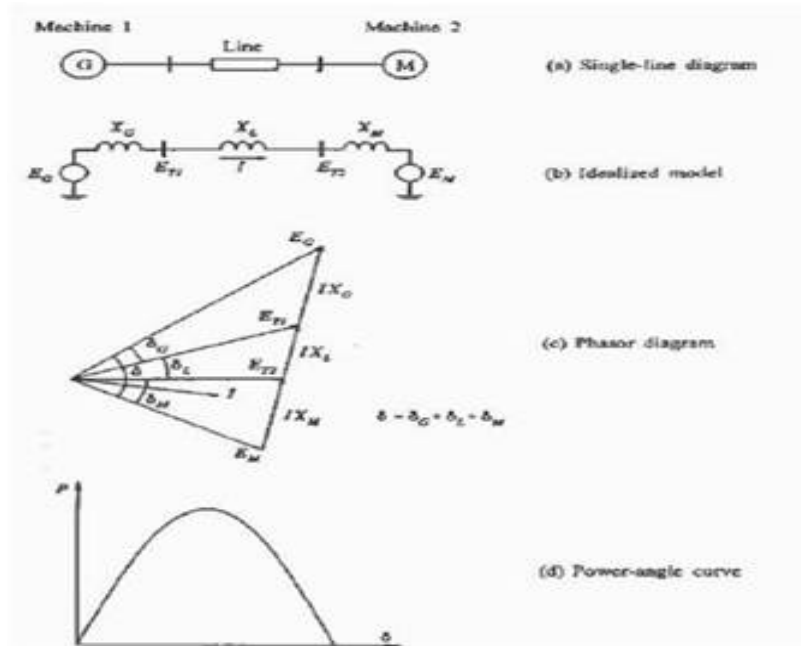


Figura 2.5 Características De Transferencia De Potencia En Un Sistema De Dos Maquinas. [1]

Un diagrama fasorial identifica la relación entre los voltajes del generador y motor, como se muestra en la figura 2.5. La potencia transferida del generador al motor viene dado por,

$$P = \frac{E_G E_M}{X_T} \text{sen} \delta \quad \text{Ec-2.22}$$

Donde:

$$X_T = X_G + X_L + X_M \quad \text{Ec-2.23}$$

D

Si se considera que la reactancia es constante y además E_G y E_M permanecen constantes, la potencia variara solo al variar el seno del Angulo δ , al graficar la ecuación de Angulo de potencia se obtendrá la curva P vs. δ , conocida como la curva Potencia-Angulo, como se observa en la figura 3.4d. Se puede lograr una mejor precisión de la curva potencia-Angulo, al representar los efectos de los reguladores de voltaje y gobernadores de las maquinas sincrónicas. Cuando el valor de δ es cero no existe trasferencia de potencia desde el generador hacia el motor, a medida que crece el valor del Angulo δ se hace mayor el valor de potencia transferida hasta llegar a su valor máximo, normalmente $\delta = 90^\circ$, este es el valor máximo de potencia transferida en estado estacionario entre las dos maquinas, un incremento mayor de 90° resultaría en una disminución del valor de la potencia trasferida desde el generador hacia el motor. [3]

En un sistema de más de dos maquinas, el desplazamiento angular de sus rotores afecta el valor de potencia transferida en forma similar a la explicada anteriormente. Sin embargo, el valor limite de la potencia a transferir y la posición angular de los rotores dependen del balance total carga-generación, lo que una separación de 90° entre dos maquinas cualesquiera del sistema no posee un significado particular.

2.4.3. El Fenómeno De Estabilidad

La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opositoras. El mecanismo por el cual las maquinas sincrónicas mantienen el sincronismo la una con la otra es a través del desarrollo de restaurar torques, cuantas veces que haya fuerzas tendientes a acelerar o desacelerar la maquina respecto a la otra.

Bajo condiciones estables, existe un equilibrio entre el torque mecánico de entrada y el torque eléctrico de salida de cada maquina, y la velocidad permanece constante. Si el sistema es perturbado este equilibrio es perturbado, resultando en aceleración o desaceleración de los rotores de las maquinas de acuerdo con las leyes de movimiento de un cuerpo rotativo.

Si un generador temporalmente gira mas rápido que otro, la posición angular de su rotor respecto a la maquina mas lenta se adelantara. La diferencia angular resultante transfiere parte de la carga de la maquina mas lenta a la maquina mas rápida, dependiendo de la relación potencia-Angulo. Esto tiende a reducir la diferencia de velocidad y por lo tanto la posición angular. Un incremento en la separación angular es acompañado por un decrecimiento en la transferencia de potencia; esto incrementa la separación angular y lleva a la inestabilidad. Para

cualquier situación dada, la estabilidad de los sistemas depende de si o no la desviación en la posición angular de los rotores resulta suficiente restauración de torques.

Cuando una maquina sincrónica pierde sincronismo o "cae fuera de paso" con el resto del sistema, su rotor gira a una velocidad mas rápida o mas lenta que la requerida para generar el voltaje a la frecuencia del sistema. El deslizamiento entre el campo rotativo del estator (correspondiente a la frecuencia del sistema) y el campo del rotor resulta en grandes fluctuaciones en la potencia de salida, corriente y voltaje de la maquina; esto causa que el sistema de protección aisle la maquina inestable del sistema.

La perdida de sincronismo puede ocurrir entre una maquina y el resto del sistema o entre grupos de maquinas. Posiblemente manteniendo sincronismo entre cada grupo luego de separado de los otros.

En sistemas de potencia, el cambio en el torque electromagnético de una maquina sincrónica seguido de una perturbación puede ser resuelto en dos componentes:

$$\Delta T_e = T_s \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad \text{Ec-2.24}$$

Donde:

- $T_s \Delta \delta$ es la componente de cambio de torque en fase con perturbación al Angulo del rotor M y es referido como la componente de torque de sincronización; T_s es el coeficiente del torque de sincronización.

- $T_D \Delta \omega$ es la componente del torque en fase con la desviación de velocidad $\Delta \omega$ y es referido como la componente de torque de amortiguamiento; T_D es el coeficiente del torque de amortiguamiento.

La estabilidad del sistema depende de la existencia de ambas componentes de torque para cada una de las maquinas sincrónicas. Carecer de suficiente torque de sincronización, resulta en inestabilidad a través de una desviación aperiódica en el ángulo del rotor, mientras que carecer de torque de amortiguamiento, resulta en inestabilidad oscilatoria.

De acuerdo con la magnitud del disturbio se clasifica la estabilidad de Angulo en dos subcategorías: estabilidad de Angulo para pequeños disturbios y estabilidad de Angulo para grandes disturbios.

2.4.4. Estabilidad De Angulo Para Pequeños Disturbios (0 Pequeña Señal).

Es la capacidad del sistema de potencia para mantener sincronismo bajo pequeños disturbios, tales como aquellos que continuamente ocurren durante la operación normal del sistema de potencia. Los disturbios son considerados lo suficientemente pequeños que la linealización de las ecuaciones del sistema es permisible para propósitos de análisis. El análisis de pequeñas señales usando técnicas lineales provee información valiosa sobre las características dinámicas inherentes del sistema de potencia. La inestabilidad puede resultar de dos formas:

- a. Incremento en el Angulo de rotor debido a la falta de torque de sincronización,

b. Oscilaciones del rotor por el incremento de la amplitud debido a la falta de suficiente torque de amortiguamiento.

La respuesta natural del sistema para pequeños disturbios depende de un número de factores incluyendo la operación inicial, la fuerza del sistema de transmisión y el tipo de control de excitación del generador usado.

Para un generador conectado radialmente a un gran sistema de potencia, en ausencia de regulador de voltaje automático la inestabilidad se debe a la falta de suficiente torque sincronizante. Esto resulta en inestabilidad de modo no oscilatorio, como se muestra en la figura 3.5.

Con el regulador de voltaje actuando continuamente, el problema de estabilidad para pequeñas señales asegura un amortiguamiento suficiente para las oscilaciones del sistema. La inestabilidad es normalmente a través de incremento en la amplitud de las oscilaciones. La figura 2.6 ilustra la respuesta natural del generador con regulador automático de voltaje.

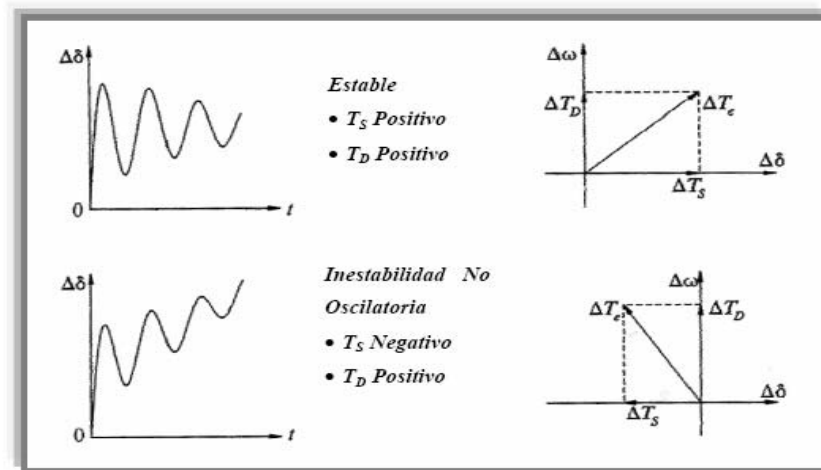


Figura 2.6. Respuesta Natural A Pequeños Disturbios Con Voltaje de Campo Constante

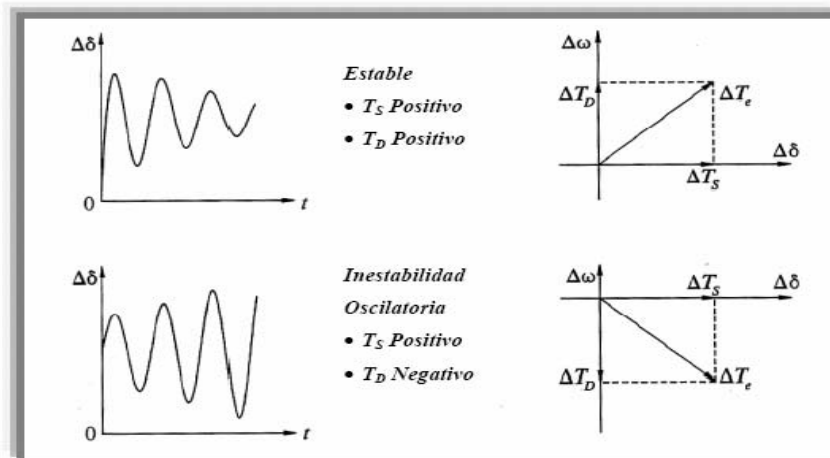


Figura 2.7 Respuesta Natural A Pequeños Disturbios Con Control De Excitación.

En los sistemas de potencia actuales, la estabilidad de pequeña señal es en su mayoría un problema de insuficiente torque de amortiguamiento. La estabilidad de los siguientes tipos de oscilaciones es de importancia:

- Modo local o modo maquina sistema: Son asociados con la oscilación de las unidades generadoras con respecto al sistema de potencia. El termino

local es usado debido a que las oscilaciones son localizadas en una estación de generación o en una pequeña parte del sistema

- Modo interareas: Son asociadas con las oscilaciones de varias maquinas en una parte del sistema con respecto a maquinas de otra parte del sistema. Este modo son causadas por dos o mas grupos de parejas cercanas de maquinas estando interconectadas por enlaces débiles.
- Modo de control: Están asociadas a los sistemas de control de las unidades generadoras. Deficiencia en la entonación de los sistemas de excitación, de gobernadores de velocidad, de los convertidores de HVDC y los compensadores estáticos de potencia reactiva son las causas fundamentales de este tipo de inestabilidad.
- Modo torsional: Están relacionadas con los componentes rotativos del sistema del eje turbina-generator. La inestabilidad de modo torsional puede ser causada por interacción con los controles de la excitación, del gobernador de velocidad los controles de HVDC y los capacitares de compensación serie de las líneas

2.4.5. Estabilidad De Angulo Para Grandes Disturbios

Comúnmente referido como estabilidad transitoria, es la capacidad del sistema de potencia de mantener sincronismo cuando esta sometido a disturbios severos, tales como fallas transitorias en un circuito de transmisión, o perdida de un generador grande. Como resultado, el sistema responde con grandes desplazamientos en el Angulo del rotor del generador y es influenciado por la relación no lineal torque-ángulo de las maquinas sincrónicas.

Usualmente, los disturbios alteran el sistema tal que, las condiciones después del disturbio serán diferentes de aquellas antes del disturbio. La inestabilidad es de la forma de una desviación aperiódica del Angulo del rotor debido al insuficiente torque de sincronización.

La figura 2.8 ilustra el comportamiento de una maquina sincrónica para situaciones estables e inestables. Se muestra la respuesta del Angulo del rotor para un caso estable y para dos casos inestables.

En el caso estable (caso 1), el Angulo de rotor incrementa hasta alcanzar un valor máximo, luego decrece y oscila con amplitud decreciente hasta alcanzar un estado estable. En el caso 2, el Angulo de rotor mantiene un crecimiento sostenido hasta que se pierde el sincronismo. Este tipo de inestabilidad es conocida como inestabilidad de primer ciclo y es causada por la ausencia de suficiente torque sincronizante. En el caso 3, el sistema es estable en el primer ciclo, sin embargo entra en el proceso de inestabilidad debido al crecimiento de las amplitudes de las oscilaciones hasta perder por completo la estabilidad. Este tipo de inestabilidad generalmente ocurre cuando la propia condición de estabilidad post-perturbación se convierte en una causa de inestabilidad a pequeñas señales.

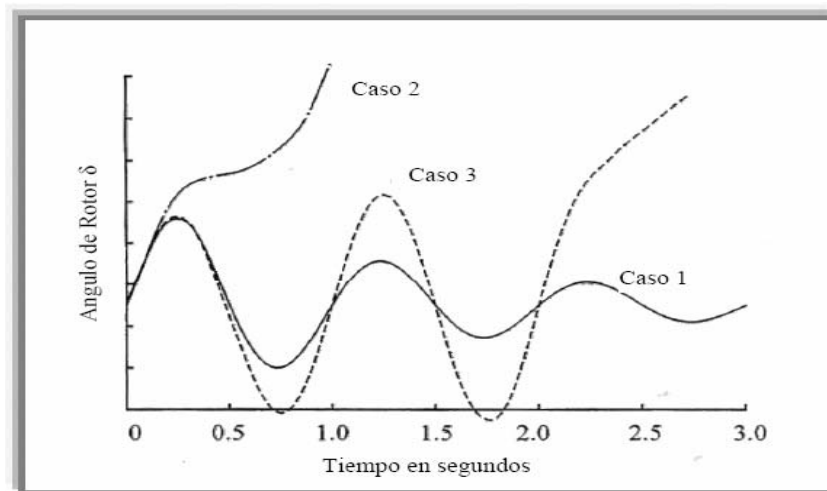


Figura 2.8. Respuesta De Angulo De Rotor A Un Disturbio Transitorio.

En grandes sistemas de potencia, la inestabilidad transitoria, no siempre puede ocurrir como inestabilidad de primer ciclo, esto podría ser el resultado de la superposición de diferentes modos de oscilación causando grandes desplazamientos de Angulo del rotor más and del primer impulso. El periodo de interés en estabilidad transitoria es usualmente limitado alrededor de 3 a 5 segundos seguido del disturbio, aunque se puede extender sobre la decena de segundos para sistemas muy grandes con dominante modo de oscilaciones interareas. [4]

2.5. ESTABILIDAD DE VOLTAJE

Es la capacidad de un sistema de potencia para mantener niveles de voltaje aceptables y estables en todas las barras del sistema bajo condiciones normales de operación y después de estar sujeto a un disturbio. La inestabilidad ocurre cuando el voltaje cae o aumenta en forma progresiva en cualquiera de las barras con solo un moderado desplazamiento del Angulo del generador. El principal factor que causa

inestabilidad de voltaje es la incapacidad del sistema de potencia para mantener un balance adecuado de potencia reactiva a través del sistema.

Un criterio para la estabilidad de voltaje es que, a una condición de operación dada para cada barra del sistema, la magnitud de voltaje de barra incrementa al incrementarse la potencia reactiva inyectada en la misma barra. Un sistema es inestable de voltaje si, al menos en una barra del sistema, la magnitud de voltaje en la barra decrece al incrementarse la inyección la potencia reactiva en la misma barra.

La caída progresiva de voltaje en una barra puede estar asociada a la pérdida de sincronismo. Por ejemplo, la gradual pérdida de sincronismo de las maquinas, en la cual el Angulo de los rotores entre dos grupos de maquinas se aproxima o excede 180° podría resultar en un valor muy bajo de voltaje en el punto intermedio de la red. Contrariamente una caída sostenida de voltaje esta asociada a inestabilidad de voltaje, cuando no existen problemas de inestabilidad de Angulo de rotor de las maquinas. [4]

La inestabilidad de voltaje es esencialmente un fenómeno local y sus consecuencias pueden tener un impacto extendido. El colapso de voltaje es más complejo que la inestabilidad de voltaje y es usualmente el resultado de una secuencia de eventos acompañados de inestabilidad de voltaje dejando un perfil de bajo voltaje en una parte significativa del sistema.

Para propósitos de análisis, es útil clasificar la estabilidad de voltaje dentro de dos subcategorías basadas en la magnitud del disturbio:

2.5.1. Estabilidad De Voltaje Para Grandes Disturbios

Es la capacidad del sistema para mantener voltajes estables, seguido de disturbios severos tales como fallas en el sistema, pérdidas de generación o pérdida de carga. Esta habilidad está determinada por las características del sistema y de sus cargas, así como también la acción continua y discreta de los sistemas de control y protecciones.

La evaluación de la estabilidad usualmente requiere la exanimación de las características dinámicas del sistema de potencia sobre un periodo de tiempo suficiente para observar la interacción de dispositivos tales como el cambiador de tomas bajo carga del transformador (ULTC) y el limitador de corriente de campo del generador. El periodo de estudio puede extenderse de unos pocos segundos a varios minutos.

Un criterio para definir si un sistema posee o no estabilidad de voltaje para grandes perturbaciones es que seguido de un disturbio y seguido de la acción del sistema de control, el nivel de voltaje en todas las barras del sistema alcanza un nuevo valor aceptable de voltaje en su nueva condición de estabilidad. [4]

2.5.2. Estabilidad De Voltaje Para Pequeños Disturbios

Es la capacidad del sistema para mantener voltajes estables seguidos de pequeñas perturbaciones, tales como cambios de incremento en la carga del sistema. Esta forma de estabilidad es determinada por las características de la carga, controles continuos y controles discretos en un instante de tiempo dado. Este concepto es usado para determinar, en cualquier instante, como responder el voltaje ante cambios pequeños en el sistema.

Los procesos que contribuyen a la inestabilidad de voltaje a pequeñas perturbaciones son esencialmente de naturaleza estable. Por lo tanto, el análisis estático puede ser usado efectivamente para determinar márgenes de estabilidad, identificar los factores que influyen la estabilidad y evaluar un amplio rango de condiciones del sistema y un gran número de escenarios post-contingencias.

2.6. FUNDAMENTOS DE PROTECCION

2.6.1. Equipos de protección.

Los equipos de protección son aquellos que son capaces de interrumpir condiciones anormales de falla que puedan causar daños, tanto a personas como a equipos, en un sistema eléctrico. Los equipos de protección mas usados en un sistema eléctrico son:

- **Interruptor:** es un dispositivo capaz de soportar, tanto corrientes de operación normal como corrientes de elevada magnitud durante un tiempo específico, debidas a fallas en el sistema. Los interruptores pueden abrir o cerrar en forma automática por medio de las acciones de mando de los relés, los cuales son los encargados de medir las condiciones de operación de la red y situaciones anormales tales como sobrecargas o corrientes de falla.

- **Reconectador:** son elementos que al detectar una corriente y transcurrir un tiempo determinado abren y cierran sus contactos respectivamente, energizando nuevamente el circuito protegido. Si la condición de falla sigue presente, el reconectador repite la secuencia de apertura-cierre un cierto numero de veces (4 como máximo). Después de la cuarta operación de apertura queda en posición lock out o bloqueo. Los reconectores se pueden emplear en cualquier parte de circuito

primario de distribución y transmisión, siendo los lugares mas lógicos los siguientes: en la subestación de potencia que alimenta a los circuitos de distribución, sobre el alimentador primario, para seccionarlo e impedir que salga de servicio todo el alimentador cuando se presente una falla al extremos del mismo y en los puntos donde se unen las derivaciones con los alimentadores primarios.

- **Relés de Sobrecorriente:** son dispositivos de protección que actúan cuando la corriente sobrepasa cierto valor. Este valor mínimo o valor de operación es llamado valor umbral y es ajustable externamente dependiendo de la sobrecorriente que desea detectar. Este dispositivo trabaja en conjunto con un transformador de corriente, el cual da una muestra de la corriente del circuito o equipo que se desea proteger (reducido por la relación de transformación) y con un interruptor de potencia, cuya función es la desconectar el circuito fallado una vez que el relee de sobrecorriente haya dado la orden de apertura. La orden consiste en el cierre de un contacto que energiza la bobina de disparo del interruptor.

- **Fusible:** es un dispositivos de protección contra cortocircuitos cuyo principio de operación esta basado en la circulación de corriente a través de un elemento conductor cuyos materiales y secciones transversales han sido seleccionados para lograr su función al superarse una corriente umbral, siguiendo por lo general un curva característica del tipo inverso al igual que la curva del relee de sobrecorriente. [4]

2.6.2. Sistema de Protección.

Para proceder a determinar las protecciones necesarias de una instalación o dispositivos, es preciso disponer de la información completa de éstos y conocer debidamente la importancia de los mismos sobre el resto del sistema eléctrico al que están conectados. Consecuentemente, se debe proceder a una planificación general de los Sistemas de Protección. Éste sistema queda determinado cuando se han

establecido los esquemas de protección que deben incluir los dispositivos de Reducción (TC's, TP's), Detección (Relés) y de Interrupción (Interruptores) para un elemento específico de la red.

Para establecer un Sistema de Protección se deben tener presente una serie de pasos entre los cuales tenemos:

- Conocimiento detallado de la Red o instalación que haya que proteger.
- Definición de las zonas de protección y su comportamiento para los tipos de alteraciones presentes en el sistema.
- Definición de los márgenes y zonas de solapamiento de cada sistema de protección.
- Definición de las protecciones de Respaldo, estableciendo cuales son de respaldo local y cual es de respaldo remoto. [5]

2.6.2.1. Protección Principal.

Al establecerse esta protección se establecen zonas de protección alrededor de cada elemento del sistema con el fin de abrir todos los interruptores que están asociados a esa zona si una falla ocurre dentro de ella, es la primera protección que tiene que actuar.

2.6.2.2. Protección de respaldo.

Esta protección es la que debe actuar en caso que la protección principal asociada a un interruptor no actúe. Estas protecciones se clasifican como Locales cuando se hallan en la misma zona que la protección principal, también se conocen como Secundarias cuando están asociadas al mismo interruptor que la protección

principal. Cuando la protección de respaldo está ubicada en otra dependencia se califica como Remota. [5]

2.6.3. Dispositivos de Protección utilizados en Líneas Transmisión.

La mayoría de las fallas experimentadas en un Sistema de Potencia ocurren en líneas conectadas a fuentes generadoras. Puesto que en estos circuitos varían mucho sus características, configuración y longitud por lo que se tienen varias técnicas de protección comúnmente usadas en líneas, estas técnicas son:

- Sobrecorriente Instantáneo.
- Sobrecorriente Temporizado.
- Direccional Instantáneo y/o temporizado.
- Distancia de tiempo inverso.
- Distancia por Zonas.
- Protección piloto.

2.6.3.1. Criterio general de ajuste de las protecciones.

Tal como se ha mencionado, el ajuste de la protección está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, para lo cual se debe considerar todas las condiciones de operación, ya sean temporales como permanentes. En tal sentido se debe considerar particularmente las corrientes de conexión de equipos o instalaciones como son: la corriente de inserción de los transformadores, la corriente de carga de las líneas de transmisión y las corrientes de arranque de los grandes motores

Se debe considerar las posibles sobrecargas de los equipos e instalaciones, de acuerdo a sus capacidades de diseño. En tal sentido, los ajustes de la protección representan los umbrales de estas capacidades con un cierto margen de seguridad. Normalmente las capacidades permisibles dependen de la duración de la exigencia; por tanto, son mayores si duran corto tiempo. En la figura 2.9 se muestra la curva límite considerando el valor admisible por un transformador. [5]

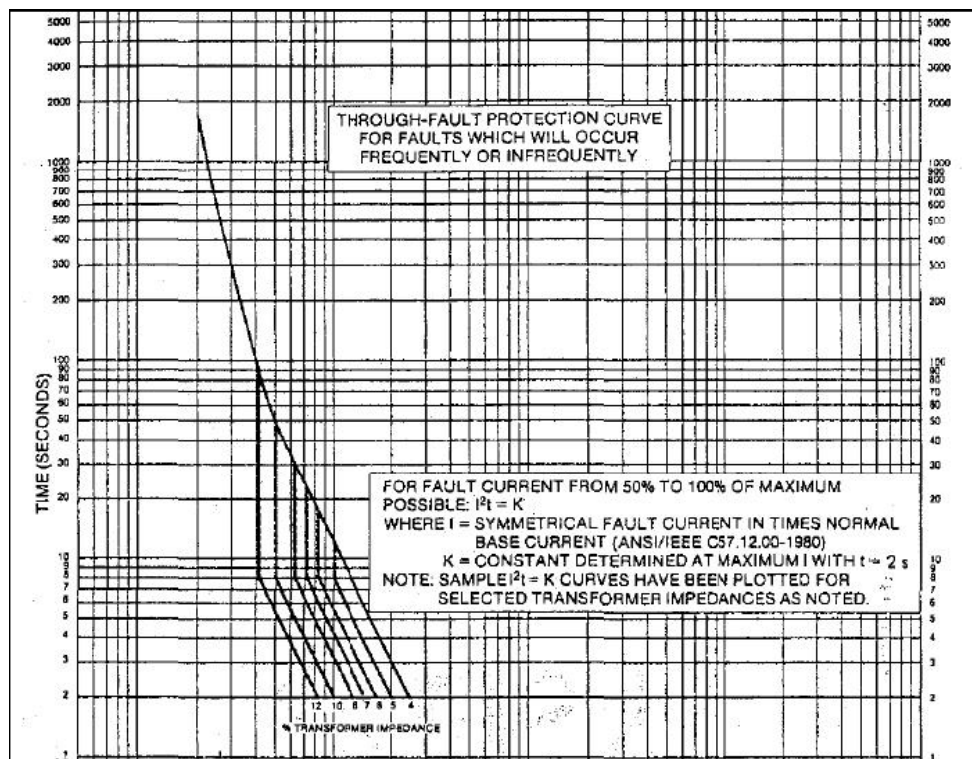


Figura 2.9 Curva límite de operación o de daño de un transformador

También es posible considerar un ajuste escalonado de la protección en lugar de una curva de aproximación a la operación; pero, en toda circunstancia debe conservarse el margen apropiado entre el ajuste y la operación normal. Para el ajuste se debe considerar todos los factores que afectan la operación normal como son:

- En los Reactores y Bancos de Capacitores, los niveles de tensión que determinan mayores corrientes; es decir, un aumento de la tensión trae consigo un aumento proporcional de la corriente, con la consiguiente sobrecarga
- En los Bancos de Capacitores, las pequeñas tensiones armónicas determinan corrientes mayores por causa de la mayor frecuencia. Por ejemplo, la quinta armónica determinará una corriente cinco veces mayor que la tensión de la frecuencia fundamental.

Para los ajustes se debe considerar un margen suficiente que tome en cuenta los posibles errores que se pueden tener en las tensiones, corrientes e impedancias.

En el caso de los ajuste de tensión los errores serán los siguientes:

• Error de los transformadores de tensión:	1%
• Error del relé	1%
• Conexiones	1%
• Tolerancia de cálculo	5%
Total	8%=>10%

En el caso de los ajuste de corriente los errores serán los siguientes:

• Error de los transformadores de corriente:	5%
• Error del relé	1%
• Tolerancia de cálculo	5%
Total	11%=>15%

Para los ajustes de las impedancias se debe considerar otros aspectos que son:

• Error de los transformadores de tensión:	1%
• Conexiones	1%
• Error de los transformadores de corriente:	5%
• Error del relé	1%
• Tolerancia de cálculo	5%
Total	13% => 15%

Por tanto, para los ajustes de las tensiones se debe tomar un margen mínimo del 10%, el cual debe ser considerado en el sentido más desfavorable; es decir, se debe considerar 90% ó 110% del valor calculado, según sea el caso. De la misma manera, para los ajustes de las corrientes e impedancias se debe considerar un margen mínimo del 15%, lo cual lleva a ajustar al 85% ó el 115% según sea el caso.

2.6.4. Ajuste de las protecciones de corriente.

2.6.4.1. Funciones 50/51 – 50N/51N.

La protección de corriente mide permanentemente la corriente de cada fase con la finalidad de detectar las sobrecorrientes que se pueden producir en un cortocircuito. El tiempo de actuación de esta protección es una función del valor de la corriente y puede ser:

- De tiempo definido cuando se supera un umbral previamente calibrado. En este caso su operación puede ser instantánea (función 50) o temporizada (función 51)

- De tiempo inverso cuya operación depende del tiempo según una función exponencial establecida por la siguiente expresión:

$$t = TMS \left(\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s} \right)^\alpha} + C \right) \quad \mathbf{Ec-2.25}$$

Donde:

t = Tiempo de actuación del Relé (variable dependiente)

I = Corriente que mide el Relé (variable independiente)

α = Parámetro que define la curva característica de operación del Relé

I_s = Corriente de Arranque del Relé

TMS = Constante de ajuste del Relé

K = Constante de ajuste del Relé

C = Constante de ajuste del Relé

Para el ajuste del relé se debe definir lo siguiente:

2.6.4.1.1. Para la función (51).

- La corriente de Arranque del Relé (I_s) que viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé.
- La constante de ajuste del Relé (TMS) que viene a ser el parámetro que permite definir los tiempos de operación según su curva característica

Este tipo de relé presenta una característica de tiempo definido e inverso, el cual opera cuando la corriente excede un valor determinado, por lo general, a mayor corriente implica menor tiempo para enviar la señal de disparo.

2.6.4.1.1.1. Tiempo Definido.

Lo relé con este tipo de curva se aplican en donde no existe la necesidad de coordinar con otros dispositivos y en donde la corriente de falla prácticamente no varía entre una valor máximo y un valor mínimo, o bien, entre una falla local o en una burra remota[5]

2.6.4.1.1.2. Tiempo Inverso.

En instalaciones eléctricas en donde por cambios en a potencia inyectada o modificaciones en los elementos del circuito (conexión y desconexión de elementos) se presentan variaciones importantes en la corriente de falla, es recomendable la utilización de relé con este tipo de curva.

2.6.4.1.1.3. Tiempo Muy Inverso.

En instalaciones eléctricas, en donde para fallas pequeñas, existen variaciones de corriente y el tiempo de interrupción es pequeño, o bien, se requiere coordinar con las curvas de fusibles; esta característica resulta ser la adecuada. [5]

2.6.4.1.1.4. Tiempo Extremadamente Inverso.

Esta característica es recomendable en las redes de distribución de las compañías eléctricas, ya que es la mejor que se coordina con restauradores y fusibles de un mismo circuito, que es una aplicación típica de las redes de distribución aérea.

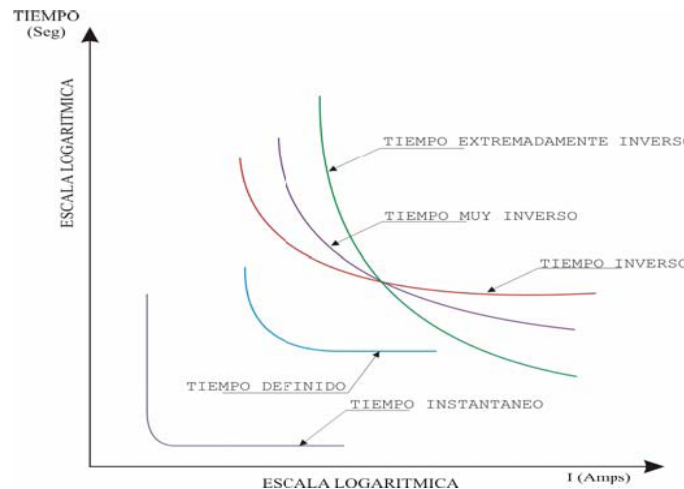


Figura: 2.10 *Curvas Tiempo-Corriente representativas de los relés de sobrecorriente.* [5]

2.6.4.1.2. Para la función (50).

La corriente de arranque del Relé (I_s) que viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé.

Este tipo de relé se diseña para operar sin retraso intencional, cuando el valor de la corriente excede al valor ajustado en el relé. El rango de tiempo en la operación de éste tipo de relé varía en un rango entre 0.016 segundos y 0.10 segundos; su característica se expresa mediante un diagrama tiempo-corriente como el que se muestra en la figura 2.10.

2.6.4.2. Función 51V.

Con la finalidad de acelerar la actuación de la protección cuando se tiene una falla cercana, se puede incluir en la protección de sobrecorriente un ajuste según la tensión que se tiene en el punto de medida, ya que la impedancia de la máquina es el

componente principal de la impedancia de falla. Para ello se debe considerar lo siguiente:

- La tensión que se mide en a la salida del generador es un valor reducido de la tensión nominal debido a que la caída de tensión en la impedancia interna de la máquina.
- El valor de la corriente de falla es sensiblemente variable en el tiempo debido a que la impedancia del generador es el componente principal de la impedancia del cortocircuito.

Para esta protección existen dos características de operación que son:

- Sobrecorriente con restricción de tensión que actúa cuando la corriente supera su valor de ajuste; pero, también para valores menores según el nivel de tensión que se mide. Con esto se logra una aceleración de su tiempo de operación; es decir, el tiempo será menor cuanto más baja sea la tensión.
- Sobrecorriente con control de tensión que actúa cuando la corriente supera su valor de ajuste, pero se requiere que la tensión sea menor que un determinado umbral previamente definido.

2.6.4.3. Ajuste de las protecciones de tensión.

2.6.4.3.1. Funciones 27 & 59.

La protección de tensión mide permanentemente la tensión de cada fase con la finalidad de detectar las tensiones que son mayores o menores que las del rango normal de operación. Si las tensiones son menores que las del rango establecido se

tiene un protección de subtensión o mínima tensión (función 27); en el caso de tensiones mayores se tiene la protección de sobretensión (función 59). El tiempo de actuación de esta protección es una función del valor de la tensión y puede ser:

- Tiempo Definido cuando se supera un umbral previamente calibrado. En este caso su operación puede ser instantánea o temporizada.

Para la protección de sobretensión (función 59)

$$V > V_{\text{SET-OVER}} \quad t = T_{\text{OVER}}$$

Para la protección de subtensión (función 27)

$$V < V_{\text{SET-UNDER}} \quad t = T_{\text{UNDER}}$$

- Tiempo Inverso cuya operación depende del tiempo según una función exponencial establecida por las normas, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$t = TMS \left(\frac{K}{\left(\frac{V}{V_s} - 1 \right)} \right) \quad \mathbf{Ec-3.26}$$

Donde:

- t = Tiempo de actuación del Relé (variable dependiente)
- V = Tensión que mide el Relé (variable independiente)
- V_s = Tensión de Arranque del Relé
- TMS = Constante de ajuste del Relé

Como se puede apreciar, el tiempo de operación depende de variación de la tensión tanto para valores mayores como menores que la tensión nominal, de una manera simétrica, ya que se toma el valor absoluto de la diferencia. Por tal motivo, es necesario añadir el umbral de arranque es:

Para la protección de sobretensión (función 59)

$$V > V_{\text{SET-OVER}}$$

Para la protección de subtensión (función 27)

$$V < V_{\text{SET-UNDER}}$$

2.6.4.3.2. Funciones 81-u & 81-o.

Las protecciones de frecuencia son protecciones que toman la señal de tensión, pero miden la frecuencia de la onda alterna. Esta protección se aplica en dos casos que son:

2.6.4.3.2.1. Sobrefrecuencias (81-o)

Ocurren por disminución de carga del generador y la máquina no logra estabilizar su frecuencia oportunamente. Los ajustes son para un umbral establecido con una temporización que se debe especificar.

Protección de sobrefrecuencia.

$$f > f_{\text{SET-OVER}}$$

$$t = T_{\text{OVER}}$$

2.6.4.3.2.2. Bajas frecuencias (81-u)

Ocurren por la pérdida de la capacidad del grupo de atender la carga conectada. Los ajustes son para un umbral establecido con una temporización que se debe especificar.

Protección de subfrecuencia.

$$f < f_{\text{SET-UNDER}}$$

$$t = T_{\text{UNDER}}$$

Para conseguir una acción más rápida, se puede considerar una protección sobre la base de la variación de la frecuencia. En este caso, el relé actúa cuando se supera un umbral previamente calibrado.

$$\frac{df}{dt} \geq r$$

2.6.4.4. Ajuste de las protecciones diferenciales.

2.6.4.4.1. Función 87.

La protección diferencial funciona calculando la diferencia de las corrientes que entran y salen de la zona protegida. Para ello se debe tomar en cuenta que existen diferencias que no son imputables a una falla. Estas corrientes diferenciales que corresponden a valores de la operación normal son las siguientes:

1. Las corrientes de magnetización (o de carga) del elemento protegido que es una cantidad constante. Ver ΔI_1 en la **figura 2.11**.

2. El error de relación en los transformadores de corriente que es una diferencia casi proporcional a los valores de la corriente. Si la protección diferencial se aplica a un transformador de potencia que tiene diferentes tomas (taps), el error de los transformadores de corriente será del mismo tipo por esta causa. Ver ΔI_2 en la **figura 2.11**.

3. El error debido a la saturación de los transformadores de corriente, el cual prácticamente no existe con pequeñas corrientes, pero que se hace mayor con elevadas corrientes. Ver ΔI_3 en la **figura 2.11**.

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

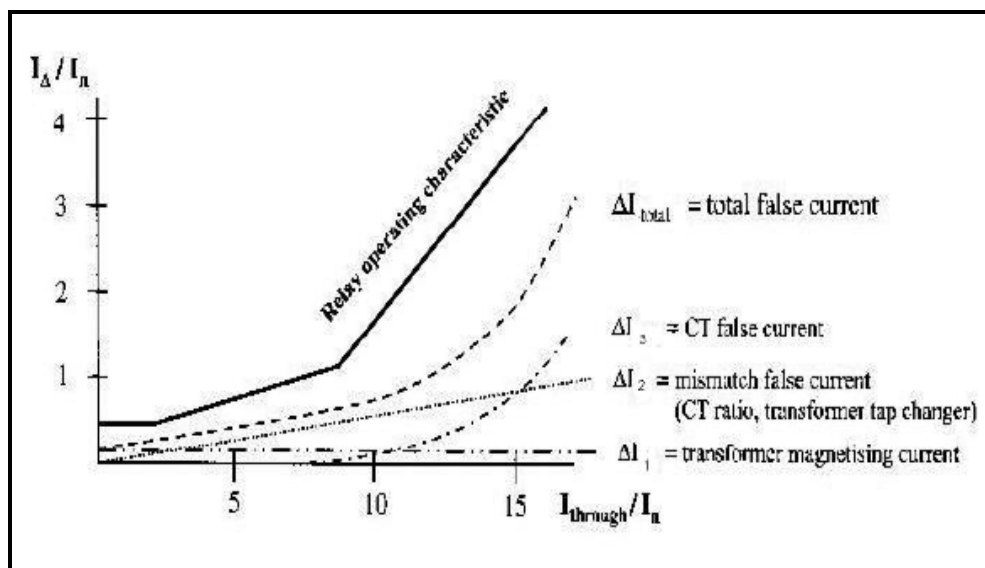


Figura 2.11 Definición de la operación de la protección diferencial[6]

Tal como se muestra en la **figura 2.12**, el ajuste de la protección diferencial se define en tres rangos de valores que son:

- La zona 1 que corresponde a una mínima corriente diferencial que es constante. Esta zona queda definida con el valor de I_B .
- La zona 2 que corresponde a una característica con pendiente que debe considerar las diferencias de relación de transformación, tanto de los transformadores de corriente como del equipo protegido, como es el caso de los transformadores de potencia. Esta zona queda definida con la pendiente k_1
- La zona 3 que debe permitir evitar cualquier error consecuencia de una posible saturación de los transformadores de corriente. Este aspecto puede ser crítico si existe la posibilidad de un flujo remanente en los transformadores de corriente. Esta zona queda definida con la pendiente k_2

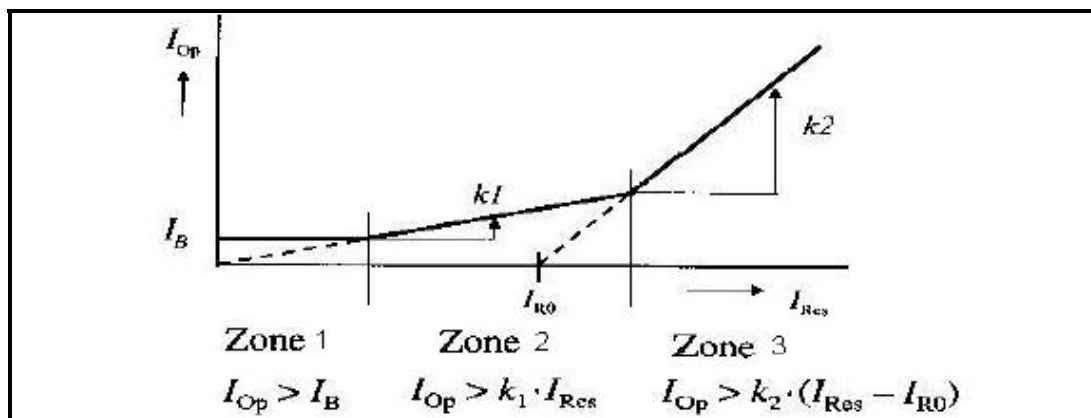


Figura 2.12 - Característica de ajuste de la protección diferencial. [6]

2.6.4.4.2. Función 87N.

La protección diferencial de la corriente de tierra (o restringida a tierra como se dice en inglés) suele ser efectuada con una protección diferencial de alta impedancia,

la cual viene a ser una protección diferencial de tensión, ya que utiliza una alta impedancia en el relé, la cual genera una tensión con todas las corrientes que entran a la zona de protección. Si no hay falla, o si hay una falla externa a la zona protegida, la suma de las corrientes es cero y la tensión generada en el relé es cero.

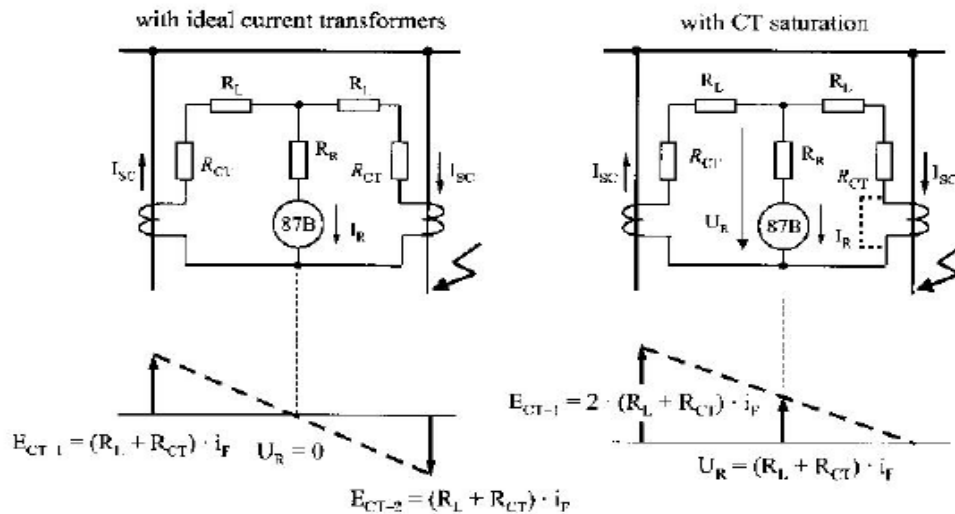


Figura 2.13 – Protección Diferencial de Alta Impedancia[6]

Sin embargo, al momento de producirse un cortocircuito externo se tendrá altas corrientes que pueden provocar la saturación de los transformadores de corriente. Por tanto, se define el ajuste para evitar la operación del relé en la situación más desfavorable que corresponde a lo siguiente:

- Se produce una falla externa en la vecindad de la zona de protección y como consecuencia de la falla se produce la saturación de uno de los transformadores de corriente. Se asume que es aquel por donde circula la mayor corriente, mientras los demás operan normalmente.

- En la condición de saturación, los transformadores de corriente saturados no generan corriente, sino más bien se cortocircuitan, ocasionando de esta manera el mayor error posible en el relé. Ver figura 2.13.
- La tensión generada en el relé es la corriente multiplicada por la impedancia de los cables sumada a la alta impedancia del relé, conforme se muestra en la figura 2.13. Una vez calculada la tensión, el ajuste del relé debe ser el 90% de este valor. Con un margen adicional se puede ajustar entre el 70% al 90%.

2.6.4.5. Ajuste de las protecciones de tipo impedancia.

2.6.4.5.1. Funciones 21 – 21N.

Esta protección opera midiendo la tensión y corriente con la finalidad de obtener la impedancia vista en el punto de instalación del relé. El cálculo de las impedancias se efectúa de acuerdo a lo siguiente:

Para las impedancias entre fases (función 21)

$$Z_{a-b} = \frac{V_a - V_b}{I_a - I_b} \quad \text{Ec-2.27}$$

Para las impedancias entre fases y tierra

$$Z_a = \frac{V_a}{I_a + \left(\frac{Z_e}{Z_a}\right) * I_e} = \frac{V_a}{I_a + 3.K_0 I_0} \quad \text{Ec-2.28}$$

Por tanto para que el relé pueda efectuar todos los cálculos se le debe proporcionar el valor del k_0 correspondiente a la instalación a ser protegida. El relé se aplica con un esquema de medida completo (full écheme); es decir, utiliza tres unidades de medida fase-fase (R-S, S-T & T-R) y tres unidades de medida fase-tierra (R-N, SN & T-N) en cada zona. [7]

2.6.4.5.1.1. Característica cuadrilateral.

En la figura 3.14 se muestra la característica cuadrilateral para un relé que tiene tres zonas hacia delante (Z_1 , Z_2 & Z_4) una zona hacia atrás (Z_3) y una zona global (Z_5). También se muestra la impedancia de una línea de transmisión y la posible interferencia de la carga conectada a la línea.

Para el ajuste se debe definir para cada zona y los valores del alcance de la resistencia y la reactancia (R, X), tanto para el ajuste entre fases (21) como para el ajuste entre fase y tierra (21N). Asimismo, se debe definir los tiempos de operación de cada zona (t_1 , t_2 , t_3 , t_4 , t_5).

2.6.4.5.1.2. Característica reactancia con control tipo mho.

Este relé se aplica con una característica de reactancia en cada zona y tiene un control con una característica tipo Mho. En consecuencia se debe definir lo siguiente:

Característica Mho:	Diámetro y ángulo
Ajustes fase-fase	(X1), (X2)
Ajustes de tiempo	t1, t2 & t3

2.6.4.5.1.3. Característica tipo impedancia.

En la figura 2.14 se muestra esta característica con dos zonas de protección. Para su ajuste se debe especificar el valor de la impedancia (Z) de cada zona.

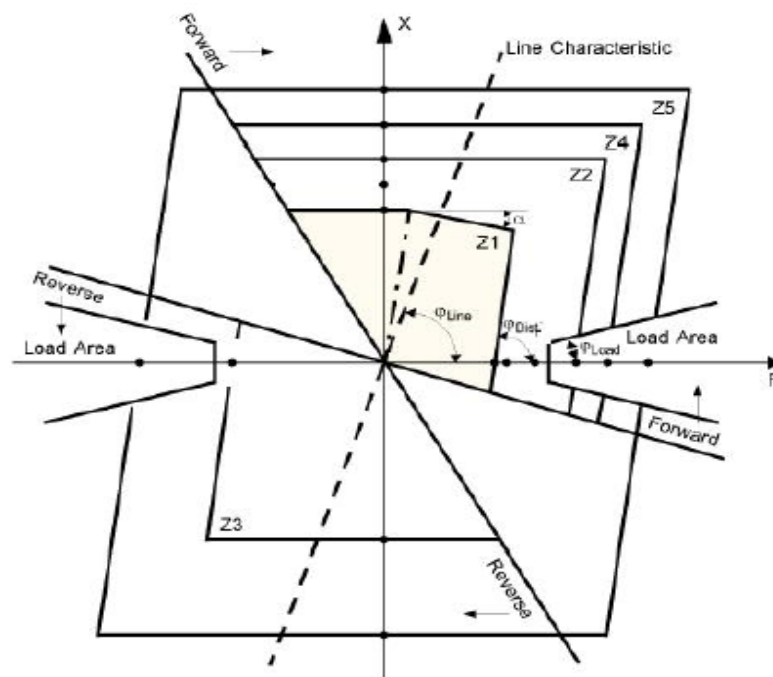


Figura 2.14 – Característica cuadrilateral [7]

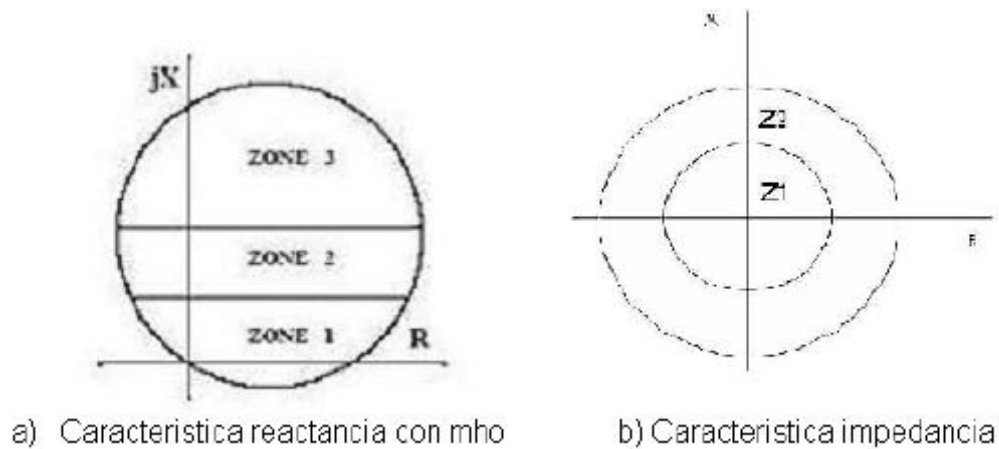


Figura 2.15 – Relés con característica reactancia con mho e impedancia. [7]

2.6.4.5.2. Arranque de la protección.

El arranque de la protección de mínima impedancia requiere considerar lo siguiente:

1. Que sea inferior a la impedancia vista en las fases sanas en el momento de un cortocircuito fase a tierra.
2. Que sea inferior al 67% de la mínima impedancia de la carga. En caso se supere este límite, se debe considerar una apropiada característica para impedir una falsa operación debido a la carga conectada a la línea

La impedancia de carga debe ser determinada (1) considerando la capacidad de corriente de la línea en emergencia, asumiendo una tensión de 0.85 pu. y un ángulo de fase de 30° . Luego, la impedancia se debe calcular según la siguiente expresión:

$$Z_{CARGA} = \frac{0,85.V_N}{\sqrt{3}.I_{EMERGENCIA}} \quad \mathbf{Ec-3.29}$$

Donde:

- Z_{CARGA} = Impedancia de la carga
- V_N = Tensión nominal del sistema
- $I_{EMERGENCIA}$ = Corriente admisibles en la línea en emergencia

En la **figura 2.16** se muestra una adaptación de la carga a la característica de operación del relé mediante el cercenado de una zona con un ángulo de carga.

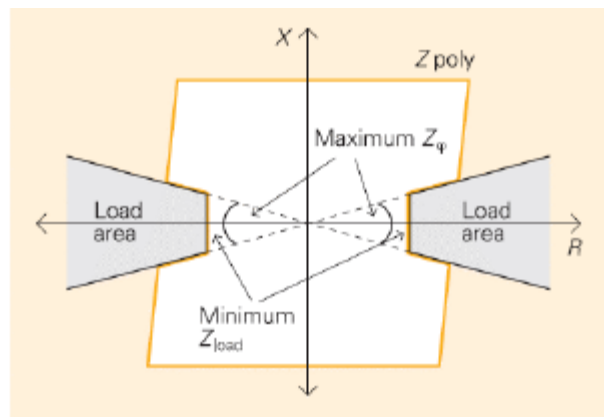


Figura 2.16 – Característica de cercenado por carga. [7]

2.6.4.5.3. Ajuste de las zonas de protección.

El ajuste de las zonas de protección debe permitir alcanzar el final de la zona protegida, la cual corresponde no solamente al elemento protegido (línea o

transformador) sino también al elemento siguiente. Para ello, se debe considerar que existe un error mínimo del 15%. Los ajustes recomendados son con los siguientes alcances:

- Zona 1 85% de la impedancia de la línea
- Zona 2 100% de la impedancia de la línea más el 50% de la impedancia de la línea siguiente.
- Zona 3 115% de la suma de la impedancia de la línea con la de la línea siguiente

2.6.4.6. Ajuste de las protecciones de tipo potencia.

2.6.4.6.1. Función 67.

La protección de sobrecorriente direccional es similar a la de sobrecorriente no direccional; pero, además, se debe especificar la dirección del flujo de corriente para la que se aplica la protección. Para su evaluación numérica por el relé se requiere una referencia o polarización con la que se efectúa el cálculo. Se prefiere usar la tensión porque su ángulo se mantiene relativamente constante durante una falla y usualmente se aplica lo siguiente:

- Corriente fase R: Tensión ST
- Corriente fase S: Tensión TR
- Corriente fase T: Tensión RS

Se debe notar que el ángulo de fase entre las corrientes y las tensiones mencionadas es aproximadamente de 90° de manera que para el cálculo se considera el valor en cuadratura. Sin embargo, su valor va a depender de la relación X/R del circuito de falla, por tanto se debe verificar que el ángulo de operación del relé es apropiado para obtener la máxima sensibilidad. [8]

2.6.4.6.2. Función 67N.

La protección de sobrecorriente direccional a tierra es similar a la de sobrecorriente no direccional; pero, además, se debe especificar la dirección del flujo de corriente para la que se aplica la protección. Para su evaluación numérica por el relé se requiere una referencia o polarización con la que se efectúa el cálculo. Se prefiere usar la tensión homopolar por lo cual se debe ajustar el ángulo de máxima sensibilidad según el sistema de puesta a tierra. Como referencia se indica:

- Sistema de transmisión con puesta a tierra directa -60°
- Redes de distribución con puesta a tierra directa -45°
- Sistema con puesta a tierra a través de resistencia 0°

Para una mejor evaluación de la condición de falla se utiliza también el valor de ambas magnitudes la corriente homopolar y la tensión homopolar, de manera que el relé viene a ser de “potencia homopolar”.

2.6.4.6.3. Función 32.

La protección de potencia inversa se aplica para evitar el flujo de potencia activa en una determinada dirección y se calcula a partir de la tensión y la corriente que mide el relé.

La protección de potencia inversa se aplica a los generadores y su ajuste se hace en función de la potencia nominal. Para ello se debe considerar una temporización que permita evitar falsas actuaciones cuando la máquina absorbe potencia sincronizante o cuando se produce una oscilación de potencia. [8]

CAPÍTULO III

DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO

En el estudio de sistemas eléctricos de potencia o para aplicaciones industriales, el uso de diagramas unifilares resulta de gran utilidad y representa un elemento básico para el diseño y estudios de sistemas eléctricos. Los estudios de Corto Circuito y el proceso de Coordinación de Protecciones, se inicia con la elaboración de un diagrama unifilar del sistema en estudio, en ese diagrama se deben indicar los datos principales del sistema y de los equipos, como son niveles de voltajes en cada barra, potencia e impedancia de los transformadores de potencia, longitud y calibre de los conductores, potencia y voltaje de motores, localización y potencia en centros de control de motores, datos de los equipos de protección y medición, y datos de generación.

En este capítulo se describen los elementos necesarios para elaborar el diagrama unifilar del Sistema Eléctrico de la Refinería Puerto La Cruz (RPLC), en el programa ETAP®, para así realizar el estudio de cortocircuito, flujo de carga y estabilidad

3.1. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL PROYECTO VALCOR.

Actualmente la capacidad (disponible) de Generación de Energía instalada en la Refinería Puerto La Cruz es de 55 MW, a través de tres generadores instalados en Planta Eléctrica, con una demanda de energía de 21 MW. Los requerimientos de

Energía Eléctrica para cubrir la demanda del proyecto VALCOR en su Fase I, es de 40 Mw. y en su Fase II de 64 MW.

La alternativa inicial evaluada y aceptada para cubrir estos requerimientos fue el suministro de Energía desde el Sistema Eléctrico Nacional a través de dos (2) líneas de Transmisión a 230 kv desde la S/E Barbacoa II hasta la S/E Guanta II, posteriormente y debido a la importancia económica que representa la RPLC, las autoridades y empresas relacionadas con el suministro eléctrico establecieron la necesidad de construir y poner en funcionamiento dos (2) nuevas líneas de transmisión en 230 kv desde la S/E Casanay hasta la S/E Guanta II, con la finalidad de garantizar el servicio eficiente y seguro de energía a la RPLC, estas líneas pertenecen a CADAFE, finalmente desde la S/E Guanta II dos (2) Líneas a 230 kv hasta la S/E Refinería Puerto La Cruz (S/E A), con dos transformadores (2) 230/34.5 kv.

En las instalaciones de la Refinería de Puerto la Cruz, se encuentra en construcción el proyecto Planta de Generación Eléctrica Alberto Lovera (PAL), la cual esta constituida por dos (2) unidades Turbogeneradoras de 150 MW cada una, en ciclo abierto, de combustible dual (Gas-Gasoil), y cuyo objetivo es mejorar el suministro eléctrico en los estados Anzoátegui y Sucre, y atender la demanda eléctrica de la RPLC. Esta planta será integrada al sistema eléctrico nacional, modificando su estructura, siendo PAL el nuevo punto de interconexión entre la Refinería de puerto la cruz y el SEN. Finalmente con la incorporación de PAL en el sistema interconectado nacional, el suministro de la energía necesaria para el normal funcionamiento de la RPLC será a través de la interconexión entre la S/E PAL y la S/E A, la S/E PAL a su vez tendrá una doble interconexión con la S/E Guanta II para así integrarse al SEN.

El Sistema Eléctrico de Potencia para el Proyecto VALCOR (S/E A RPLC) esta compuesto por seis (6) subestaciones (A, B, C, D, E, F) en diferentes niveles de voltaje 34.5, 13.8, 4.16 y 0.48 kv y la interconexión con Planta Eléctrica, incluye los alimentadores, transformadores, seccionadores de línea, de puesta a tierra e interruptores de potencia (bajo y medio voltaje). El sistema esta diseñado para cubrir la demanda eléctrica de las diferentes Plantas de Procesos que conforman el Proyecto VALCOR, servicios auxiliares, sistemas de control y medidas, control e instrumentación, sistemas contra incendios, iluminación y Planta Río Neverí:

- La sub-estación principal de la Refinería PLC es la S/E A, y esta constituida por el Centro de Distribución de Potencia (Power Distribution Center) **PDC-53-5A01**, en 34.5 kv, y alimenta a través de 16 circuitos o salidas a todas las subestaciones de la Refinería (excepto las S/E F y E) así como también para la interconexión con la Refinería PLC.
- La interconexión de la S/E Principal (S/E A) con Planta Eléctrica se hace a través de los circuitos **52F-1A/1B** y de los dos (2) transformadores de potencia 34,5/13,8 kV- 20/25 MVA, y desde planta eléctrica hacia la S/E A a través de los circuitos **4A y 4B** (13.8 kv).
- La sub-estación B, (34.5/13.8 kV, 34.5/4.16 kV y 4.16/0.48 kV) representa la fuente de suministros de las áreas 100, 200, 300, 700, el cual las alimenta a través de cuatro circuito identificados como **52F-2A/ 2B, 52F-3A/ 3B, 52F-4A/ 4B**.
- La sub-estación D, (34.5/4.16 kV y 4.16/0.48 kV) representa la fuente de suministros de las áreas 400, 800, para ello usa dos (2) circuitos en 34.5 kV identificados como **52F-6A/ 6B**.

- Planta Río Neverí (34.5 kV) es alimentada desde PDC-53-5A01 mediante el circuito **52F-5A**, Barra A (esta salida no estaba incluida en el proyecto original, se utilizó la salida correspondiente a la futura S/E C).
- La sub-estación C no está construida pero forma parte del proyecto para un futuro (VALCOR II), por lo que sus requerimientos están incluidos dentro de las capacidades de los transformadores de potencia 230/34,5 kV instalados en la S/E RPLC, a través de los circuitos **52F-7A/ 7B**.
- La sub-estación “Refinería Puerto La Cruz” (34.5/0.48 kV) que cubre los servicios auxiliares alimentados por dos (2) circuitos identificados como **52F-8A/8B**.
- La sub-estación F es alimentada desde Planta Eléctrica, a través de dos transformadores 13.8/0.48 kV por medio de circuitos subterráneos conectados a las salidas **7A/ 7B**.
- La futura sub-estación E será alimentada desde Planta Eléctrica, por medio de circuitos subterráneos conectados a las salidas **9A/9B**.

El sistema eléctrico está diseñado y construido para prestar un servicio seguro para el personal y los equipos, fácil mantenimiento y operación, mínima pérdida de potencia, protección mecánica de los equipos y adición de futuras cargas.

3.2. DESCRIPCIÓN DE LA SUB-ESTACIÓN REFINERÍA PLC (S/E A).

La sub-estación Refinería PLC (S/E A), perteneciente a la refinería Puerto La Cruz, tiene la función de servir como fuente principal de suministro eléctrico a las diferentes áreas y unidades de Proceso del Proyecto VALCOR indicadas a continuación en la **tabla.3.1**:

AREA	UNIDAD DE PROCESO	DESCRIPCION DE LA UNIDAD
100	65	Sistema de Aguas de Enfriamiento
200	19	Hidrotratador de Nafta
	20	Reformación
	20	Fraccionamiento LPG
	62	Recuperación de Condensado
300	45	Hidrotratamiento de Diesel
	73	Sistema de Gas Inerte
	72	Sistemas de Gas Combustible
400	46	Despojamiento de Aguas Frías
	47	Amina
	48	Recuperación de Azufre
	49	Incineración
500	28	Rack de Tubería de Interconexión
600	SS	S/E Refinería Plc
	OB	Edif. de operación
700	SS	S/E B
	OB	Edif. de Operación
B000	71	Sistema de Mechurrio
C000	03	S/E de Interconexión
	28	

Tabla 3.1 Aéreas y Unidades del Proyecto VALCOR

3.2.1. Descripción general de la S/E Refinería PLC

Con la incorporación de la nueva Planta de Generación Eléctrica PAL la S/E de la Refinería PLC estará alimentada por dos Líneas N°1 y N°2 a 230 kV provenientes de la subestación PAL, perteneciente a CADAPE

Posee dos transformadores de potencia de 230/34.5 kV, inmersos en aceite con una capacidad de 55/73/88 MVA a 65°C con enfriamiento por aceite (OA), ventilación forzada (FA) y circulación de aceite forzada (FOA), respectivamente para cada potencia, la impedancia Z es de 10,34 % y operan con regulación automática de tensión en el lado de alta o cambiador de toma bajo carga (OLTC).

El diseño de la sub-estación junto con la selección del esquema de 02 barras en 34.5 kv, con la posición del enlace normalmente cerrado, se realizó tomando en consideración ciertos parámetros que garantizan una operación segura y confiable, con facilidad de mantenimiento sin suspender el servicios de de energía eléctrica a las plantas que conforman el proyecto VALCOR.

3.2.2. Características particulares.

La sub-estación Refinería PLC esta diseñada para dos niveles de tensión 230/34.5 kV, la parte de 230 kV es de tipo intemperie y la 34.5 kV es de tipo interior.

El Centro de Distribución de Potencia (Power Distribution Center) en 34.5kV esta identificado como el PDC-53-5A01, posee switchgears encapsulados en SF6 para uso interno, con interruptores en vacío, norma IEC-IP5, 35 kv, 2500 A, 3 Fases, 60 Hz, en construcción modular. Cada switchgear esta conformado por celdas de

acero que contienen los relés y el sistema de control, la parte encapsulada en SF6 contiene las barras de potencia, barra de tierra y breakers.

En el esquema original no estaba contemplada la salida para la S/E Rio Neverí, posteriormente esta se tomo de la celda identificada como =H05+H05.

El switchgear en 34.5 kV opera con el interruptor de enlace de barra normalmente cerrado. El acoplador de barra y los interruptores de entrada poseen relés de chequeo de sincronismo

3.2.3. Circuitos que la integran

Esta sub-estación, tiene una capacidad instalada de 176 MVA (88x2) para alimentar las tres (3) subestaciones que proporcionan el servicio a las diferentes plantas de proceso del proyecto VALCOR (40 MVA), además de la carga proveniente de la interconexión con Planta Eléctrica (21 MW) y de Planta Rio Neverí (7.5 MVA).

3.2.3.1. Descripción de circuitos en 230 kv.

Con la nueva interconexión el circuito 230 kV estará conformado por dos líneas L1 y L2 con conductor ACAR 1100 MCM 18/9, 557 mm²- Ø 30.65 mm, desde la S/E PAL hasta el pórtico en 230 kV de la S/E Refinería PLC. A partir de allí están integrados cada uno por los seccionadores de puesta a tierra M101/M201, transformadores de potencial, interruptores de potencia M110/M210 en SF6 y pararrayos.

3.2.3.2. Descripción de circuitos en 34.5 kV

1. El Centro de Distribución de Potencia PDC-53-5A 01 esta integrado por dos celdas de entrada con interruptores de potencia de 2000 A cada uno y una celda de enlace de barras con un interruptor de igual capacidad; su configuración esta diseñada para operar con los tres interruptores normalmente cerrados.
2. Cada una de las barras alimenta 8 salidas o circuitos compuestas por un interruptor y un seccionador de tres posiciones: abierto, cerrado alinea y puesto a tierra, además de los relés de protección.
3. Dos (2) salidas 52F-1A/1B con conductores de potencia 35 kV, 3xIC/750 MCM, Cu XLPE, desde el interruptor de potencia asociado en la S/E Refinería PLC, Barra A y Barra B hasta el lado primario de los transformadores XFR-53-5X01 y XFR-53-5X02, 20/25 MVA, 34.5/13.8 KV, para la interconexión con planta eléctrica. (Circuitos B-110 y B-210)
4. Dos (2) salidas 52F-2A/2B con conductores de potencia 35 kV, 3xIC/750 MCM, Cu XLPE, desde el interruptor de potencia asociado en la S/E Refinería PLC, Barra A y Barra B hasta el lado primario de los transformadores XFR-53-5B01 y XFR-53-5B02 respectivamente en la S/E B (34.5/4.16 KV, 15/20MVA).
5. Dos (2) salidas 52F-3A/3B con conductores de potencia 35 kV, 3xIC/750 MCM, Cu XLPE, desde el interruptor de potencia asociado en la S/E Refinería PLC, Barra A y Barra B hasta el lado primario de los

transformadores XFR-53-5B03 y XFR-53-5B04 respectivamente en la S/E B (34.5/4.16 KV, 15/20MVA).

6. Dos (2) salidas 52F-4A/4B con conductores de potencia 35 kV, 3xIC/750 MCM, Cu XLPE, desde el interruptor de potencia asociado en la S/E Refinería PLC, Barra A y Barra B hasta el lado primario de los transformadores XFR-53-5B05 y XFR-53-5B06 respectivamente en la S/E B (34.5/4.16 KV, 20MVA).
7. Una (1) salida 52F-5A, Barra A, con conductor de potencia 35 KV, 3xIC/4/0 AWG para la S/E Rio Neverí, un tramo subterráneo y un tramo aéreo.
8. Dos salidas 52F-7A y 52F-5B para alimentar la S/E C 34.5/4.16 KV (Futura).
9. Dos (2) salidas 52F-6A/6B con conductores de potencia 35 kV, 3xIC/250 MCM, Cu XLPE, desde el interruptor de potencia asociado en la S/E Refinería PLC, Barra A y Barra B hasta el lado primario de los transformadores XFR-53-5D01 y XFR-53-5D02 respectivamente en la S/E D (34.5/4.16 KV, 5/7MVA).
10. Una (1) salida de reserva 52F-7B.
11. Dos (2) salidas 52F-8A/8B con conductores de potencia 35 kV, 3xIC/250 MCM, Cu XLPE, desde el interruptor de potencia asociado en la S/E Refinería PLC, Barra A y Barra B hasta el lado primario de los transformadores XFR-53-5A01 y XFR-53-5A02 respectivamente en la S/E Servicios Auxiliares (34.5/0.48 KV, 750/862,5 KVA).

3.2.4. Descripción del Sistema de Generación

El sistema de generación de la refinería Puerto la Cruz está conformado por tres unidades generadoras en el nivel de voltaje de 13,8Kv, los cuales son accionados por turbinas de gas; representan una capacidad de generación instalada de 55.7MW, sumándose a ello dos nuevas unidades generadoras con capacidad instalada de 300 MW A continuación en la **tabla 3.2 y 3.3**, se muestran los valores representativos de los generadores de este sistema.

TAG	TG-6	TG-7	TG-8
MARCA	WESTINGHOUSE	WESTINGHOUSE	WESTINGHOUSE
MODELO	W-191G	M S-5001	MS-5001
POTENCIA DE SALIDA GENERADOR	15.7 MW	20 MW	20 MW
VOLTAJE	13.800 V	13.800 V	13.800 V
COMBUSTIBLE	DUAL GAS/DIESEL	DUAL GAS/DIESEL	DUAL GAS/DIESEL
POTENCIA DE SALIDA TURBINA	17.7 KW	23.4 KW	23.4 KW
CONSUMO DE COMBUSTIBLE	232.0 MBTU/H	292.7 MBTU/H	292.7 MBTU/H

Tabla 3.2 Valores de placa de los generadores del sistema eléctrico de la Refinería PLC

Para los turbogeneradores ubicados en la Planta de Generación Alberto Lovera (PAL) a un nivel de tensión de 13.8 Kv se tienen los siguientes valores de placa.

Nombre	Tipo	Voltaje	Fases	F.P	Xd''	Conexión a neutro
		Capacidad	F.L.A	Frecuencia	R.P.M	Amp
TG-1 (Turbogenerador 1)	Dual	13,8 kV	3	85%	17,5	Y-Resistor
	Gas/Diesel	150 MW	7383 Amp	60 Hz	3600	400 A- 10 seg
TG-2 (Turbogenerador 2)	Dual	13,8 kV	3	85%	17,5	Y-Resistor
	Gas/Diesel	150 MW	7383 Amp	60 Hz	3600	400 A- 10 seg

Tabla 3.3 Valores de placa de los generadores de PAL

ID	SEN
KV	400
MW	1244,09
MVAR	21,265
MVAsc TRIFASICO	25612,52
MVAsc MONOFASICO	1126,798
X/R	15,3

Tabla 3.4 Datos de la Red Externa Equivalente

Nombre de la S/E	Tensión (KV)	
	Nominal	Operación
Furrial	400	400
El Tigre II	400	398
Jose	400	400
Barbacoa II	230	230
Tigre I	230	231,679
El Indio	230	218,272
Casanay	230	217,70
Guanta II	230	218,5

Tabla 3.5. Tensiones de las subestaciones del S.E.N.

DESDE S/E	HASTA S/E	POTENCIA (MVA)	TENSIÓN (KV)		%Z
			PRIMARIO	SECUNDARIO	
Barbacoa II 400	Barbacoa II 230	2 x 450	400,00	230,00	4,95
El Tigre I 400	El Tigre I 230	2 x 450	400,00	230,00	5,13
Furrial 400	Furrial 230	1 x 450	400,00	230,00	5,00

Tabla 3.6. Datos de los transformadores del S.E.N.

3.2.5. Estructura del nuevo Sistema Eléctrico de la Refinería Puerto la Cruz.

Para el estudio se consideró una simplificación del Sistema Eléctrico Nacional partiendo de la subestación Guanta II; ya que, a través de ésta el sistema eléctrico en estudio obtiene parte de la alimentación; hasta las subestaciones San Gerónimo, El Tigre I y El Furrial, desde las que fue colocada la barra infinita o fuente de suministro tal como se muestra en la **figura 3.1**.

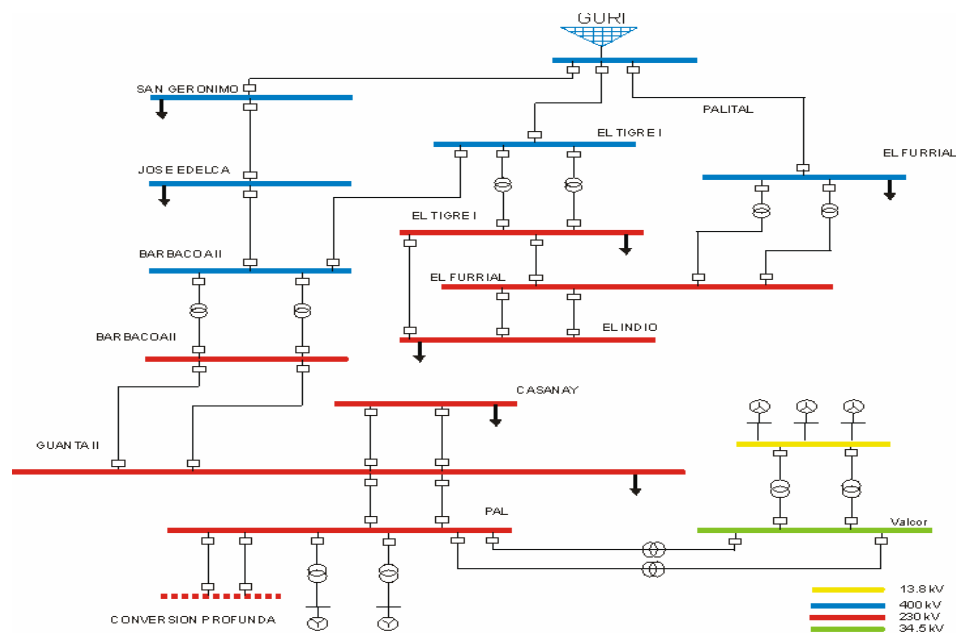


Figura 3.1 Sistema Eléctrico Nacional simplificado

La **figura 3.2** muestra de forma simplificada el esquema de conexión entre el proyecto de la Planta Alberto Lovera , VALCOR y la Refinería Puerto la Cruz, en la que se puede observar la conexión de los transformadores encargados de llevar los niveles de tensión desde las líneas provenientes de PAL a una tensión de 230Kv la cual es transformada a 34.5Kv y finalmente llega a un transformador trifásico reduciendo este último nivel a 13.8Kv, y se conecta a los circuitos 4A y 4B, ubicados en la barras A y B respectivamente, de planta eléctrica.

Para lograr la configuración antes mencionada fue necesario construir una subestación encapsulada en SF6 (GIS) a un nivel de 230 kV, la cual permitirá la interconexión entre la planta de generación “Alberto Lovera” (PAL), Guanta II, VALCOR-RPLC y Conversión Profunda por medio de líneas de transmisión y cables. Las interconexiones a través de la S/E GIS se observan en la **figura 3.2**.

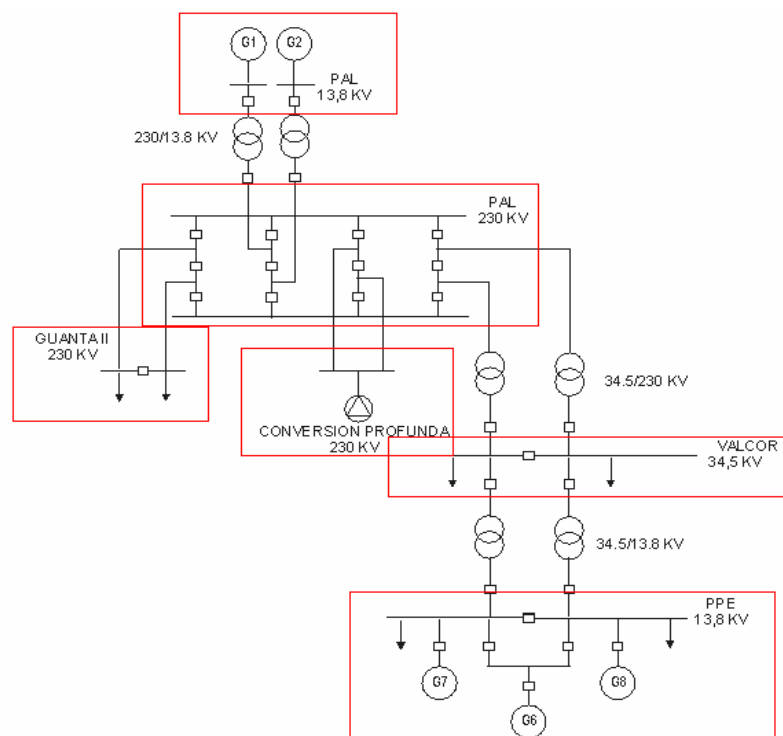


Figura 3.2 Esquema de interconexión de las S/E asociadas al sistema en estudio.

Se han considerado tres modos de operación normal en 13.8Kv entre la S/E Refinería PLC y Planta Eléctrica de acuerdo a esquemas operacionales definidos, los cuales se describen a continuación:

3.2.5.1. Condición de operación #1

La condición operativa en la S/E Refinería PLC, es con los dos (2) transformadores T1 y T2 energizados (XFR-53-7A01-/XFR-53-7A02) y en el PDC-53-5A01, el interruptor de enlace de barras B-120 cerrado. Los dos transformadores de interconexión (XFR-53-5X01/XFR-53-5X02) energizados. La condición operativa de Planta Eléctrica será con los generadores G6 y G7 en operación, el generador G6 conectado a la barra B (interruptor 1A abierto e interruptor 1B cerrado) y sincronizado con el transformador XFR-53-5X02 (Barra B) a través del circuito 4B y el G7 conectado a la barra A y sincronizado con el transformador XFR-53-5X01 (Barra A) a través del circuito 4B, el enlace de barras D530 cerrado. El generador G8 fuera de servicio. Este esquema de operación se muestra en la **figura 3.2 (a)**.

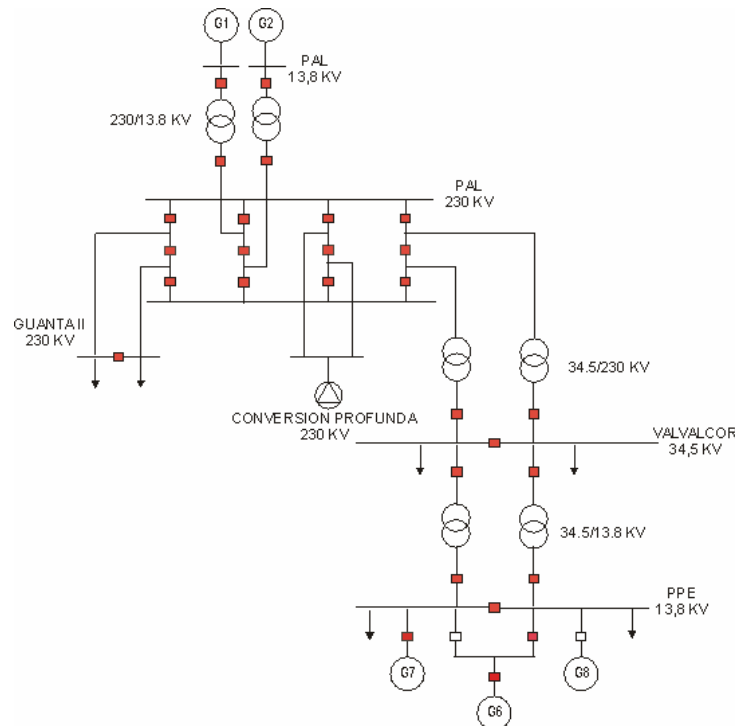


Figura 3.2(a) Condición de Operación #1

3.2.5.2. Condición de operación 2.

La condición operativa en la S/E Refinería PLC, es con los dos transformadores T1 y T2 energizados (XFR-53-7A01/XFR-53-7A02) y en el PDC-53-5A01, el interruptor de enlace de barras B-120 cerrado. Los dos transformadores de interconexión (XFR-53-5X01/XFR-53-5X02) energizados. La condición operativa de Planta Eléctrica será con el generador G7 en operación, conectado a la barra A y sincronizado con el transformador XFR-53-5X01 (Barra A) a través del circuito 4A, el enlace de barras D530 cerrado. El generador G6 y G8 fuera de servicio, y el interruptor de circuito 4B cerrado. Este esquema de operación se muestra en la **figura 3.2 (b)**.

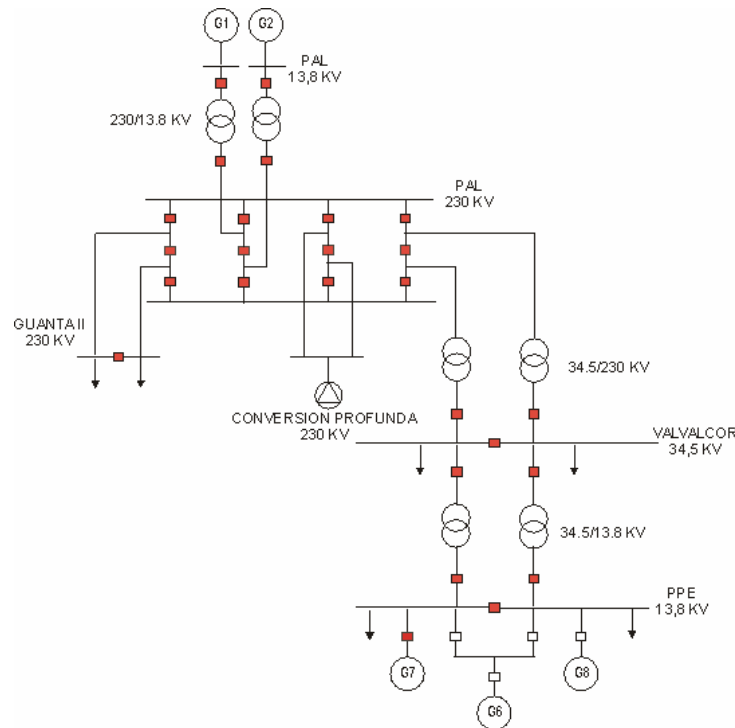


Figura 3.2(b). Condición de Operación #2

3.2.5.3. Condición de operación 3.

La condición operativa en la S/E Refinería PLC, es con los dos transformadores T1 y T2 energizados (XFR-53-7A01/XFR-53-7A02) y en el PDC-53-5A01, el interruptor de enlace de barras B-120 cerrado. Los dos transformadores de interconexión (XFR-53-5X01/XFR-53-5X02) energizados. La condición operativa de Planta Eléctrica será con el generador G6 y G8 en operación, conectado a la barra B y sincronizado con el transformador XFR-53-5X02 (Barra B) a través del circuito 4B, el enlace de barras D530 abierto. G7 también se encuentra operación, conectado a la barra A y sincronizado con el transformador XFR-53-5X01 (Barra A) a través del circuito 4A. Este esquema de operación se muestra en la **figura 3.2 (c)**.

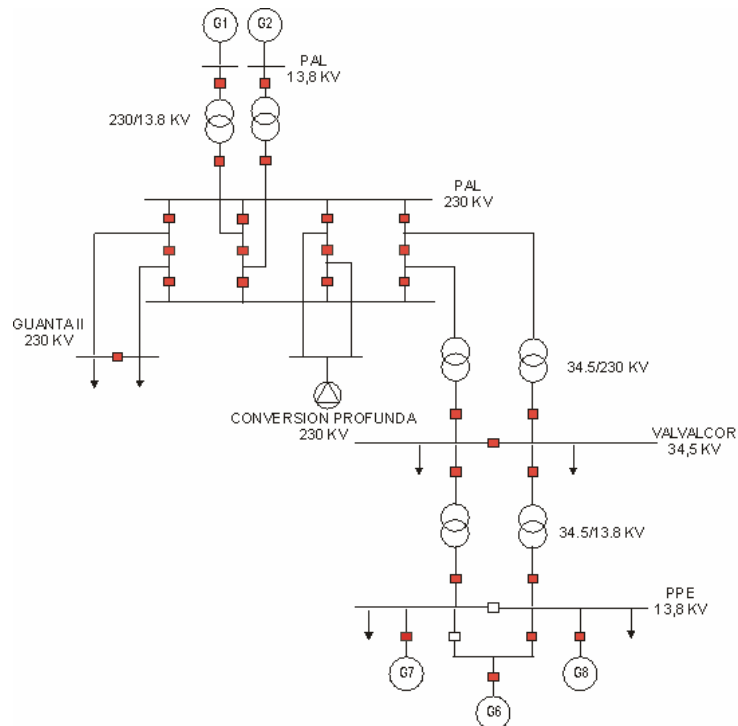


Figura 3.2(c). Condición de Operación #3

ID	XFR-53-7A01	XFR-53-7A02	XFR-53-5X01	XFR-53-5X02	Tx1 PAL	Tx2 PAL
BARRA CONEXIÓN	GUANTA II/ PDC 53-5A01A	GUANTA II/ PDC 53-5A01B	PDC 53-5A01A/ PPE BARRA "A"	PDC 53-5A01B/ PPE BARRA "B"	VALCOR/PAL	VALCOR/PAL
KV	230/34.5	230/34.5	34.5/13.8	34.5/13.8	230/13.8	230/13.8
MVA	55/73/88	55/73/88	20/25	20/25	150/180	150/180
CLASE	OA/FA/FOA	OA/FA/FOA	OA/FA	OA/FA	OA/FA	OA/FA
ID	XFR-53-7A01	XFR-53-7A02	XFR-53-5X01	XFR-53-5X02	Tx1 PAL	Tx2 PAL
ELEVACION TEMP. (°C)	55/65	55/65	80/100	80/100	80/100	80/100
X1 (%)	10	10	12	12	17.5	17.5
X0 (%)	10	10	12	12	17.5	17.5
CONEXION	Y-ABIERTA/ Y-RESISTENCIA (400A-10s)	Y-ABIERTA/ Y-RESISTENCIA (400A-10s)	Δ/Y- RESISTENCIA (400A-10s)	Δ/Y- RESISTENCIA (400A-10s)	Y-ABIERTA/ Y-RESISTENCIA (400A-10s)	Y-ABIERTA/ Y-RESISTENCIA (400A-10s)

Tabla 3.7 Datos de los transformadores de potencia

3.2.6. Circuitos Alimentados desde Planta Eléctrica (PPE).

- CIRCUITOS 3A Y 3B (SERVICIOS INDUSTRIALES):

Representan dos de los circuitos más importantes de la refinería, ya que alimentan la planta de servicios, donde se encuentran dos centro de control de motores CCM a 2400V y 480V, los cuales manejan compresores, bombas de alimentación de aguas para calderas, ventiladores para calderas y bombas de agua fresca.

- CIRCUITOS 4A Y 4B (INTERCONEXIÓN CON EL PROYECTO VALCOR):

A estos circuitos se encuentran conectados transformadores trifásicos de 20MVA cada uno, designados por XFR-53-5X01 y XFR-53-5X02, conectados a las barras A y B respectivamente, que sirven de interconexión con el Proyecto VALCOR, a los niveles de tensión de 34.5/13.8 Kv.

- CIRCUITO 5A/5B (RESERVA):

Este circuito se encuentra proyectado para ser utilizado en el futuro y representa un punto de reserva.

- CIRCUITOS 6A Y 6B: (PATIO DE CELDAS EL CHAURE):

Representa la interconexión entre la Refinería Puerto la Cruz y patio de celdas El Chaure. De esta barra parten siete circuitos designados con las letras G y H

- CIRCUITOS 7A Y 7B (PROCESOS):

Son circuitos importantes de la refinería, ya que alimentan diferentes plantas, donde se encuentran CCM los cuales manejan compresores. Estos circuitos alimentan específicamente a las siguientes cargas:

- S/E Alquilería - Bomba contra incendios TK 115
- Planta de Alquilería - Bunker SRG-2
- Torres de Enfri. 1, 2 y 3 - Unidad 051/052
- FCC

- CIRCUITOS 8A Y 8B (EDIFICIO SEDE PDVSA):

Estos circuitos alimentan el edificio sede de PDVSA Puerto la Cruz, con gran carga de iluminación y aire acondicionado. Posee respaldo de CADAFE desde la Subestación Guaraguao, por medio de interconexión manual en patio de corte de refinería.

- CIRCUITOS 9A Y 9B (UNIDADES DE DESTILACIÓN):

Se encargan de alimentar diferentes plantas de destilación, tales como:

- Unidad DA-1 - Planta STG
- Unidad DA-2 - Bunker SRG-1
- Bunker principal de refinería P.L.C

- CIRCUITOS 10A Y 10B (SERVICIOS):

Se encarga de llevar energía a cargas estáticas. Específicamente estos circuitos alimentan las siguientes cargas:

- Oficinas - CIED
- Talleres - Comedor R.P.L.C.
- Edificio de Ing. General - Clínica industrial
- Iluminación áreas externas de R.P.L.C. - Planta STEP
- Laboratorio principal R.P.L.C.

- CIRCUITOS 16A Y 16B: (PATIO DE CELDAS REFINERÍA PLC):

Cada uno de estos circuitos se encarga de alimentar una de las dos secciones denominadas Barra “E” y Barra “F” ubicadas en el patio de celdas de Refinería PLC.

3.3. Datos a definir para modelar el estudio de cortocircuito, flujo de carga y estabilidad.

Los siguientes datos son aportados por los fabricantes y han sido los que se insertaron en la base de datos del sistema eléctrico de RPLC para simular el estudio de cortocircuito y que pueden ser utilizados para otros estudios. Estos datos están definidos de la siguiente manera:

• TAG:	G6	• mod. generador:	Rotor liso
• Voltaje nominal:	13.8Kv	• Mod. excitatriz:	IEEE tipo 1S
• Tipo:	Gas	• Mod. gobernador:	Turbinas vapor y gas
• Capacidad:	18.470 MVA	• Activos mínimos:	3.925 MW

• Unidades en paralelo:	1	• Activos Máximos:	15.7 MW
• Potencia nominal:	15.70 MW	• Reactivos mínimos:	0.00 MVAR
• Factor de potencia nom:	90%		FP: 100.0%
• Cte. Inercia:	7.12MW-s/MVA	• Reactivos máximos:	7.7437 MVAR
• Amortiguamiento:	3.0 p.u.		FP: 85.00%
• Conexión:	Y		

Tabla 3.8 Datos de Placa del Turbogenerador TG-6

• TAG:	G7 / G8	• Mod. generador:	Rotor liso
• Voltaje nominal:	13.8Kv	• Mod. excitatriz:	IEEE tipo 1S
• Tipo:	Gas	• Mod. gobernador:	Turbinas vapor y gas
• Capacidad:	24.44 MVA	• Activos mínimos:	5.500 MW
• Unidades en paralelo:	1	• Activos Máximos:	22.00 MW
• Potencia nominal:	20 MW	• Reactivos mínimos:	0.00 MVAR
• Factor de potencia nominal:	90.0%		FP: 100.0%
• Cte. Inercia:	8.94 MW-seg/MVA	• Reactivos máximos:	7.749 MVAR
• Amortiguamiento:	3.0 p.u.		FP: 90.00%
• Conexión: Y	Tipo:	resit 19.92Ohm	Amp: 400A

Tabla 3.9 Datos de Placa de los Turbogeneradores TG-7 Y TG-8

• Reactancia subtransitoria en porcentaje:	$X_{d''} =$	26.0 %
• Reactancia transitoria en porcentaje:	$X_{d'} =$	36.0 %
• Reactancia de secuencia negativa:	$X_2 =$	22.9 %
• Reactancia de secuencia cero:	$X_0 =$	14.7 %

Tabla 3.10 Impedancias de Cortocircuito del Turbogenerador TG-6

• Reactancia subtransitoria en porcentaje:	$X_d'' =$	10.6 %
• Reactancia transitoria en porcentaje:	$X_d' =$	10.6 %
• Reactancia de secuencia negativa:	$X_2 =$	10.0 %
• Reactancia de secuencia cero:	$X_0 =$	6.3 %

Tabla 3.11 Impedancias de Cortocircuito de los Turbogeneradores TG-7 y TG-8

• Reactancia sincrónica eje directo:	$X_d =$	173.0 %
• Reactancia sincrónica eje de cuadratura:	$X_q =$	94.0 %
• Reactancia transitoria eje de cuadratura:	$X_q' =$	92.0 %
• Reactancia de dispersión del estator:	$X_l =$	14.0 %
• Cte. de tiempo transitoria Cto. Abierto eje directo:	$T_{do}' =$	6.80 seg
• Cte. de tiempo subtransitoria Cto. abierto eje d:	$T_{do}'' =$	0.051 seg
• Cte. de tiempo subtransitoria Cto. abierto eje q:	$T_{qo}'' =$	0.033 seg
• Factor de saturación a 100% del voltaje terminal:	(S 100) =	1.07
• Factor de saturación a 120% del voltaje terminal:	(S 120) =	1.18
• Constante de inercia turbina y generador combinados:	(H) =	0.348

Tabla 3.12 Modelo Dinámico del Turbogenerador TG-6

(VALORES DE REACTANCIAS EN % EN LA BASE DEL GENERADOR)

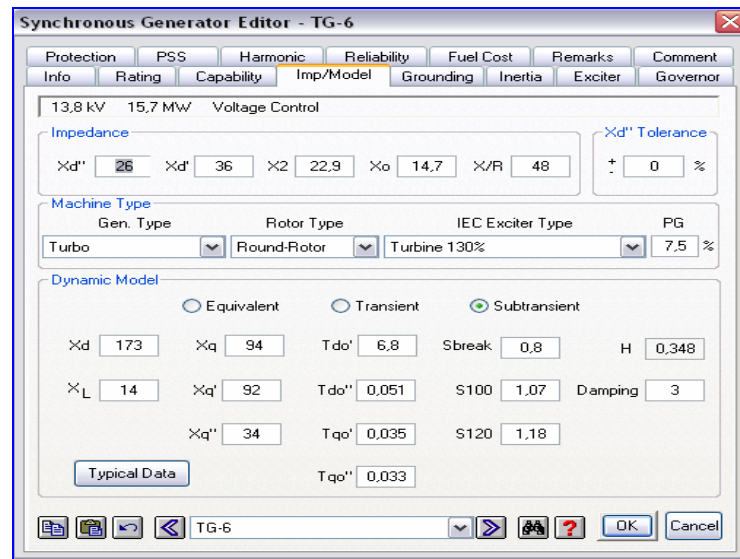


Figura 3.3 Modelo dinámico del generador TG6 visto desde el ETAP 5.5.6

• Reactancia sincrónica eje directo:	$X_d =$	149.8%
• Reactancia sincrónica eje de cuadratura:	$X_q =$	141.2%
• Reactancia transitoria eje de cuadratura:	$X_q' =$	42.4%
• Reactancia de dispersión del estator:	$X_l =$	6.3%
• Cte. de tiempo transitoria Cto. Abierto eje directo:	$T_{do}' =$	4.868 seg
• Cte. de tiempo transitoria Cto. abierto eje q:	$T_{qo}' =$	0.379 seg
• Cte. de tiempo subtransitoria Cto. abierto eje d:	$T_{do}'' =$	0.023 seg
• Cte. de tiempo subtransitoria Cto. abierto eje q:	$T_{qo}'' =$	0.062 seg
• Factor de saturación a 100% del voltaje terminal:	(S 100) =	1.11
• Factor de saturación a 120% del voltaje terminal:	(S 120) =	1.49
• Constante de inercia turbina y generador combinados:	(H) =	0.376

Tabla 3.13 Modelo Dinámico de los Turbogeneradores TG-7 y TG-8

(VALORES DE REACTANCIAS EN % EN LA BASE DEL GENERADOR)

Figura 3.4 Modelo Dinámico de Turbogenerador TG-7, visto desde el ETAP

5.5.6.

Figura 3.5 Modelo Dinámico de Turbogenerador TG-8, visto desde el ETAP 5.5.6

• TAG:	G1 / G2	• Mod. generador:	Rotor liso
• Voltaje nominal:	13.8Kv	• Mod. excitatriz:	IEEE tipo AC8B
• Tipo:	Gas	• Mod. gobernador:	GT
• Capacidad:	197 MVA	• Activos mínimos:	41.25 MW
• Potencia nominal:	150 MW	• Reactivos mínimos:	0.00 MVAR
• Factor de potencia nominal:	90.0%		FP: 100.0%
• Cte. Inercia:		• Reactivos máximos:	58.095 MVAR

Tabla 3.14 Datos de Placa de los Turbogeneradores G1 Y G2

• Reactancia subtransitoria en porcentaje:	$X_{d''} =$	12 %
• Reactancia transitoria en porcentaje:	$X_{d'} =$	23 %
• Reactancia de secuencia negativa:	$X_2 =$	12 %
• Reactancia de secuencia cero:	$X_0 =$	12 %

Tabla 3.15 Impedancias de Cortocircuito de los Turbogeneradores G1 y G2

• Reactancia sincrónica eje directo:	$X_d =$	110%
• Reactancia sincrónica eje de cuadratura:	$X_q =$	108%
• Reactancia de dispersión del estator:	$X_l =$	11%
• Cte. de tiempo transitoria Cto. abierto eje q:	$T_{qo}' =$	3.7 seg
• Cte. de tiempo subtransitoria Cto. abierto eje d:	$T_{do}'' =$	0.002 seg
• Cte. de tiempo subtransitoria Cto. abierto eje q:	$T_{qo}'' =$	0.002 seg
• Factor de saturación a 100% del voltaje terminal:	(S 100) =	1.07
• Factor de saturación a 120% del voltaje terminal:	(S 120) =	1.18
• Constante de inercia turbina y generador combinados:	(H) =	0.106

Tabla 3.16 Modelo Dinámico de los Turbogeneradores G1 y G2

(VALORES DE REACTANCIAS EN % EN LA BASE DEL GENERADOR)

Figura 3.6 Modelo Dinámico de Turbogenerador G1, visto desde el ETAP 5.5.6

Figura 3.7 Modelo Dinámico de Turbogenerador G2, visto desde el ETAP 5.5.6

3.3.1. Modelo de la Excitatriz de los Turbogeneradores TG-6, TG-7 y TG-8.

Para los generadores sincrónicos se define la representación del sistema de excitación y del regulador automático de voltaje (AVR).

La función de transferencia equivalente usada para los sistemas de excitación y AVR y sus parámetros son proporcionados por los fabricantes de la excitatriz o de acuerdo con los tipos recomendados por el IEEE en el Std. 421.5-2005 “IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies”, IEEE Power Engineering Society, 2005.

3.3.1.1. Turbogenerador TG-6.

El sistema de excitación del Turbogenerador TG-6 corresponde al modelo AC8B. El modelo matemático de este sistema de excitación se ilustra en la figura 3.8, y en la tabla 3.17 se definen cada uno de los parámetros para este sistema.

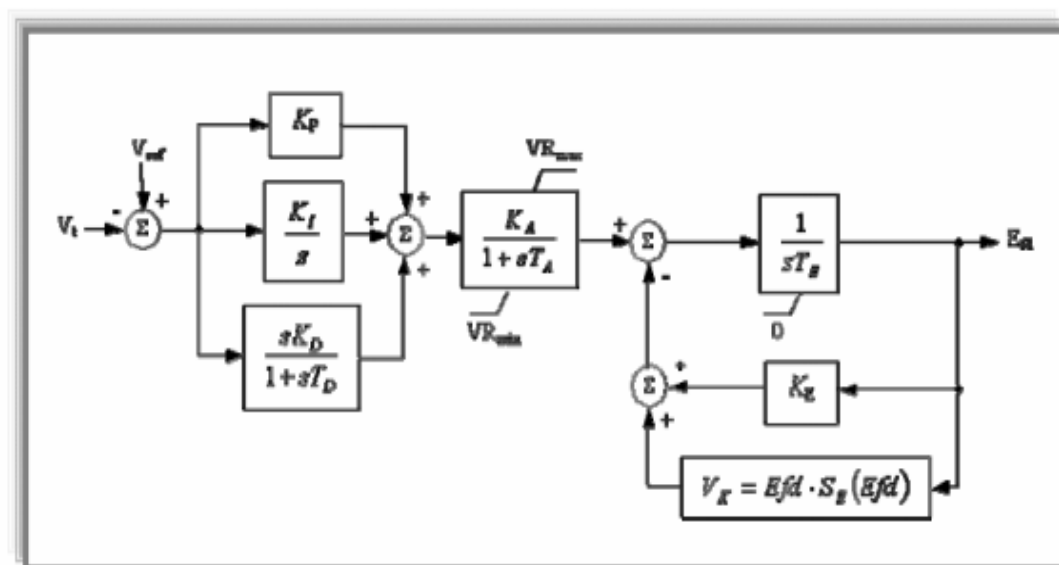


Figura 3.8. Representación Del Sistema De Excitatriz y AVR Del Tipo IEEE AC8B. [11]

Parámetro	Descripción
VR max	Valor máximo a la salida del regulador de voltaje
VR min.	Valor mínimo a la salida del regulador de voltaje
Temax	Valor de saturación de la excitatriz a Efdmax
SE.75	Valor de saturación de la excitatriz a 0.75 Efdmax
Efdmax	Máximo voltaje de salida de la excitatriz
KI	Ganancia de control integral
KD	Ganancia de control derivado
KA	Ganancia del regulador
KE	Constante de la excitatriz para campo auto excitado
TD	Constante de tiempo del control derivado
TA	Constante de tiempo del regulador amplificador
TE	Constante de tiempo de la excitatriz

Tabla 3.17. Descripción De Parámetros Del Modelo De Excitatriz IEEE Tipo AC8B.

Los valores típicos correspondientes a este modelo se muestran en la tabla a continuación.

Parámetros	Excitatriz modelo AC8B
VRmax (p.u)	10
VRmin (p.u)	0
SEmax (p.u)	1,5
SE.75 (p.u)	1,35
Efdmax (p.u)	4,5
KP (p.u)	170
KI (p.u)	130

KD (p.u)	60
KA (p.u)	1
TD(s)	0,03
TA(s)	0
TE(s)	1

Tabla 3.18. Valores Correspondiente A Los Parámetros Del Modelo De Excitatriz IEEE Tipo AC8B.

3.3.1.2. Turbogenerador TG-7.

El sistema de excitación correspondiente al modelo ST2, típico de los sistemas de excitación con fuentes compuestas como los SCT-PPT o SCPT de General Electric. La siguiente figura describe el funcionamiento del sistema de excitación y AVR del modelo IEEE Tipo ST2.

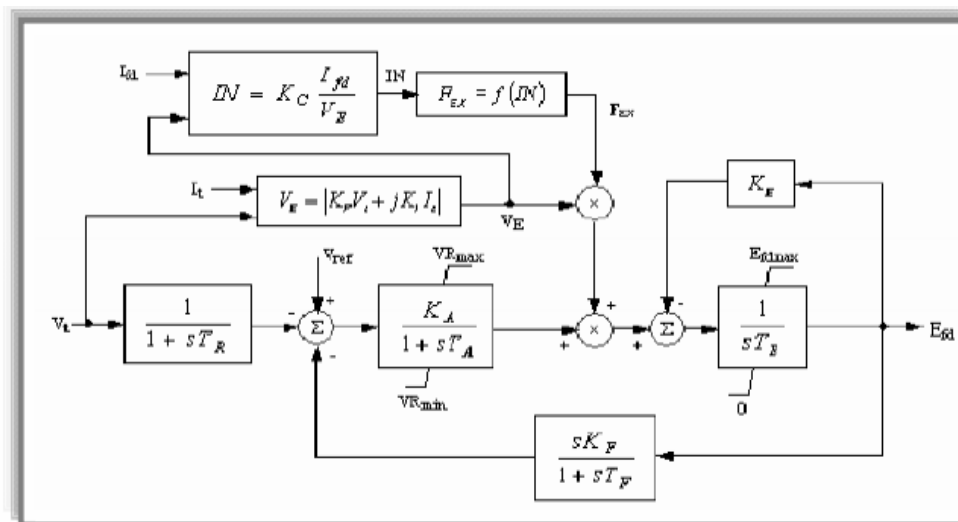


Figura 3.9. IEEE Tipo ST2- Sistema Estático Con Fuente de Corriente. [11]

En la siguiente tabla se definen cada uno de los parámetros para este sistema de excitatriz.

Parámetro	Descripción
VRmax	Valor máximo a la salida del regulador de voltaje
VRmin	Valor mínimo a la salida del regulador de voltaje
Efdmax	Máximo voltaje de la salida de la excitatriz
KA	Ganancia del regulador
KC	Ganancia del regulador
KE	Constante de la excitatriz para campo auto excitado
KI	Coefficiente de ganancia del circuito de corriente
KP	Coefficiente de ganancia del circuito de potencial
TA	Constante de tiempo del regulador amplificador
TF	Constante de tiempo del circuito regulador estabilizador
TR	Constante de tiempo del filtro regulador de entrada

Tabla 3.19. Descripción De Parámetros Del Modelo De Excitatriz IEEE Tipo ST2.

Los valores típicos correspondientes a este modelo se muestran en la tabla a continuación.

Parámetro	Excitatriz Tipo ST2
VRmax (p.u)	17.5
VRmin(p.u)	-15,5
Efdmax(p.u)	6,6
KA(p.u)	250
KC(p.u)	0,001
KE(p.u)	1
KF(p.u)	0,06
KI(p.u)	0,001
KP(p.u)	0,1

TA(s)	0,03
TE(s)	1,25
TF(s)	1
TR(s)	0,005

Tabla 3.20. Valores Correspondientes a los Parámetros Del Modelo De Excitatriz IEEE Tipo ST2.

3.3.1.3. Turbogenerador TG-8.

El turbogenerador TG-8 tiene una excitatriz y AVR que representa un sistema de rectificador controlado y fuente de voltaje tipo ST1. Este modelo puede utilizarse para simular todos aquellos sistemas donde la fuente sea un transformador de voltaje alimentado desde la salida del generador principal.

En la figura 3.10 el diagrama funcional del sistema de excitación y AVR del modelo IEEE Tipo ST1, y la tabla a continuación muestra cada uno de los parámetros para este sistema de excitatriz.

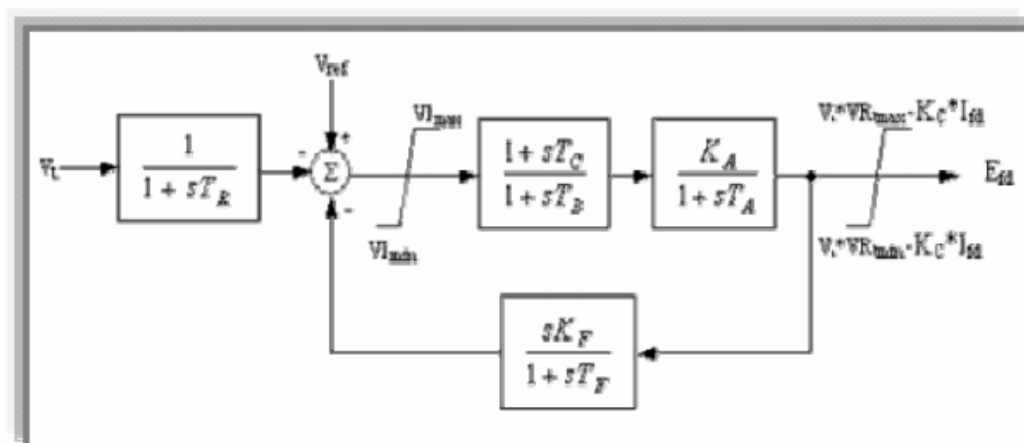


Figura 3.10. IEEE Tipo ST1-Excitatriz Co Rectificador controlado y fuente de voltaje. [11]

Parámetro	Descripción
VRmax	Valor máximo a la salida del regulador de voltaje
VRmin	Valor mínimo a la salida del regulador de voltaje
VImax	Máxima señal interna dentro del regulador de voltaje
VImin	Minima señal interna dentro del regulador de voltaje
KA	Ganancia del regulador
KC	Ganancia del regulador
KF	Ganancia del circuito regulador estabilizador
TA	Constante de tiempo del regulador amplificador
TB	Constante de tiempo del regulador amplificador de voltaje
TC	Constante de tiempo del regulador amplificador de voltaje
TF	Constante de tiempo del circuito regulador estabilizador
TR	Constante de tiempo del filtro regulador de entrada

Tabla 3.21. Descripción De Parámetros Del Modelo De excitatriz IEEE Tipo ST1.

Los valores típicos correspondientes a los parámetros de este sistema de excitatriz se muestran en la siguiente tabla.

Parámetros	Excitatriz Tipo ST1
VRmax	4,6
VRmin	0
VImax	2,4
VImin	-2,4
KA	52
KC	0,05
KF	0,114
TA	0,01
TB	0,92

TC	0
TF	0,6
TR	0

Tabla 3.22. Valores Correspondiente a Los Parámetros Del Modelo De Excitatriz IEEE Tipo ST1.

3.3.2. Modelo del Gobernador de Turbinas de Vapor y Gas de los Turbogeneradores TG6, TG7 y TG8.

El modelo del sistema de gobernador-turbina en estudios de estabilidad transitoria es esencial para periodos de simulación mayores a un segundo.

La librería de ETAP proporciona diferentes modelos de sistema de gobernador-turbina, el correspondiente a los turbogeneradores de la RPLC es del tipo Gas-Turbina (GT). Este tipo de sistema de gobernador-turbina representa un sistema simple de gobernador de velocidad y turbina a gas. La figura 3.11 muestra el funcionamiento del modelo GT.

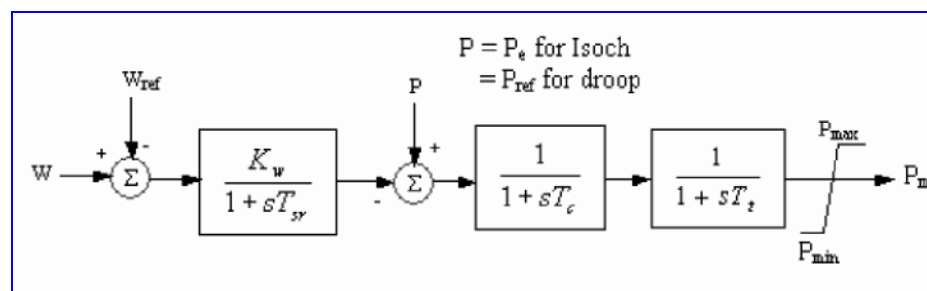


Figura 3.11 Modelo del Gobernador de los Turbogeneradores TG6, TG7 y TG8.

• Modo:	Droop o Isoch
• Velocidad de variación desde el estado estacionario:	Droop R=5.00%
• Máxima potencia en el eje:	$P_{\max} = 23.154 \text{ MW}$
• Mínima potencia en el eje:	$P_{\min} = 0.00 \text{ MW}$
• Cte. de tiempo para restablecer al gobernador:	$T_c = 0.10 \text{ seg}$
• Cte. de tiempo de la velocidad de disparo:	$T_{sr} = 0.15 \text{ seg}$
• Cte. de tiempo del disparo de la turbina:	$T_t = 0.10 \text{ seg}$

Tabla 3.23 Modelo del Gobernador de los Turbogeneradores TG7 y TG8.

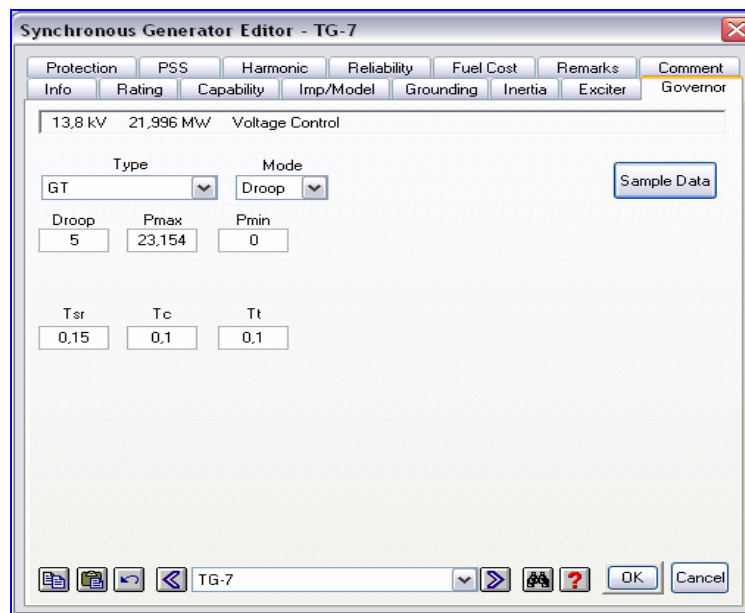


Figura 3.12 Modelo del Gobernador del Turbogenerador TG7, visto desde el ETAP 5.5.6.

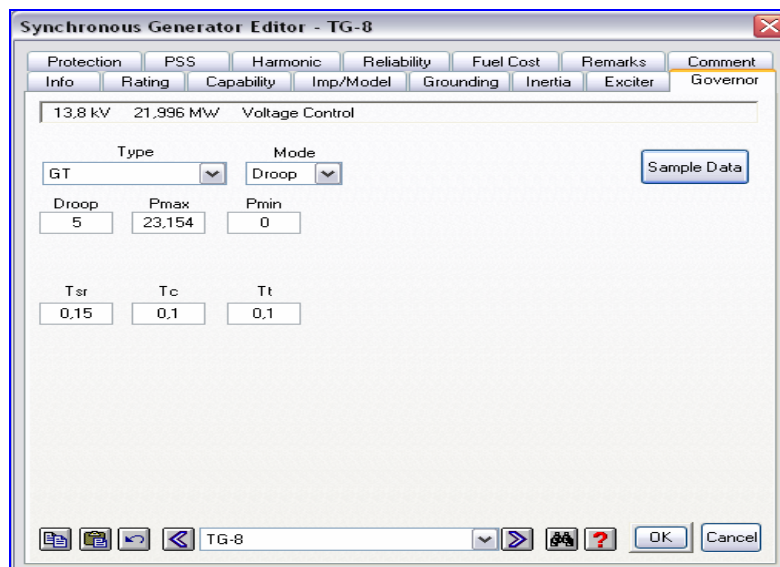


Figura 3.13 Modelo del Gobernador del Turbogenerador TG8, visto desde el ETAP 5.5.6.

• Modo:	Droop	o	Isoch
• Velocidad de variación desde el estado estacionario:	Droop		R = 5.00%
• Máxima potencia en el eje:	$P_{\max} =$		16.105 MW
• Mínima potencia en el eje:	$P_{\min} =$		0.00 MW
• Cte. de tiempo para restablecer al gobernador:	$T_c =$		0.10 seg
• Cte. de tiempo de la velocidad de disparo:	$T_{sr} =$		0.15 seg
• Cte. de tiempo del disparo de la turbina:	$T_t =$		0.10 seg

Tabla 3.24. Modelo del Gobernador del Turbogenerador TG6.

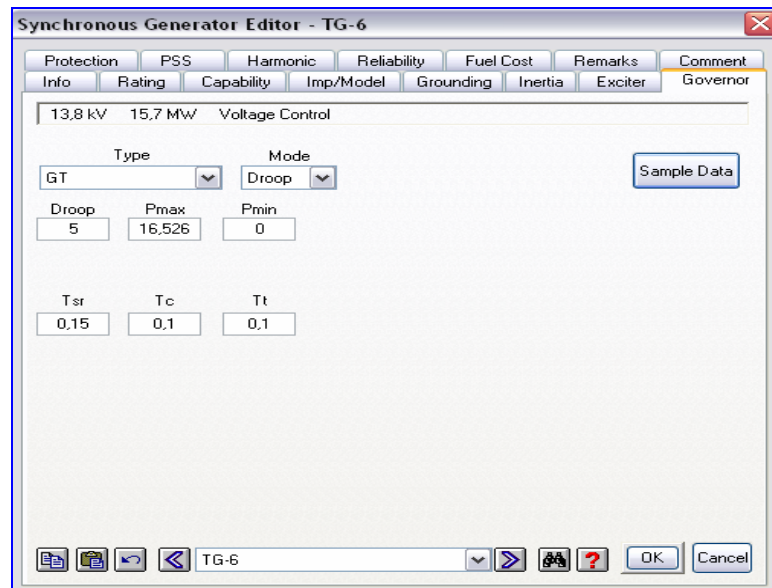


Figura 3.14 Modelo del Gobernador de los Turbogeneradores TG6, visto desde el ETAP 5.5.6.

3.3.3. Modelo de la Excitatriz de los Turbogeneradores G1 y G2

El sistema de excitación de los Generadores G1 y G2 corresponde al modelo AC8B, propio de un sistema de control basado en microprocesadores como el DECS-200 de Basler Electric. El modelo matemático de este sistema de excitación se ilustra en la figura 3.15, y en la tabla 3.25 se definen cada uno de los parámetros para este sistema

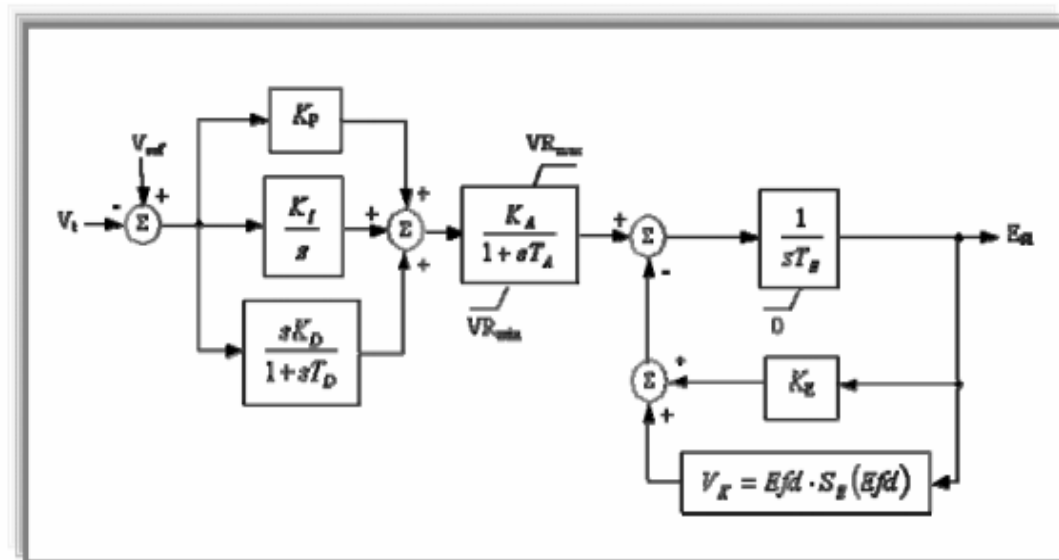


Figura 3.15. Representación Del Sistema De Excitatriz Del Tipo IEEE AC8B de los generadores G1 y G2 de PAL [11].

VRmax	Valor máximo a la salida del regulador de voltaje	VRmin	Valor mínimo a la salida del regulador de voltaje
SEmax	Valor de saturación de la excitatriz a Efdmax	SE.75	Valor de saturación de la excitatriz a 0.75Efdmax
Efdmax	Máximo voltaje de salida de la excitatriz	KP	Ganancia de control proporcional
KI	Ganancia de control integral	KD	Ganancia de control derivado
KA	Ganancia de regulador	KE	Constante de la excitatriz para campo auto excitado
TD	Constante de tiempo de control derivado	TA	Constante de tiempo del regulador amplificador

Tabla 3.25. Descripción De los Parámetros del Modelo de Excitatriz Del Tipo IEEE AC8B

VRmax	10	VRmin	-95
SEmax	0.04	SE.75	0.01
Efdmax	4.4	KP	170
KB	25	KD	0.35
KA	400	KE	1
TF	1	TA	0.01
TE	0.06		

Tabla 3.26. Parametrización del modelo del sistema de excitación

Synchronous Generator Editor - G1_PAL

Protection | PSS | Harmonic | Reliability | Fuel Cost | Remarks | Comment
 Info | Rating | Capability | Imp/Model | Grounding | Inertia | Exciter | Governor

13.8 kV 150 MW Voltage Control

Type: AC8B Control Bus: PaL_13.8_Tx1-2

Sample Data

VRmax	VRmin	SEMax	SE.75	Efdmax
10	0	1,5	1,36	4,5
KP	KI	KD	KA	KE
170	130	60	1	1
TD	TA	TE		
0,03	0	1		

G1_PAL

Figura 3.16. Modelo de la Excitatriz del Turbogenerador G1, visto desde el ETAP

5.5.6

Synchronous Generator Editor - Gen2_PAL

Protection | PSS | Harmonic | Reliability | Fuel Cost | Remarks | Comment
 Info | Rating | Capability | Imp/Model | Grounding | Inertia | Exciter | Governor

13.8 kV 150 MW Mvar Control

Type: AC8B Control Bus: PaL_13.8_Tx2-2

Sample Data

VRmax	VRmin	SEMax	SE.75	Efdmax
10	0	1,5	1,36	4,5
KP	KI	KD	KA	KE
170	130	60	1	1
TD	TA	TE		
0,03	0	1		

Gen2_PAL

Figura 3.17. Modelo de la Excitatriz del Turbogenerador G2, visto desde el ETAP

5.5.6

3.3.4. Modelo del Gobernador de Turbinas de Vapor y Gas de los Turbogeneradores G1 y G2.

La librería de ETAP proporciona diferentes modelos de sistema de gobernador-turbina, el correspondiente a los turbogeneradores de la RPLC es del tipo Gas-Turbina (GT). Este tipo de sistema de gobernador-turbina representa un sistema simple de gobernador de velocidad y turbina a gas. La figura 3.18 muestra el funcionamiento del modelo GT.

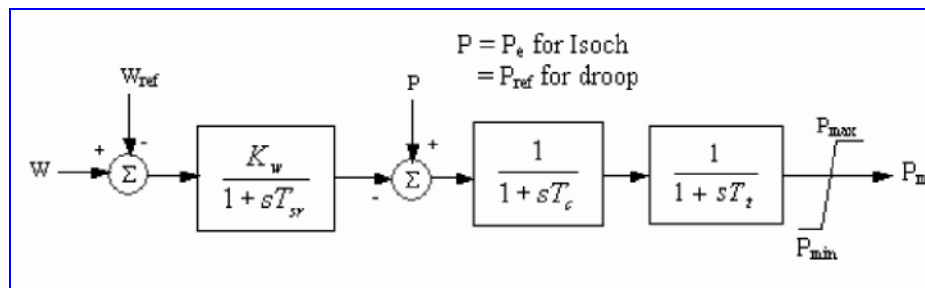


Figura 3.18. Modelo de gobernador de los generadores de PAL G1 y G2

• Modo:	Droop	o	Isoch
• Velocidad de variación desde el estado estacionario:	Droop		R=5.00%
• Máxima potencia en el eje:	$P_{\max} =$		180 MW
• Mínima potencia en el eje:	$P_{\min} =$		0.00 MW
• Cte. de tiempo para restablecer al gobernador:	$T_c =$		0.10 seg
• Cte. de tiempo de la velocidad de disparo:	$T_{sr} =$		0.15 seg
• Cte. de tiempo del disparo de la turbina:	$T_t =$		0.10 seg

Tabla 3.27 Datos de placa de los generadores G1 y G2 de PAL

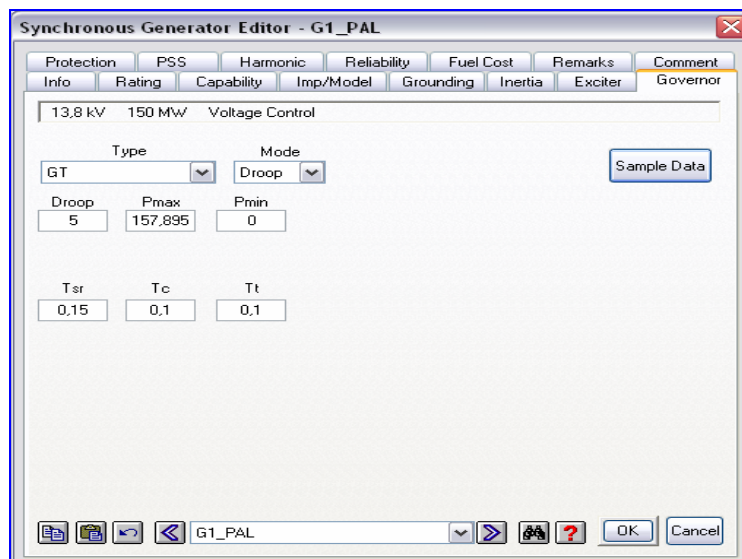


Figura 3.19 Modelo del Gobernador del Turbogenerador G1, visto desde el ETAP 5.5.6.

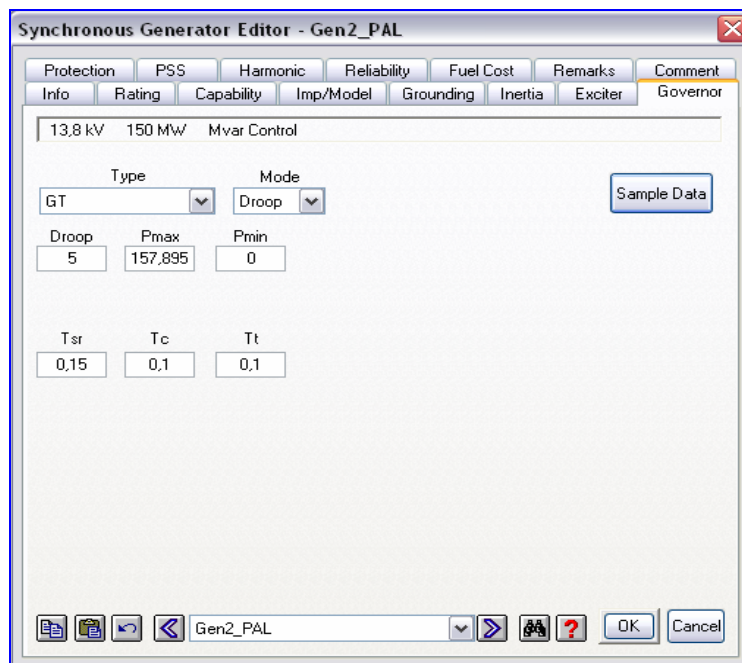


Figura 3.20 Modelo del Gobernador del Turbogenerador G2, visto desde el ETAP 5.5.6.

CAPÍTULO IV

DESARROLLO DEL PROYECTO

4.1. ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA

4.1.1. Estudio de Flujo de carga en la interconexión PAL-VALCOR-RPLC.

La inclusión de la nueva planta de generación Alberto Lovera (PAL) en la Refinería Puerto La Cruz tendrá un gran impacto debido a que traerá como consecuencia una nueva interconexión de la refinería con el sistema eléctrico nacional.

Actualmente dicha Planta está en una etapa de construcción, por lo que es necesario realizar un estudio que permita calcular el impacto que éste tendrá en el sistema eléctrico de la RPLC, evaluando los niveles de tensión, las potencias generadas y las cargas dentro del mismo. Realizando este estudio es posible establecer un sistema de protecciones que sea capaz de detectar cualquier perturbación en el sistema eléctrico nacional así como también las posibles fallas que se puedan presentar en el sistema en estudio, de esta manera se pueda obtener un sistema seguro y confiable.

Para resolver el problema del flujo de carga, ha sido empleado el software computacional ETAP, el cual requiere la definición de los tipos de barras asignadas y del método a utilizar. Para este caso, se definió como “barra slack” a la barra infinita o fuente de suministro proveniente del Sistema Eléctrico Nacional de manera que

controle el voltaje y el ángulo de fase, como “barra PV o de voltaje controlado” a la barra donde se encuentran conectados los generadores, y por último, las “barras de carga o PQ” son todas aquellas que conformarán el sistema eléctrico en estudio. Por otra parte, el método iterativo seleccionado ha sido el método no lineal de Newton Raphson.

Para los análisis se han tomado en cuenta los niveles de tensión máximos y mínimos permitidos por la norma **ANSI C84.1-1989**, los cuales se muestran en la **tabla 4.1**.

Voltaje nominal (KV)	Condiciones normales RANGO A				Contingencia RANGO B			
	Máximo		Mínimo		Máximo		Mínimo	
	KV	%ΔV	KV	%ΔV	KV	%ΔV	KV	%ΔV
0,48	0,504	5%	0,456	-5%	0,508	5,83%	0,440	-8,33%
4,16	4,37	5,05%	4,05	-2,64%	4,4	5,77%	3,95	-5,05%
13,8	14,49	5%	13,46	-2,46%	14,52	5,22%	13,11	-5%
34,5	36,23	5%	33,64	-2,5%	36,51	5,8%	32,78	-5%
230	242	5%	218,5	-5%				

Tabla 4.1. Voltajes nominales estándar y rangos de voltaje.

Para el desarrollo de este estudio se han planteado las condiciones de operación posibles en el sistema eléctrico relacionado a la interconexión PAL-VALCOR-RPLC. Es importante resaltar que para cada condición de operación se encuentran en funcionamiento los generadores G1 y G2 de la planta PAL (90% de su capacidad).

4.1.1.1. Condición de operación #1.

En el capítulo anterior se ha definido detalladamente la estructura del sistema en estudio para la condición de operación número uno (1) donde se encuentra en funcionamiento los generadores G6 y G7 en Planta eléctrica.

Los resultados obtenidos en esta primera condición se encuentran plasmados en la **tabla 4.2** y la **tabla 4.3**

S/E		Tensión		Angulo (grados)	Potencia entregada			Corriente Amp
		KV	%ΔV		MVA	MW	MVAR	
PAL	G1	14,214	103	0.77	156,8	140	70,5	6367,3
	G2	14,223	103,2	0.76	157,4	140	72	6389,7
PPE	TG6	13,8	100	-1,79	15	12	-9	628,2
	TG7	13,8	100	-2,95	19,4,9	16	-10,9	809,7
	TG8	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 4.2. Resultados del Flujo de carga en las S/E asociadas al sistema en estudio con presencia de turbogeneradores, considerando la condición de operación#1.

DESDE		HASTA		Línea	Corriente (Amp)	Potencia de operación		
KV	Angulo (grados)	KV	Angulo (grados)			MW	MVAR	MVA
Flujo de potencia en las líneas de transmisión.								
Guanta II 230		PAL 230		L1	73,8	-24,1	9,7	-29,2
228,448	-3,63	228,385	-3,54	L2	73,8	-24,1	9,7	-29,2
PAL 230		VALCOR 34,5		L1	53,8	7,1	20,1	21,3
228,385	-3,54	35,629	-4,20	L2	53,8	7,1	20,1	21,3
VALCOR 34,5		PPE 13,8		L1	521,1	-4,2	11,7	-12,5
35,629	-4,20	13,8	-1,79	L2	521,1	-4,2	11,7	-12,5

Tabla 4.3. Resultados del Flujo de carga entre los diferentes barras del sistema en estudio, considerando la condición de operación#1

Para esta condición, se encuentran en operación los turbogeneradores TG6 y TG7 de planta eléctrica con una potencia de entrega de 12 y 16 Mw. respectivamente. De igual forma los generadores G1 y G2 de PAL operan entregando una potencia de 140 Mw. c/u.

Los resultados arrojados por el ETAP PS nos reflejan que los niveles de tensión para cada barra del sistema se encuentran dentro de los valores permisibles. La nueva configuración del sistema eléctrico de la refinería de puerto la cruz, la cual comprende la generación de potencia eléctrica producida por los generadores de Planta Eléctrica y de la Planta de Generación PAL, hace posible que la generación supere la carga de la refinería y del proyecto de conversión profunda y la potencia que excede es entregada hacia el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

En condiciones normales el nuevo sistema eléctrico de la refinería se encuentra interconectado con el SIN a través de dos líneas provenientes desde GUANTA II hasta la S/E PAL 230 kv, esta interconexión funciona como respaldo para el sistema eléctrico de la refinería, pero ante la salida de ambas líneas, no producirá ninguna pérdida de algún proceso ya que se cuenta con la generación necesaria para continuar con un buen funcionamiento, trabajando de modo aislado al SEN.

4.1.1.2. Condición de operación #2.

La estructura del sistema en estudio para la condición de operación numero dos (2) donde se comprende el funcionamiento el generador TG7 de Planta eléctrica.

Los resultados obtenidos en esta segunda condición se encuentran plasmados en la **tabla 4.4** y la **tabla 4.5**

S/E		Tensión		Angulo	Potencia entregada			Corriente
		KV	% ΔV	(grados)	MVA	MW	MVAR	Amp
PAL	G1	14,214	103	0,76	154,3	140	64,8	6266,6
	G2	14,214	103	0,76	154,3	140	64,8	6266,6
PPE	TG6	0	0	0	0	0	0	0
	TG7	13,815	100,11	-5,13	20,4	17	-12	852,6
	TG8	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 4.4. Resultados del Flujo de carga en las S/E asociadas al sistema en estudio con presencia de turbogeneradores, considerando la condición de operación#2

DESDE		HASTA		Línea	Corriente (Amp)	Potencia de operación		
KV	Angulo (grados)	KV	Angulo (grados)			MW	MVAR	MVA
Flujo de potencia en las líneas de transmisión.								
Guanta II 230		PAL 230		L1	75	-27,6	11,1	-29,8
229,173	-3,64	229,092	-5,54	L2	75	-27,6	11,1	-29,8
PAL 230		VALCOR 34,5		L1	51,2	13,1	15,5	20,3
229,092	-5,54	36,027	-4,8	L2	51,2	13,1	15,5	20,3
VALCOR 34,5		PPE 13,8		L1	133,1	1,6	8,2	8,3
36,027	-4,8	13,815	-5,13	L2	133,1	1,6	8,2	8,3

Tabla 4.5. Resultados del Flujo de carga entre los diferentes barras de del sistema en estudio, considerando la condición de operación#2.

Al igual que en el escenario anteriormente estudiado, en éste los niveles de tensión también se encontrarían dentro de los límites permitidos. Para esta condición de operación el turbogenerador TG7 se fija para una potencia de entrega de 17 Mw. y los turbogeneradores de PAL trabajan bajo los mismos requerimientos de la condición anterior.

Debido a que se encuentra en operación un solo generador de Planta Eléctrica la cantidad de potencia que fluye hacia el SEN disminuye ya que las exigencias del sistema eléctrico de la refinería aumentan. Sin embargo es necesario destacar que durante esta condición de operación la doble interconexión de PAL- GUANTA II continua siendo usado como respaldo para nuestro sistema en estudio.

4.1.1.3. Condición de operación #3.

Para esta condición de operación se encuentra en funcionamiento el generador TG6, TG7 y TG8 de Planta eléctrica.

Los resultados obtenidos en esta tercera condición se encuentran plasmados en la tabla 4.6 y la tabla 4.7

S/E		Tensión		Angulo	Potencia entregada			Corriente
		KV	%ΔV	(grados)	MVA	MW	MVAR	Amp
PAL	G1	14,214	103	0,76	154,3	140	64,8	6266,6
	G2	14,214	103	0,76	154,3	140	64,8	6266,6
PPE	TG6	13,8	100	3,06	12,5	10	-3,6	523,6
	TG7	13,8	100	-0,84	19,3	16	-10,7	805,9
	TG8	13,8	100	3,06	15	14	-5,5	628,1

Tabla 4.6. Resultados del Flujo de carga en las S/E asociadas al sistema en estudio con presencia de turbogeneradores, considerando la condición de operación#3.

DESDE		HASTA		Línea	Corriente (Amp)	Potencia de operación		
KV	Angulo (grados)	KV	Angulo (grados)			MW	MVAR	MVA
Flujo de potencia en las líneas de transmisión.								
Guanta II 230		PAL 230		L1	91,1	-33,5	10,4	-36
228,447	-3,41	228,389	-3,29	L2	91,1	-33,5	10,4	-36
PAL 230		VALCOR 34,5		L1	52,7	1,2	20,8	20,8
228,389	-3,29	35,593	-3,25	L2	52,7	1,2	20,8	20,8
VALCOR 34,5		PPE 13,8		L1	538,7	-5,8	11,5	-12,9
35,593	-3,25	13,815	3,12	L2	863,6	-14,6	11,7	-20,6

Tabla 4.7. Resultados del Flujo de carga entre los diferentes barras de del sistema en estudio, considerando la condición de operación#3.

Para esta condición de operación se mantienen los niveles permisibles para las barras que componen el sistema en estudio. Es necesario destacar que en esta condición de operación se a aprovechado aun mas la capacidad de generación de Planta Eléctrica (80 % aproximadamente), fijando en 12, 16 y 14 Mw. la capacidad de operación de los turbogeneradores TG6, TG7 y TG8 respectivamente. Esto trae como consecuencia que el flujo de potencia que va desde la barra de planta eléctrica hacia VALCOR aumente considerablemente y a sus ves hace posible que la cantidad de potencia que es entregada hacia el SEN también se vea incrementada.

Todos estos resultados serán de gran utilidad en la planeación y definición de un esquema de protección adecuado, así como en la determinación de las mejores condiciones de operación del sistema en estudio. La información principal a obtener de un estudio de flujo de carga, es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada barra y las potencias real y reactiva que fluyen en cada línea.

4.2. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

4.2.1. Cálculo de la corriente de cortocircuito.

4.2.1.1. Método de cálculo de cortocircuito empleado por el ETAP.

Para el análisis de cortocircuito en las barras presentes en el sistema en estudio, se utilizó el programa de computación ETAP® (Electrical Transient Analysis Program) versión 5.5.6, el cual nos ofrece una herramienta de gran ayuda para realizar los cálculos necesarios de una manera mas rápida.

El módulo usado para el cálculo de la corriente de cortocircuito trifásica es el denominado “Run 3-Phase Device Duty” que arroja como resultados la corriente de cortocircuito trifásica momentánea simétrica y para el calculo de la corriente de cortocircuito monofásica es usado el modulo “Run 3-Phase, LG, LL, LLG” que nos proporciona los resultados de las corrientes de cortocircuito monofásica momentánea línea-tierra, línea-línea y línea-línea-tierra, a demás, es necesario señalar que los resultados obtenidos a través de estos módulos son a $\frac{1}{2}$ ciclo de haber ocurrido la falla, periodo para el cual la corriente adquiere su máximo valor. Los estudios son desarrollados bajo la última versión de las Normas ANSI/IEEE e IEC, que se rige por los siguientes estándares.

ESTÁNDAR	AÑO	TITULO
IEEE C37.04	1999	Standard Rating Structures for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis and Supplements.
IEEE C37.010	1999	Standard Application Guide for AC High-Voltage Circuit

		Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis and Supplements.
IEEE C37.013	1997	Standard for AC High-Voltage Generator Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis
IEEE C37.20.1	1993	Standard for Metal Enclosed Low-Voltage Power Circuit Breaker Switchgear.
IEEE Std 141	1993	Electric Power Distribution for Industrial Plants – The Red Book.
IEEE Std 242	2001	IEEE Recommended Practice for protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems – The Buff Book.
IEEE Std 399	1997	Power System Analysis – the Brown Book
UL 489-9	1996	Standard for Safety for Molded-Case Circuit Breakers, Molded-Case Switches, and Circuit-Breaker Enclosures.

El método de cálculo según la norma ANSI/IEEE se describe en forma general como sigue a continuación:

1. Se coloca una fuente de tensión equivalente en el punto de falla, que es igual a la tensión pre-falla en ese punto, reemplazando todas las fuentes de tensión tanto externas como internas.
2. Todas las máquinas son representadas por su impedancia interna.
3. Las capacitancias de las líneas y las cargas estáticas no se consideran.
4. Los TAP's de los transformadores se pueden seleccionar en su posición nominal o en una determinada posición, a fin de ajustar la impedancia de los transformadores.

La corriente de cortocircuito momentánea, es decir, a $\frac{1}{2}$ ciclo representa el máximo valor de la corriente de cortocircuito antes de que sus componentes AC y DC

decaigan a su valor de estado estable, para ello ETAP utiliza el siguiente procedimiento de cálculo:

1. Calcula el valor simétrico rms de la corriente de cortocircuito momentánea usando la siguiente ecuación:

$$I_{\text{mom,rms,sim}} = \frac{V_{\text{pre-falla}}}{\sqrt{3} \times Z_{\text{eq}}} \quad \text{Ec. 4.1}$$

Donde Z_{ep} es la impedancia equivalente en la barra donde ha ocurrido la falla.

2. El cálculo de la corriente asimétrica rms momentánea se hace usando la siguiente ecuación:

$$I_{\text{mom,rms,asim}} = MF_m \times I_{\text{mom,rms,sim}} \quad \text{Ec. 4.2}$$

Donde MF_m es el factor multiplicador momentáneo y se obtiene de:

$$MF_m = \sqrt{1 + 2e^{-\frac{2\pi}{X/R}}} \quad \text{Ec. 4.3}$$

3. El cálculo de la corriente de cortocircuito pico momentánea se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$I_{\text{mom,pico}} = MF_p \times I_{\text{mom,rms,sim}} \quad \text{Ec. 4.4}$$

Donde MF_p es el factor multiplicador momentáneo pico y se obtiene de:

$$MF_p = \sqrt{2} \left(1 + e^{\frac{-\pi}{X/R}} \right) \quad \text{Ec. 4.5}$$

4.2.2. Estudio de cortocircuito en las diferentes barras del sistema eléctrico de la RPLC.

Como consecuencia de la puesta en servicio de la interconexión VALCOR-RPLC en 13.8kV, PDVSA ha realizado estudios previos para verificar los niveles de cortocircuito, sin embargo, esos estudios eran realizados sin tomar en cuenta las expansiones que ha tenido el sistema eléctrico de la refinería Puerto la Cruz aguas abajo. En este proyecto se realiza el estudio de cortocircuito tomando en cuenta todas las cargas actualmente instaladas, para así determinar los niveles de cortocircuito máximos simétricos y de línea a tierra en las barras principales del sistema para los diferentes niveles de tensión.

4.2.2.1. Objetivo

El estudio de cortocircuito que se llevó a cabo para el desarrollo de este proyecto, tiene como objetivo fundamental determinar las máximas corrientes que pueden circular por los conductores del sistema eléctrico asociado a la interconexión PAL-VALCOR-RPLC ante la ocurrencia de una falla. Para ello, se analizó el caso en que suceda una falla de tipo trifásica, ya que, a pesar de ser poco usual, es la que produce las corrientes más elevadas. Así como también se realizó el estudio y análisis en el caso de ocurrir una falla monofásica (LG), debido a que estas son las perturbaciones mas frecuentes en el SEN.

4.2.2.2. Escenario planteado para el estudio de cortocircuito.

En este estudio se ha considerado como escenario aquel en el cual existan más fuentes que contribuyan a la corriente de cortocircuito, a manera de conocer la mayor contribución de corriente por cada circuito del sistema, es decir, se consideró la condición de operación más crítica a la cual se pueda someter el sistema a la hora de una falla.

Este escenario se define de la siguiente manera:

- Dos alimentadores provenientes de Guanta II.
- Ambos generadores PAL en funcionamiento
- Doble interconexión PAL-VALCOR.
- Toda la carga del proyecto de Conversión Profunda (220 MW aproximadamente).
- Doble interconexión VALCOR-RPLC (circuitos 4A y 4B).
- G6, G7 y G8 de Planta Eléctrica en funcionamiento (Enlace de barra abierto).
- Toda la carga de VALCOR conectada (40 MW aproximadamente).
- Toda la carga de PPE conectada (21 MW)

4.2.2.3. Resumen de resultados obtenidos.

A continuación se presentan una serie de tablas donde se muestra la corriente de cortocircuito monofásica (LG) y trifásica total y todas las contribuciones asociadas a cada barra de la interconexión PAL-VALCOR-RPLC, calculada por el ETAP.

BARRA PAL SECCION A	MONOFASICO	TRIFASICO
	TENSION NOMINAL	TENSION NOMINAL
	230 kV	230 kV
	TENSION FALLA	TENSION FALLA
	211,91 KV	0 kV
ELEMENTO	CONTRIBUCION (kA)	
Generador I PAL (TX1)	0,367	1,97
Inter. Guanta II (L1)	1,02	4,69
CP (L1)	0	1,37
Inter. VALCOR (L1)	0	0,394
Contribución de sección B hacia sección A	1,18	8,83
TOTAL	2,36	17,2

Tabla 4.8. Resumen de resultados del estudio de cortocircuito monofásico y trifásico en la barra A de PAL.

BARRA PAL SECCION B	MONOFASICO	TRIFASICO
	TENSION NOMINAL	TENSION NOMINAL
	230 kV	230 kV
	TENSION FALLA	TENSION FALLA
	211,91 KV	0 kV
ELEMENTO	CONTRIBUCION (kA)	
Generador I PAL (TX2)	0,367	1,97
Inter. Guanta II (L2)	1,02	4,69
CP (L2)	0	1,37
Inter. VALCOR (L2)	0	0,394
Contribución de sección A hacia sección B	1,18	8,83
TOTAL	2,36	17,2

Tabla 4.9. Resumen de resultados del estudio de cortocircuito monofásico y trifásico en la barra B de PAL.

BARRA VALCOR SECCION A	MONOFASICO	TRIFASICO
	TENSION NOMINAL	TENSION NOMINAL
	230 kV	230 kV
	TENSION FALLA	TENSION FALLA
	34,08 kV	0
ELEMENTO	CONTRIBUCION (kA)	
VALCOR-PPE (L1)	0	1,7
PAL-VALCOR (L1)	0,378	7,26
Contribución de sección B hacia sección A	0,378	10,01
Circuitos de salida de Sección A	0	1,68
TOTAL	0,758	20,7

Tabla 4.10. Resumen de resultados del estudio de cortocircuito monofásico y trifásico en la sección A de la barra VALCOR (interruptor de enlace B-120 cerrado).

BARRA VALCOR SECCION B	MONOFASICO	TRIFASICO
	TENSION NOMINAL	TENSION NOMINAL
	230 kV	230 kV
	TENSION FALLA	TENSION FALLA
	34,08 kV	0
ELEMENTO	CONTRIBUCION (kA)	
VALCOR-PPE (L1)	0	1,96
PAL-VALCOR (L1)	0,378	7,26
Contribución de sección A hacia sección B	0,378	10,56
Circuitos de salida de Sección B	0	0,92
TOTAL	0,758	20,7

Tabla 4.11. Resumen de resultados del estudio de cortocircuito monofásico y trifásico en la sección B de la barra VALCOR (interruptor de enlace B-120 cerrado).

	MONOFASICO	TRIFASICO
BARRA PPE SECCION A	TENSION NOMINAL	TENSION NOMINAL
	230 kV	230 kV
	TENSION FALLA	TENSION FALLA
	11,43 kV	0
ELEMENTO	CONTRIBUCION (kA)	
VALCOR-PPE (L1)	0,287	5,39
TG7	0,314	8,52
Circuitos de salida de Sección A	4,679	2,19
TOTAL	5,28	16,1

Tabla 4.12. Resumen de resultados del estudio de cortocircuito monofásico y trifásico en la sección A de la barra PPE (interruptor de enlace cerrado).

	MONOFASICO	TRIFASICO
BARRA PPE SECCION B	TENSION NOMINAL	TENSION NOMINAL
	230 kV	230 kV
	TENSION FALLA	TENSION FALLA
	11,99 kV	0
ELEMENTO	CONTRIBUCION (kA)	
VALCOR-PPE (L2)	0,307	5,32
TG6	0	6,08
TG8	0,335	8,52
Circuitos de salida de Sección B	4,788	2,08
TOTAL	5,43	22,1

Tabla 4.13. Resumen de resultados del estudio de cortocircuito monofásico y trifásico en la sección B de la barra PPE (interruptor de enlace cerrado).

Las fallas del sistema se manifiestan como condiciones anormales de operación que nos podrían conducir a uno de los siguientes fenómenos:

- Indeseables flujos de corrientes.
- Presencia de corrientes de magnitudes exageradas que podrían dañar los equipos.
- Caída de Voltaje en la vecindad de la falla que puede afectar adversamente la operación de las maquinas rotatorias.

La duración del cortocircuito es el tiempo en segundos o ciclos durante el cual, la corriente de cortocircuito circula por el sistema. El fuerte incremento de calor generado por tal magnitud de corriente, puede destruir o envejecer los aislantes del sistema eléctrico, por lo tanto, es de vital importancia reducir este tiempo al mínimo mediante el uso de las protecciones adecuadas. Los ajustes serán definidos gracias a estos resultados arrojados por el ETAP

4.3. ESTUDIO DE ESTABILIDAD EN EL SISTEMA EN ESTUDIO.

El modulo de Análisis de Estabilidad Transitoria de ETAP esta diseñado para investigar las respuestas dinámicas y los limites de estabilidad de un sistema de potencia antes, durante y después de cambios o disturbios en el sistema. El programa modela las características dinámicas de un sistema de potencia, implementa eventos y acciones definidos por el usuario, soluciona el sistema de ecuaciones de la red y las ecuaciones diferenciales de la maquina interactivamente para encontrar las respuestas del sistema y de la maquina en el dominio del tiempo.

4.3.1. Objetivo

- Determinar las condiciones de funcionamiento de la red que permitan asegurar una Buena continuidad de alimentación en las diferentes plantas de procesos de la Refinería PLC.
- Establecer el esquema de separación de área necesario para preservar el buen estado de los generadores del sistema eléctrico de la RPLC incluyendo los generadores de la Planta Alberto Lovera PAL.

4.3.2. Metodología De Cálculo

La realización de estudios de estabilidad transitoria en sistemas de potencia es una tarea extensa. Se requiere conocimientos de los modelos dinámicos de las maquinas, modelos de los sistemas de control de las maquinas (tales como el sistema de excitación y el regulador automático de voltaje, sistemas de gobernador y turbina de la maquina, y estabilizadores de sistemas de potencia), modelado de la red eléctrica, cálculos numéricos, y teoría de equilibrio electromecánico de sistemas de potencia.

4.3.3. Normas Aplicadas

El modulo de análisis de estabilidad transitoria de ETAP cumple completamente con las versiones actualizadas de los siguientes estándares:

- IEEE Std. 1110TH-2002. IEEE Guide for Synchronous Generators Modeling Practices and Applications in Power System Stability Analyses.
- IEEE Std. 421.5TM-2005. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.

4.3.4. Descripción Del Estudio De Estabilidad

Para llevar a cabo el estudio de estabilidad se estableció la condición de operación donde se encuentran en servicio los turbogeneradores TG6, TG7 y TG8 de Planta Eléctrica, se simularan los siguientes escenarios en el sistema eléctrico de la RPLC

➤ **Escenario # 1:** Falla trifásica en la Barra de Guanta II 230 kV

a) Despeje de la falla a 150 ms.

- La falla es generada en la barra Guanta II (230 kv), 3 seg. una vez iniciada la simulación.
- El despeje de la falla se realizo 150 ms. después de haber ocurrido (apertura de interruptores asociados, cambiando la configuración del sistema).

b) Anulación de la falla a 150 ms.

- La falla es generada en la barra Guanta II (230 kv), 3 seg. una vez iniciada la simulación.
- La falla es eliminada 150 ms. después de haber ocurrido (producida por algún agente externo).

➤ **Escenario # 2:** Falla trifásica en la Barra de Barbacoa II 230 kV.

- La falla es generada en la barra Guanta II (230 kv), 3 seg. una vez iniciada la simulación.

➤ **Escenario # 3:** Apertura de la línea #1 y línea #2 de la interconexión PAL-Guanta II (L1 y L2).

- Falla es producida en las líneas de la interconexión 3 seg después de haber iniciado la simulación.
 - El despeje de la falla se realizo 50 ms. después de haber ocurrido (apertura de los interruptores asociados a cada línea).
- **Escenario # 4:** Apertura de la línea #1 y línea #2 de la interconexión PAL-S/E A (L1 y L2).
- Falla es producida en las líneas de la interconexión 3 seg después de haber iniciado la simulación.
 - El despeje de la falla se realizo 50 ms. después de haber ocurrido (apertura de los interruptores asociados a cada línea).

Las graficas a obtener serán analizadas, con base a los siguientes documentos:

- IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis. IEEE Std. 399-1997.
- Power System Stability And Control. Prabha Kundur.

4.3.5. Resultado del estudio de estabilidad para cada escenario de la condición de operación seleccionada (cond. #3).

- Condición de operación. En funcionamiento TG6, TG7 y TG8 de PPE y G1 y G2 en PAL.

- **Escenario #1:** Falla trifásica en la Barra de Guanta II 230 kV

a) despeje de la falla a 150 ms.



Figura 4.1. Respuesta del voltaje en la barra de la S/E PAL. Escenario 1a.

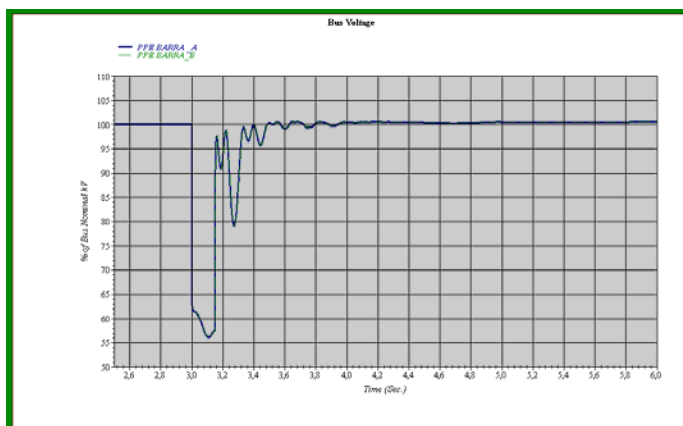


Figura 4.2. Respuesta del voltaje en la barra de PPE. Escenario 1a.

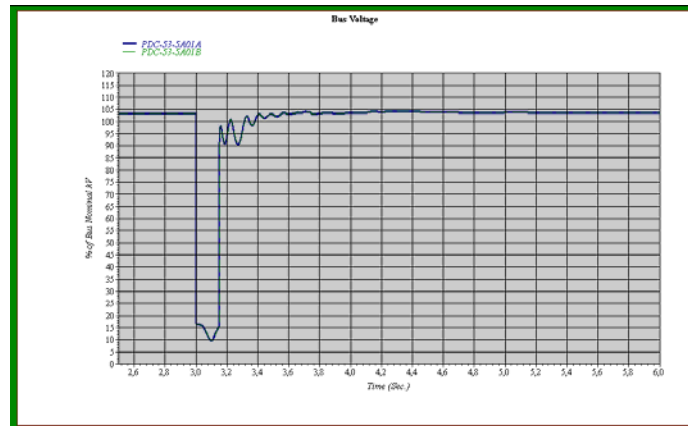


Figura 4.3. Respuesta del voltaje en la barra de VALCOR. Escenario 1a.

En las figuras 4.1, 4.2 y 4.3 muestran el comportamiento de los voltajes de cada una de las barras que conforman el sistema eléctrico de la refinería de Puerto la Cruz, para una falla trifásica en la barra de GUANTA II y despejada 150 segundos después de haber ocurrido la falla. El despeje de la falla se realiza simulando la apertura de los interruptores asociados a dicha barra..

b) Anulación de la falla a 150 ms.

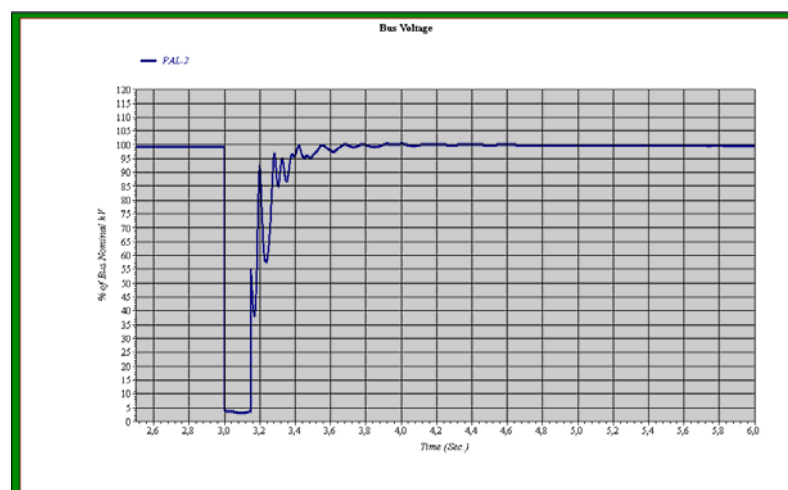


Figura 4.4. Respuesta del voltaje en la barra de la S/E PAL. Escenario 1b.

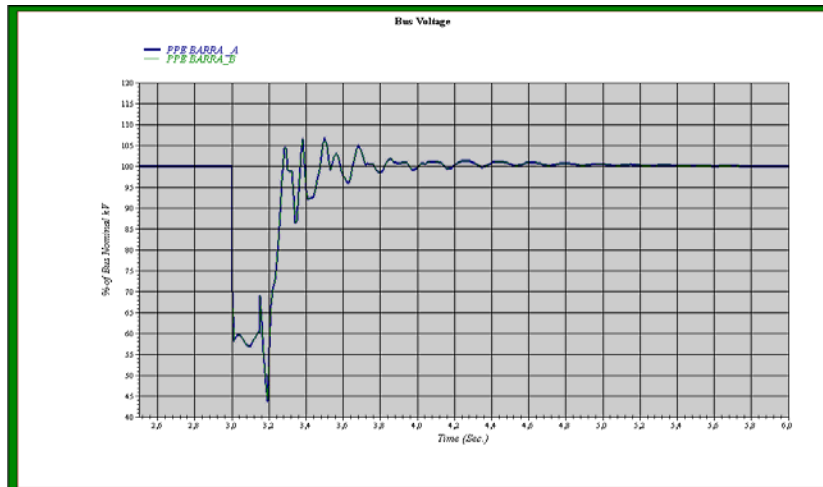


Figura 4.5. Respuesta del voltaje en la barra de PPE. Escenario 1b.

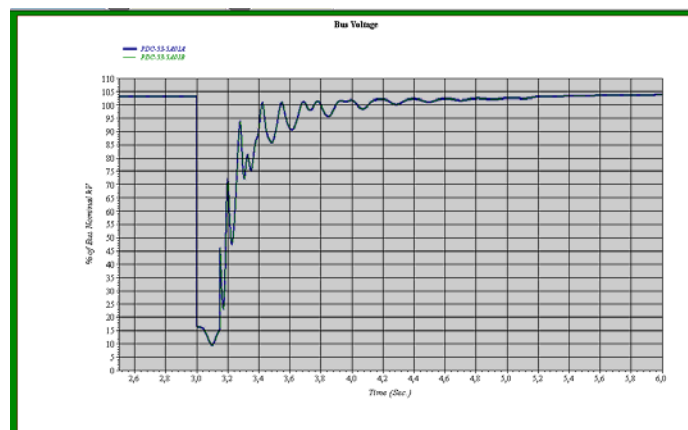


Figura 4.6. Respuesta del voltaje en la barra de VALCOR. Escenario 1b.

Para este escenario de simulación, bajo la condición de operación numero 2, se puede observar que la recuperación del voltaje en cada barra del sistema eléctrico de la RPLC se produce de manera mas lenta, es decir, una vez eliminada la falla el voltaje oscila de manera mas prolongada que la oscilación que se produce para el

escenario numero 1 bajo la misma condición de operación, sin embargo es necesario destacar que el sistema también alcanza un estado estable para un tiempo de despeje de 150 ms.

- **Escenario # 2: Falla trifásica en la Barra de Barbacoa II 230 kV.**

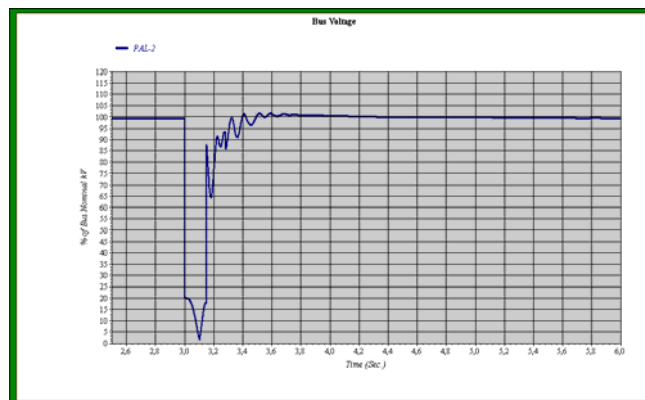


Figura 4.7. Respuesta del voltaje en la barra de la S/E PAL. Escenario 2.

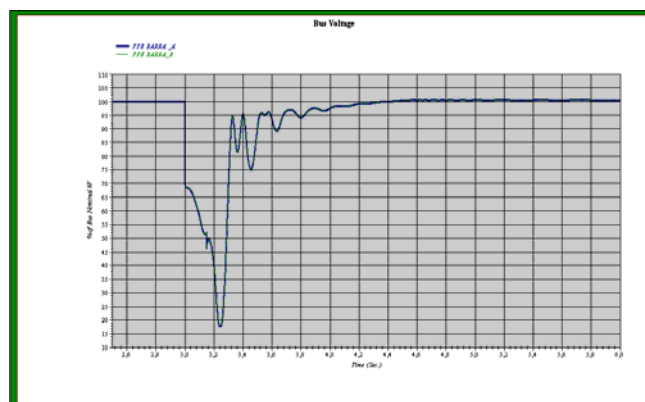


Figura 4.8. Respuesta del voltaje en la barra de PPE. Escenario 2.



Figura 4.9. Respuesta del voltaje en la barra de VALCOR. Escenario 2.

Para una falla trifásica en la barra de Barbacoas II con nivel de tensión de 230 KV, el comportamiento del voltaje en las barras del sistema eléctrico de la RPLC logra alcanzar la estabilidad. Cabe destacar que una vez transcurrido el transitorio los niveles de voltaje disminuyen y luego se produce la oscilación hasta que finalmente se alcanzan valores situados en el rango de estabilidad deseados.

- **Escenario # 3: Apertura de la línea #1 y línea #2 de la interconexión PAL-Guanta II (L1 y L2)**

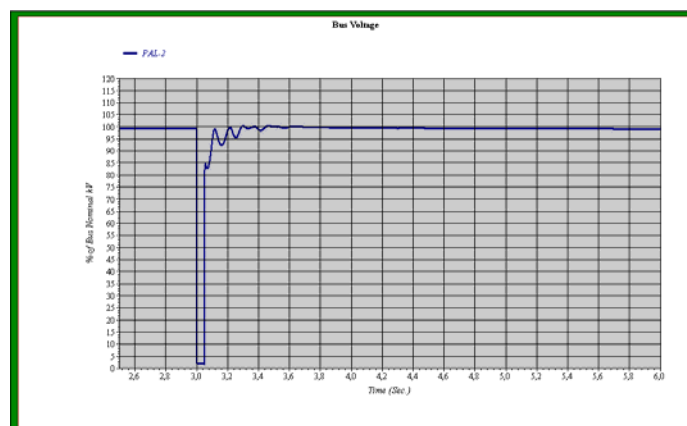


Figura 4.10. Respuesta del voltaje en la barra de la S/E PAL. Escenario 3.

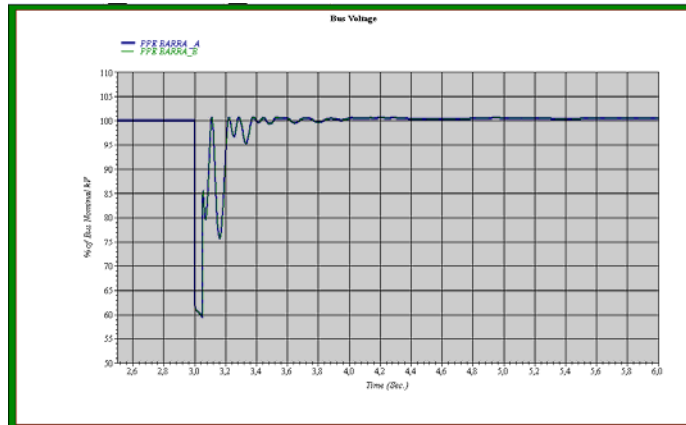


Figura 4.11. Respuesta del voltaje en la barra de PPE. Escenario 3.

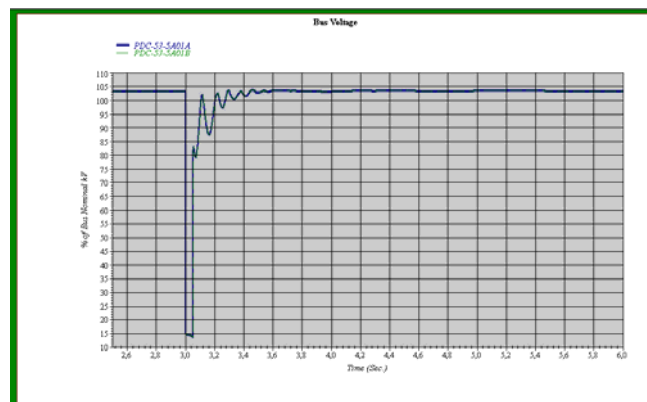


Figura 4.12. Respuesta del voltaje en la barra de VALCOR. Escenario 3.

En las figuras 4.10, 4.11 y 4.12 se aprecia que para la apertura de la línea que interconectan a la S/E Guanta II con la S/E PAL el sistema es considerado como estable. La presencia de los turbogeneradores de PPE y la PAL cubren la carga del sistema eléctrico refinador, de allí que una vez transcurrido el transitorio la recuperación de la estabilidad del voltaje se produce en un tiempo menor al esperado. Todo esto nos demuestra que la RPLC puede mantener sus operaciones de manera aislada al sistema eléctrico nacional.

- **Escenario # 4: Apertura de la línea #1 y línea #2 de la interconexión PAL-S/E A (L1 y L2).**

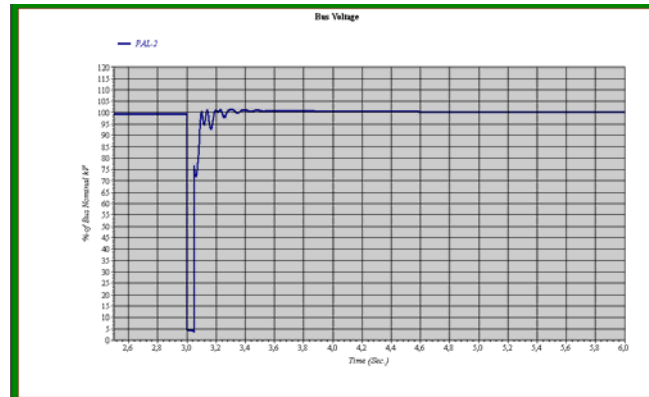


Figura 4.13. Respuesta del voltaje en la barra de la S/E PAL. Escenario 4.

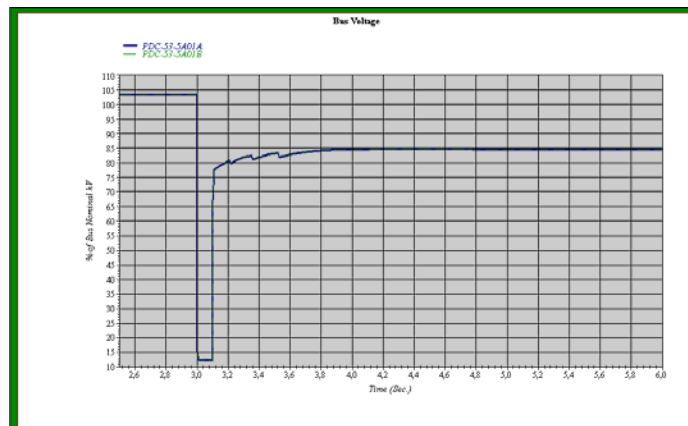


Figura 4.14. Respuesta del voltaje en la barra de PPE. Escenario 4.

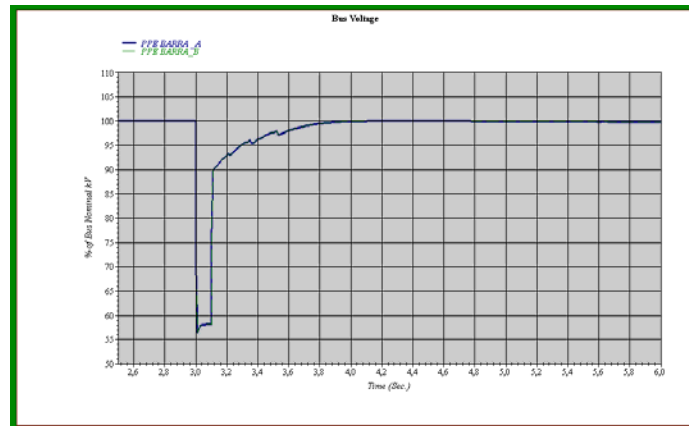


Figura 4.15. Respuesta del voltaje en la barra de VALCOR. Escenario 4.

Al producirse la apertura de las líneas que interconectan a la S/E PAL con la S/E “A”, 50 ms. después de haberse producido la perturbación, y basándonos en las graficas arrojadas por el ETAP PS, se puede observar que para la barra de la S/E PAL los niveles de tensión alcanzan rápidamente un estado similar al inicial. En la barra de la S/E A el sistema no logra alcanzar los niveles deseados para mantener los procesos asociados a esta instalación. Por ultimo para la barra de planta eléctrica se puede observar que luego de producirse la apertura de los interruptores asociados a las líneas de interconexión el sistema alcanza un nuevo estado de estabilidad.

Tomando en consideración lo expuesto anteriormente no es factible establecer un esquema que aisle la carga de los procesos de refinación para ser alimentada por la generación de PPE ya que produciría la perdida total, sin embargo si la separación se realiza aislando la carga de la Barra de PPE del resto del sistema eléctrico es posible mantener dicha carga alimentada por estos generadores sin perder la continuidad de los procesos sacrificando así la carga asociada a la S/E A cuidar que no se produzca la perdida total de la RPLC

Los resultados de los estudio de estabilidad de voltaje para cada barra del sistema considerando cada escenario de simulación correspondientes a la condición de operación numero 3 del sistema eléctrico de la RPLC, nos dan una visión del comportamiento de los niveles de tensión. Esta información es necesaria para establecer las consecuencias operacionales que producen ciertas fallas dentro y fuera de nuestro sistema en estudio, este estudio es la base principal para establecer los posibles esquema de separación de área y botes de carga que pudieran diseñarse, de tal manera que ante perturbaciones en el SEN los equipo generadores de potencia ubicados dentro del complejo refinador no se vean arrastrados por dichas fallas, de esta manera se puedan mantener sus estados de operación sin alterar su funcionalidad y como tampoco posibles perdida en los procesos perdidas.

CAPÍTULO V

AJUSTE DE PROTECCIONES

5.1. ESTRUCTURA GENERAL DEL ESQUEMA DE PROTECCION.

El sistema eléctrico de la Refinería de Puerto La Cruz, cuenta con equipos que son necesarios para el funcionamiento ideal de dichas instalaciones. Los equipos de mayor envergadura e importancia dentro de la RPLC se encuentran ubicados en la interconexión con la nueva planta de Generación Eléctrica PAL y con el Sistema eléctrico Nacional, debido a esto se ha considerado un esquema de protección capaz de detectar y aislar rápidamente cualquier anomalía que pueda perturbar sus condiciones normales de operación. Este esquema antes mencionado esta compuesto por protecciones de sobrecorriente instantáneas y sobrecorriente de tiempo inverso (direccionales y no direccionales), distancia, frecuencia, bajo voltaje, diferenciales y de potencia inversa estratégicamente ubicados a fin de alcanzar la sensibilidad, seguridad y confiabilidad necesaria en todo el sistema de protecciones.

En el presente capitulo se lograra determinar los ajustes necesarios para cada dispositivo de protección así como también su ubicación y selección de los dispositivos de interrupción que recibirán orden de disparo emitido por los relés, tomando en cuenta para esto los resultados de los estudios de cortocircuito, flujo de carga y estabilidad desarrollados en el capitulo anterior mediante la herramienta computacional ETAP PS.

Para facilitar el estudio del sistema de protecciones de la interconexión PAL-VALCOR-RPLC, esta se ha dividido en tres planos donde se presentan de manera clara la disposición de los dispositivos en cada zona así como también los transformadores de corrientes (TC) y los transformadores de potencial (TP) asociados a cada dispositivo. Las relaciones de los TC mostrados en el sistema de protección planteado son calculados y definidos tomando en cuenta las consideraciones necesarias.

5.1.1. Selección de los transformadores de medida y protección.

Estos transformadores tienen la finalidad de reducir en adecuada relación los valores de corriente y voltaje.

- **Transformadores de corriente TC:**

Para determinar la relación de transformación de los TC se tomo en cuenta lo siguiente:

a) Máxima corriente de línea primaria ($I_{p \max}$).

$$I_{p \max} = \frac{KVA_{\max \text{ transf}}}{\sqrt{3}KV_{\text{linea}}};$$

Donde los $KVA_{\max \text{ transf}}$ es la máxima potencia que es posible transferir por el transformador. Los KV_{linea} es el nivel de tensión que maneja el sistema en el punto de conexión de dichos transformadores.

En ciertos TC's se cuenta con doble o triple relación primaria, ya sea por medio de conexión serie-paralelo, o por medio de tomas en los embobinados secundarios. Para incrementar la sensibilidad se selecciona las relaciones de los TC cercano a $I_{p_{max}}$. Algunos valores normales de relaciones de los TC's son: 600/5, 800/5, 1000/5, 1200/5, 1500/5, 1600/5, 2000/5, 3000/5, 4000/5, 6000/5, 8000/5.

b) La corriente nominal secundaria.

El valor normalizado es generalmente 5 Amps.; en ciertos casos, cuando el alambrado del secundario puede representar una carga importante, se puede seleccionar el valor de 1 amp.

- **Transformadores de potencial TP:**

El transformador de potencial es un dispositivo destinado a la alimentación de aparatos de medición y/o protección con tensiones proporcionales a las de la red en el punto cual esta conectado.

5.1.2. Selección del esquema de protección.

Para la definición del esquema de protección y así cumplir con los objetivos planteados se tomaron como base los siguientes estándares y normas:

- IEEE "Institute of Electrical and Electronics Engineers"

Std IEEE 242-2001. Protection and coordination of industrial and Comercial Power Systems. Buff

-Código Eléctrico Nacional

-Normas ANSI C57.12.00-2000

5.1.3. Ajuste de las protecciones de sobrecorriente.

1) Protección contra sobrecorriente para alimentadores de transformadores.

Para la protección de los transformadores se considero la curva de daño de acuerdo con su capacidad y su impedancia.

a) 51 Retardo de tiempo para sobrecorriente de fase

- 1.3 – 2.5 x FLC (Amperes a Full Carga) del Transformador
- Aproximadamente 650 ms. en despejar la corriente de falla trifásica asimétrica.
- Aproximadamente 300 ms. en despejar la corriente de falla trifásica simétrica.

b) 51N sobrecorriente neutro residual

- 0.1x FLC (A) asociado al Transformador

c) 50 Relé instantáneo sobrecorriente de fase

- Ajuste mayor que la corriente de falla asimétrica

2) Protección contra Sobrecorriente para Alimentadores de Llegada a los PDC y neutro de los Transformadores

a) 51 Relé con retardo de tiempo para sobrecorriente de fase

- 1.5 – 2.5 x FLC (A) del Transformador
- Aproximadamente 300 ms. en despejar la corriente de falla trifásico simétrica.

b) 51N Relé con retardo de tiempo de sobrecorriente neutro residual

- 0.1xFLC (A) asociado a los centros de distribución de potencia PDC.

d) 50N Relé instantáneo sobrecorriente de falla a tierra

- Menor que la corriente simétrica de falla a tierra

e) 51G Relé con retardo de tiempo para sobrecorriente de falla a tierra

- 0.1– 0.2xMaxima corriente de falla a tierra que pasa por el neutro de los transformadores.

5.1.4. Ajuste de las protecciones diferenciales (87).

En el esquema de protección propuesto existen dos tipos de protecciones diferenciales como son: la protección diferencial de transformador (87T) y la protección diferencial de línea (87L). Para los ajustes de las protecciones diferenciales en cada elemento seleccionado, es necesario definir en primer lugar el equipo (relé) a ser usado. Esto se debe a que en los relés con tecnología numérica, dependiendo del fabricante y del modelo del equipo, establecen diferentes algoritmos de operación.

5.1.4.1. Protecciones diferenciales de transformadores (87T).

Para el ajuste de las protecciones diferenciales de transformador se consideran los relés de marca GE MULTILIN modelo UR, ya que son los que actualmente se encuentran en las instalaciones del complejo refinador de Puerto la Cruz.

5.1.4.1.1. Relé T60 (GE MULTILIN modelo UR) para la protección diferencial de transformador 87T.

El cálculo de la corriente diferencial (I_d) y de restricción (I_r) para el uso del elemento diferencial porcentual se describe a través del diagrama de bloque, donde “ Σ ” tiene como salida la suma vectorial de las entradas, y “max” tiene como salida la entrada de la magnitud máxima; Estos cálculos son ejecutados para cada fase.

- La corriente diferencial (I_d) se calcula como la suma vectorial de las corrientes provenientes de los devanados después de la compensación de Angulo y fase.
- La corriente de restricción (I_r) se calcula como el máximo de las mismas corrientes compensadas internamente.

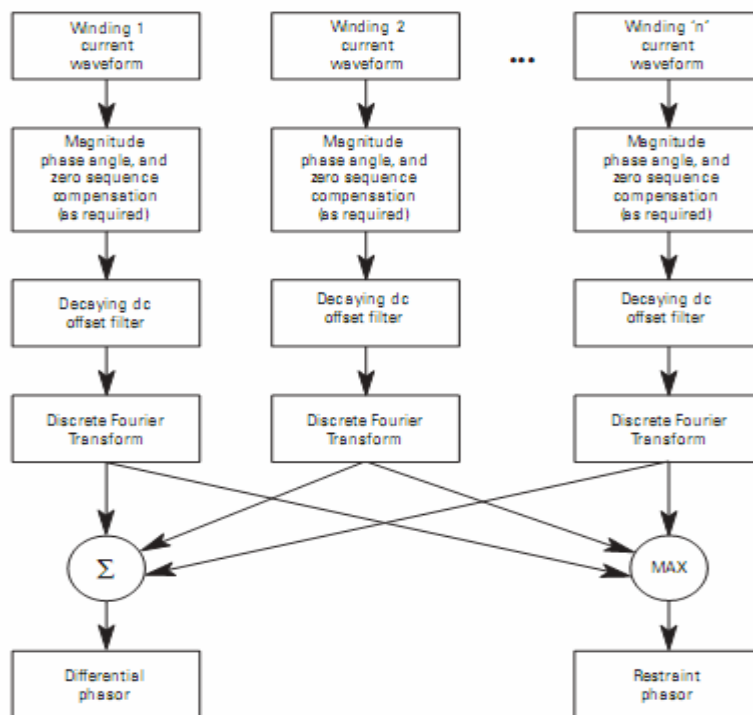


Figura 5.1. Cálculos de la diferencial porcentual [12]

El elemento diferencial porcentual del T60 esta basado en una característica de punto de quiebre dual configurable/restricción diferencial de pendiente dual.

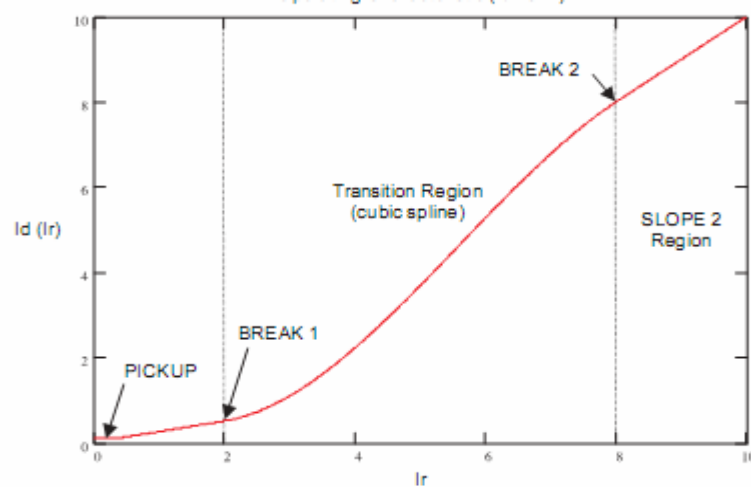


Figura 5.2. Característica de operación del diferencial Porcentual. Relé L90. [12]

El propósito de esta característica preajustada es el de definir la velocidad de la corriente diferencial de restricción para las corrientes de los devanados del transformador durante las diferentes condiciones de carga y que pueda distinguir entre fallas dentro y fuera de la zona de protección. Las variaciones de la diferencial de restricción ocurren debido al desbalance de corriente entre el devanado primario y secundario y pueden tener las siguientes causas:

1. Imprecisiones inherentes al TC.
2. Cambio del tap bajo carga, lo cual ajusta la relación del transformador y consecuentemente las corrientes de los devanados
4. Saturación del TC.

Los ajustes para diferencial porcentual figuran a continuación.

- **MINIMUM PICKUP** (arranque mínimo): Este ajuste define la corriente diferencial mínima requerida para operación. Se escoge, basado en la cantidad de corriente diferencial que pudiera ser apreciada bajo condiciones normales de operación. Existen dos factores que pudieran crear corrientes diferenciales durante la operación normal del transformador: errores ocasionados por imprecisiones del TC y variaciones de corriente debido a operaciones de cambio de tap bajo carga.

Generalmente se recomienda un ajuste de 0.1 a 0.3 (el valor por defecto de fabrica es de 0.1 pu.).

- **SLOPE 1** (pendiente 1): Este ajuste define la corriente de restricción de la diferencial durante condiciones normales de operación para asegurar sensibilidad ante fallas internas. El ajuste debe ser lo suficientemente alto, sin

embargo, para manejar errores de saturación del TC durante saturación bajo corrientes de pequeña magnitud pero significativas y componentes DC de larga duración (tales como fallas distantes externas cercanas a generadores).

- **BREAK 1 y BREAK 2 (ruptura 1 y 2):** Los ajustes para ruptura 1 y ruptura 2 dependen muchísimo en la capacidad de los TC's para transformar correctamente corrientes primarias a secundarias durante fallas externas. El ajuste ruptura 2 debe ser colocada por debajo de la corriente de falla que tiene mayor probabilidad de causar la saturación del TC debido al componente CA por si solo. El ajuste ruptura 1 debe ser colocado por debajo de una corriente que cause la saturación del TC debido a componentes DC y/o magnetismo residual. El ultimo puede ser tan alto como 80% del flujo nominal, reduciendo efectivamente la capacidad del por un factor de 5.
- **SLOPE 2 (pendiente 2):** El ajuste pendiente 2 asegura estabilidad durante condiciones extremas de falla, donde la saturación del TC resulta en una alta corriente diferencial. El ajuste pendiente 2 debe ser colocado en un valor alto para atender el peor caso donde un TC's se satura pero el otro no lo hace. En tal caso la relación entre la corriente diferencial y la corriente de restricción puede ser tan alta como 95 a 98%.

5.1.4.1.2 Relé L90 (GE MULTILIN modelo UR) para la protección diferencial de línea (87L).

La característica de operación de los L90 dependen fundamentalmente de la relación relativa de las magnitudes fasoriales y angulares de la corriente local y la corriente remota (I_{loc}/I_{rem}).

Los factores principales que afectan la restricción de disparo son:

- La diferencia en ángulos (la parte real positiva representa una falla interna cuando las corrientes están en fase, la parte real negativa representa la presencia de fallas externas cuando las corrientes están desfasada en 180°). La característica de restricción con respecto a la diferencia en ángulos de la corriente local y remota se muestra en la figura 5.3.
- La magnitud de la corriente remota
- La magnitud de la corriente local
- Errores de cálculos estimados de forma dinámica.
- Ajustes

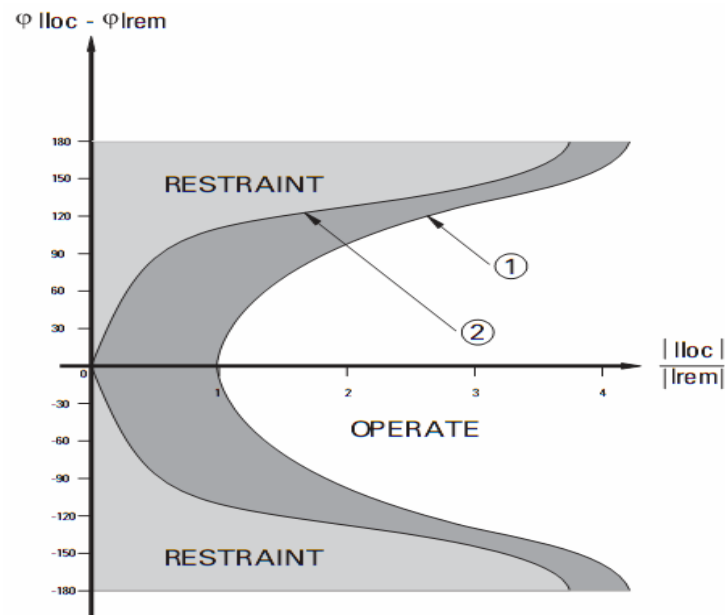


Figura 5.3. Característica de restricción. Relación de las magnitudes fasoriales y angulares de la corriente local y remota. [13]

La operación realizada por el relé para establecer una condición de disparo será:

$$I^2_{op} = |I_l + I_r|^2$$

$$I^2_{rest} = (2 * S_1^2 * |I_l|^2) + (2 * S_2^2 * |I_r|^2) + 2P^2 + \sigma;$$

Donde:

σ = Seno de la magnitud del Angulo de separación.

I_{op} = magnitud de corriente de operación.

I_{rest} = magnitud de corriente de restricción.

S_1 = Pendiente 1

S_2 = Pendiente 2

I_l = Magnitud de corriente local.

I_r = Magnitud de corriente remota.

P = Pick-up

La condición de disparo se muestra a continuación.

$$\frac{I^2_{op}}{I^2_{rest}} > 1 \rightarrow TRIP$$

La siguiente figura 5.4 muestra como los ajustes L90 afecta a las características de retención. El punto de ruptura entre las dos vertientes indica el punto donde el área de retención es cada vez mas amplio para anular la posible saturación del TC, armónicos, etc. Aumentar el porcentaje de pendiente aumenta la anchura de la zona de retención:

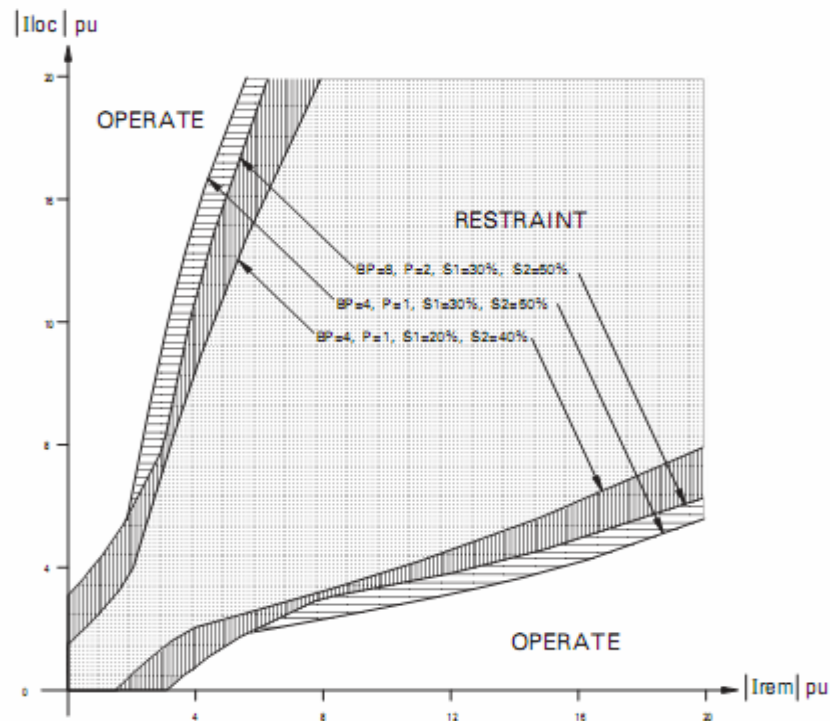


Figura 5.4. Característica de restricción del relé L90. [13]

5.1.4.1.3. Relé MICOM (serie P54x, AREVA) para protección diferencial de línea (87L).

El P54x proporciona protección de intensidad diferencial de fases segregadas. El algoritmo de medición es extremadamente fiable, proporcionando rápida detección de faltas internas y estabilidad para externas. El algoritmo tiene una característica de doble pendiente, como se muestra en la figura 5.5. Una falta interna generará intensidad diferencial. La intensidad de frenado es aquella que sólo fluye a través de la unidad protegida, como cuando hay carga o una falta externa. La pendiente inicial (k_1) asegura sensibilidad ante faltas de baja intensidad, mientras que la pendiente k_2 , se incrementa para contrarrestar los efectos de saturación de los transformadores de intensidad.

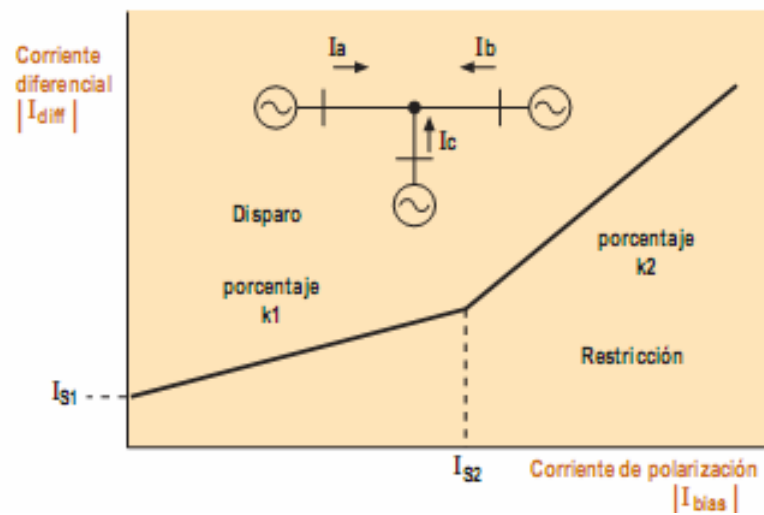


Figura 5.5. Característica de operación de protección diferencial de corriente. Relé MICOM P54x. [14]

Donde:

- I_a, I_b, I_c = contribución de corrientes de falla.
- I_{diff} = corriente diferencial vista por el releé.
- I_{bias} = corriente de dolarización.
- I_{s2} = corriente censada por el relé ubicado en el lado remoto de la línea protegida
- I_{s1} = corriente censada por el relé ubicado en el la local de la línea protegida.

El algoritmo usado para la detección de fallas dentro de la zona protegida queda definido por el fabricante de la siguiente manera:

$$|I_{diff}| = |I_a + I_b + I_c|$$

$$|I_{bias}| = 0,5 * (|I_a| + |I_b| + |I_c|)$$

El relé opera cuando:

$$1.) \text{Para } \rightarrow |I_{bias}| < I_{s_2}$$

$$|I_{diff}| > K1 * |I_{bias}| + I_{s_1}$$

$$2.) \text{Para } \rightarrow |I_{bias}| > I_{s_2}$$

$$|I_{diff}| > K2 * |I_{bias}| - (K2 - K1) * I_{s_2} + I_{s_1}$$

5.1.5. Zonas de protección.

Para definir y establecer las diferentes zonas de protección para la interconexión PAL-VALCOR-RPLC, se han considerado las diferentes S/E de dicho sistema en estudio y de igual forma los circuitos de llegada y salida de cada barra. En la **figura 5.6** se muestran las diferentes zonas en las cuales se ha dividido el sistema eléctrico de la refinería para facilitar la selección del esquema de protección adecuado.

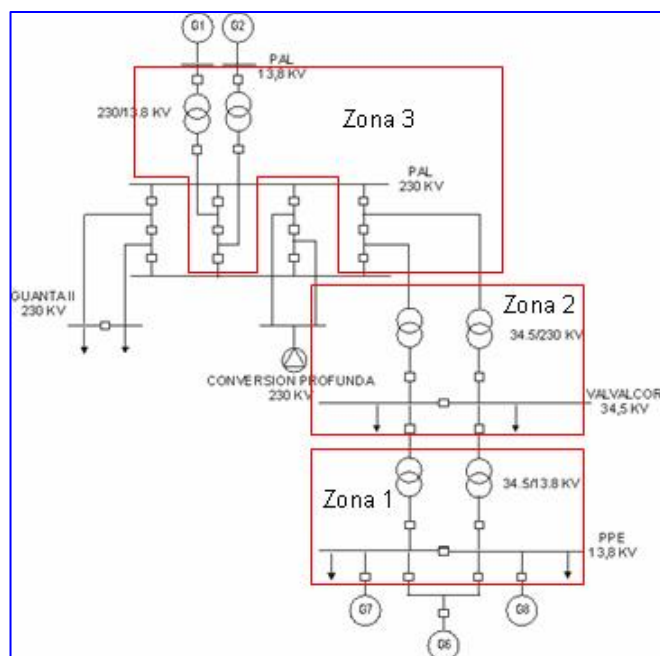


Figura 5.6. Zonas de protección del sistema eléctrico de la RPLC.

5.1.5.1 Zona de protección 1.

Mediante la figura mostrada se puede observar las dos líneas de llegada a PPE proveniente de la S/E “A” de la RPLC. Los transformadores XFR-53-5X01 y XFR-53-5X02 son los encargados de llevar de 34.5 KV a 13.8 KV los niveles de tensión y de esta manera interconectar a la barra de PPE (13.8 KV) con la barra de VALCOR (34.5 KV).

5.1.5.1.1. Selección de los TC’s y TP’s para la Zona 1

- **Transformadores de corriente TC’s.**

- a) **Máxima corriente de línea nominal primaria ($I_{p\ max}$).**

- En el lado de alta del transformador de potencia XFR-53-5X01:

$$I_{p\ max} = \frac{25MVA}{\sqrt{3} * 34.5KV} \Rightarrow I_{p\ max} = 418,866\ Amp.$$

- En el lado de baja del transformador de potencia XFR-53-5X01:

$$I_{p\ max} = \frac{25MVA}{\sqrt{3} * 13.8KV} \Rightarrow I_{p\ max} = 1047,16\ Amp.$$

- b) **Selección del TC.**

- En el lado de alta del transformador de potencia XFR-53-5X01

$$n = \frac{600}{5} \Rightarrow n = 120$$

➤ En el lado de baja del transformador de potencia XFR-53-5X01

$$n = \frac{1200}{5} \Rightarrow n = 240$$

- **Transformador de potencial TP.**

El TP usado en esta zona debe tener una relación de transformación de 13800/120 V, ya que la tensión de entrada en el primario corresponde a el voltaje manejado en la barra de PPE.

5.1.5.1.2. Selección del esquema de protección para la Zona 1.

Dentro de esta zona es necesario, para la definición del esquema de protección, tomar en cuenta la presencia de los transformadores de potencia, así como la línea de distribución referentes a la interconexión S/E “A”-PPE

A continuación se presenta la ubicación de cada dispositivo de protección para la Zona 1:

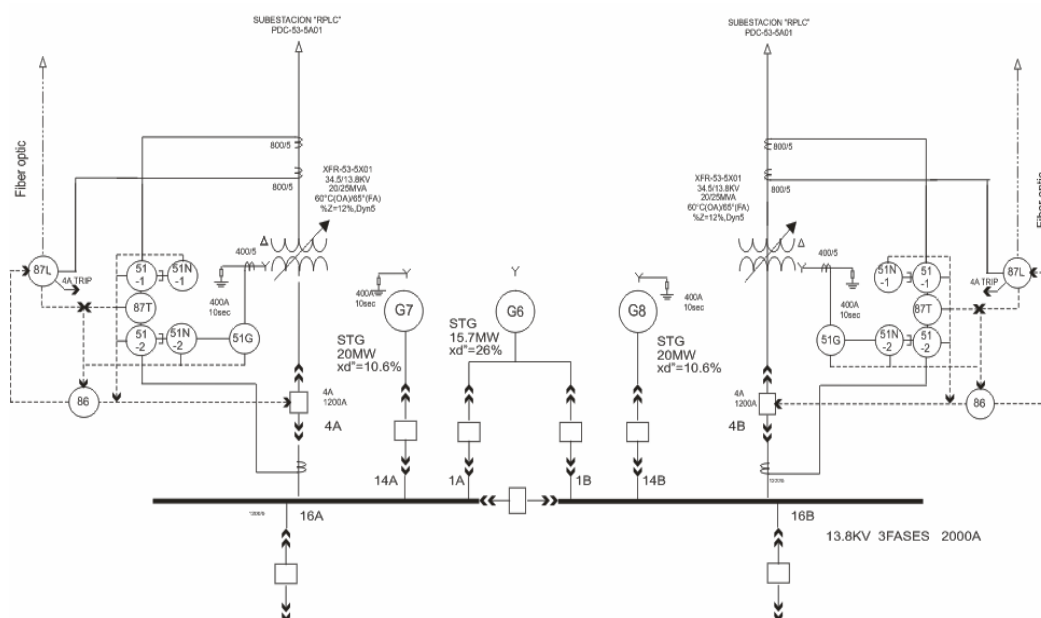


Figura 5.7. Ubicación general de los dispositivos de protección para la zona 1.

5.1.5.1.3. Ajustes de los dispositivos involucrados en el esquema de la Zona 1.

El ajuste de los dispositivos de protección ubicados en la interconexión de VALCOR (S/E "A") y la barra de PPE. Se realiza tomando en cuenta la condición mas critica. Esta condición se da en la barra B de PPE ya que es en esta donde se encuentran sincronizado dos turbogeneradores (TG6 y TG8), esto se debe a que es posible que el TG6 también puede ser sincronizado en la barra A, estableciéndose así un solo grupo de ajuste para ambas líneas de la interconexión. Esta situación es considerada debido a que el interruptor de enlace D-180 se encuentra abierto para la condición de operación que se ha tomado como referencia (condición #3).

a) Protección 87T.

La ubicación de los TC's para la protección 87T será en ambos lados de los transformadores de potencia (lado de Alta y baja del transformador) como se muestra en la **figura 5.8**.

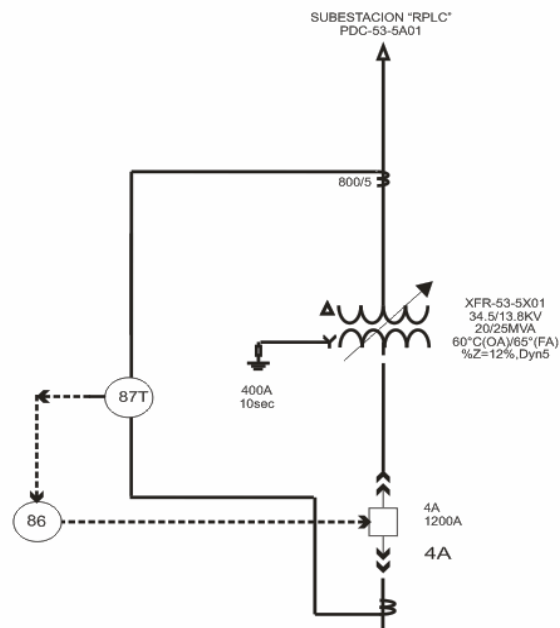


Figura 5.8. Protección diferencial del transformador XFR-53-5X01 (87T).

Para la protección diferencial del transformador XFR-53-5X01 (34,5/13,8 KV), es necesario establecer algunos parámetros, definidos en el algoritmo usado por el relé GE Multilin modelo UR-T60, siendo este modelo de dispositivo de protección con el que actualmente se cuenta. De acuerdo con lo expuesto en el punto **5.1.4.1.1**, se define:

PARAMETRO	DESCRIPCION	AJUSTE
Minimum Pick-up	Este ajuste define la corriente diferencial minima requerida para operación	0,1
Slope 1	Este ajuste define la corriente de restricción de la diferencial durante condiciones normales de operación para asegurar sensibilidad ante fallas internas	20%
Slope 2	El ajuste pendiente 2 asegura estabilidad durante condiciones extremas de falla, donde la saturación del TC resulta en una alta corriente diferencial.	80%
BP1 (Break point 1)	El ajuste ruptura 1 debe ser colocada por debajo de la corriente de falla que tiene mayor probabilidad de causar la saturación del TC debido al componente CA por si solo.	2 pu.
BP2 (Break point 2)	El ajuste ruptura 2 debe ser colocado por debajo de una corriente que cause la saturación del TC debido a componentes DC y/o magnetismo residual.	8 pu.

Tabla 5.1. Ajuste de la protección diferencial del transformador XFR-53-5X01

b) Protección 87L.

Para el ajuste de la protección diferencial de la línea que interconecta PPE con VALCOR, en un nivel de tensión de 34,5 KV. Los TC's serán ubicados en la llegada al transformador XFR-53-5X01 y XFR-53-5X02 y en la salida de los circuitos

asociados a los interruptores 4A y 4B, correspondiente a la mencionada interconexión. La disposición de los TC's se muestra en la **figura 5.9** y **5.10**.

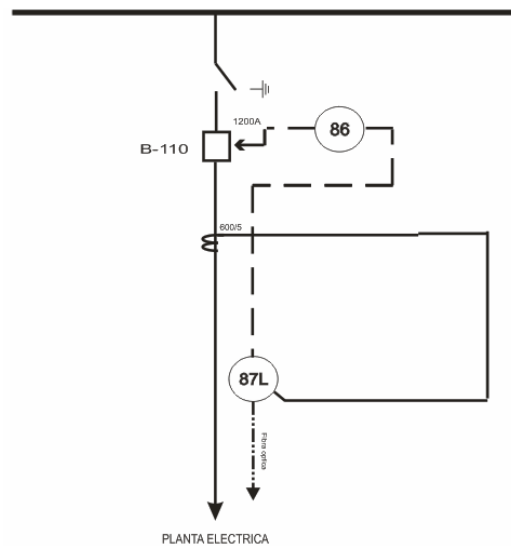


Figura 5.9. Protección diferencial de línea de interconexión S/E A-PPE (87L). Salida de la S/E A

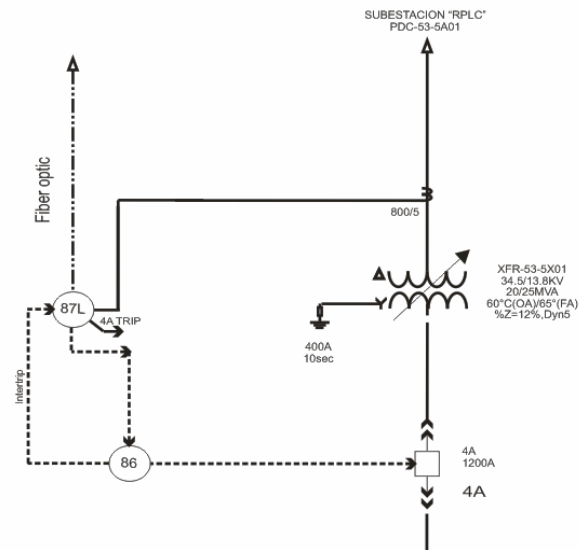


Figura 5.10. Protección diferencial de línea de interconexión S/E A-PPE. Lado de alta del transformador XFR-53-5X01

Esta protección se basa en la comparación de las muestras tomadas por cada relé, mediante los TC, en los extremos de la línea a proteger. Debido a la distancia de separación, la comunicación de los dispositivos de medida se lleva a cabo mediante hilos de comunicación.

- Máxima corriente de línea nominal primaria ($I_{p_{max}}$).

$$I_{p_{max}} = \frac{25MVA}{\sqrt{3} * 34.5KV} \Rightarrow I_{p_{max}} = 418,866 Amp.$$

-Selección de los TC.

Lado de alta del transformador de potencia XFR-53-5X01 los TC's serán de 600/5.

$$n = \frac{600}{5} \Rightarrow n = 120$$

El dispositivo usado para esta protección es el relé GE MULTILIN modelo UR-L90, en el punto **5.1.4.1.2.** se ha descrito detalladamente el algoritmo definido por el fabricante para la detección de fallas dentro de la zona protegida. Para que el equipo desarrolle adecuadamente el algoritmo es necesario definir los siguientes parámetros.

PARAMETRO	DESCRIPCION	AJUSTE
BP (Break point)	El punto de ruptura entre las dos vertientes indica el punto donde el área de retención es cada vez mas amplio para anular la saturación del TC	5 pu.

P (Pick-up)	Es el ajuste que se establece como condición de disparo	1 pu.
S1 (slope 1)	Asegura sensibilidad ante fallas de baja intensidad	30%
S2 (slope 2)	Contrarresta los efecto de saturación de los TC's	50%

Tabla 5.2. Ajuste de la protección de línea. Interconexión S/E PPE-VALCOR.

c) Protecciones de Sobrecorrientes.

La ubicación de las unidades de protección de sobrecorrientes, se han hecho tomando en cuenta la presencia de los transformadores de potencia ubicados en la zona de estudio. La **figura 5.11** nos muestra de manera clara la ubicación de dispositivo de sobrecorriente.

Para coordinación de los dispositivos de sobrecorrientes, se tomo como punto de partida los ajustes que actualmente tiene el dispositivo de protección ubicado en la salida de la barra de PPE correspondiente al circuito 16A, el cual es seleccionado tomando en cuenta que este circuito es el que posee la carga mas critica de la RPLC.

Las protecciones de sobre corrientes han sido coordinadas mediante la herramienta computacional ETAP PS y los ajustes son los siguientes:

➤ **En el lado de alta del transformador de potencia XFR-53-5X01:**

$$FLA = \frac{25MVA}{\sqrt{3} * 34.5KV} \Rightarrow I_{p_{max}} = 418,866 Amp.$$

a) 51 Retardo de tiempo para sobrecorriente de fase

- 1.3x FLA (Amperes a Full Carga) = 544,53 Amp.

b) 51N sobrecorriente neutro residual

- 0.1x FLA = 41,8 Amp

➤ En el lado de baja del transformador de potencia XFR-53-5X01:

$$FLA = \frac{25MVA}{\sqrt{3} * 13.8KV} \Rightarrow I_{p_{max}} = 1047,16 Amp.$$

a) 51 Relé con retardo de tiempo para sobrecorriente de fase

- 1.5 x FLA = 1570,74 Amp.

b) 51N Relé con retardo de tiempo de sobrecorriente neutro residual

- 0.1xFLA = 104,716 Amp.

e) 51G Relé con retardo de tiempo para sobrecorriente de falla a tierra

- 0.1x 400 Amp. = 40 Amp

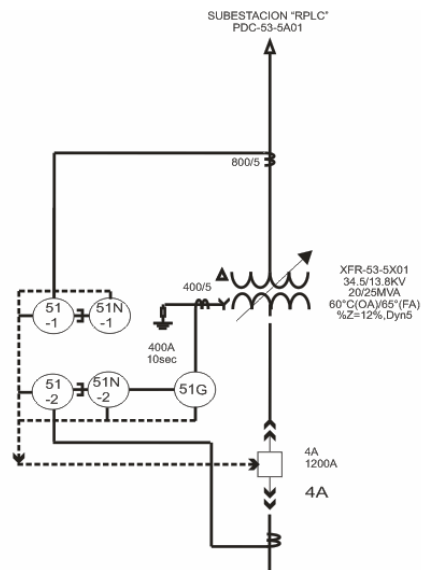


Figura 5.11. Dispositivos de protección de sobrecorrientes para la interconexión S/E A-PPE.

CIRCUITO		RELE MARCA/MODELO	RANGO DEL TC	FUNCIONES HABILITADAS		OBSERVACIONES	
ID	DESCRIPCION			DISP. N°	AJUSTES		
					FUNCION		VALOR
16A	CIRCUITO DE SALIDA DE PPE	GE-MULTIN UR F-60	1200/5	51	PHASE TIME OC	HABILITADA	
					PICKUP	0.75 PU	0.75X1200 → 900 AMP@13.8KV
					CURVE	IEEE – VI	Very Inv
					TD MULTIPLIER	0.1	0.294s@3X / 0.131s@5X / 0.08s@8X
			1200/5	51N	NEUTRAL TIME OC	HABILITADA	
					PICKUP	0.093 PU	0.093X1200 → 112 AMP@13.8KV
					CURVE	IEEE – VI	Very Inv
					TD MULTIPLIER	0.39	1,15s@3X / 0,51s@5X / 0,313@8X

Tabla 5.3 Ajustes de protección de sobrecorriente del circuito 16A de la zona 1.

CIRCUITO		RELE MARCA/MODELO	RANGO DEL TC/TP	FUNCIONES HABILITADAS			OBSERVACIONES
ID	DESCRIPCION			DISP. N°	AJUSTES		
					FUNCION	VALOR	
4A_1	INTER. S/E A-PPE 13.8 KV	GE-MULTIN UR T-60	1600/5	51	PHASE TIME OC	HABILITADA	
					PICKUP	0.687 PU	0.687X1600 → 1099,2 AMP@13.8KV
					CURVE	IEEE – VI	Very Inv
					TD MULTIPLIER	0.27	0,794s@3X / 0.353s@5X / 0.217s@8X
			1600/5	51N	NEUTRAL TIME OC	HABILITADA	
					PICKUP	0.07 PU	0.07X1600 → 112 AMP@13.8KV
					CURVE	IEEE – VI	VERY Inv
					TD MULTIPLIER	0,3	0,883s@3X / 0,392s@5X / 0.241s@8X
			400/5	51G	GROUND TIME OC	HABILITADA	
					PICKUP	0.189 PU	0.189X400 → 75,6 AMP@13.8KV
					CURVE	IEEE – VI	VERY Inv
					TD MULTIPLIER	0.2	0,588s@3X / 0.262s@5X / 0.16s@8X

Tabla 5.4 Ajustes de protección de sobrecorriente ubicados en la zona 1 y asociados a el interruptor 4A de interconexión S/E A-PPE.

CIRCUITO		RELE MARCA/MODELO	RANGO DEL TC	FUNCIONES HABILITADAS			OBSERVACIONES
ID	DESCRIPCION			DISP. N°	AJUSTES		
					FUNCION	VALOR	
B-110	INTER. S/E A-PPE 34,5 KV	GE-MULTIN UR T-60	600/5	51	PHASE TIME OC	HABILITADA	
					PICKUP	0.725 PU	0,725X600 → 435 AMP@34.5KV
					CURVE	IEEE – VI	VERY Inv
					TD MULTIPLIER	0.28	0,824s@3X / 0.366s@5X / 0.225s@8X

	600/5	51N	NEUTRAL TIME OC	HABILITADA	
			PICKUP	0.074 PU	0.074X600 → 44,4 AMP@34.5KV
			CURVE	IEEE – VI	Very Inv
			TD MULTIPLIER	0.32	0,942s@3X / 0,419s@5X / 0,257s@8X
	600/5	50	INST. OC	HABILITADA	
			PICKUP	4,551 PU	4,551X600 → 2,7 KA @34.5KV
			TD MULTIPLIER	0,18	

Tabla 5.5. Ajustes de protección de sobrecorriente ubicados en la zona 1 y asociados a el interruptor B-110 de la interconexión S/E A-PPE.

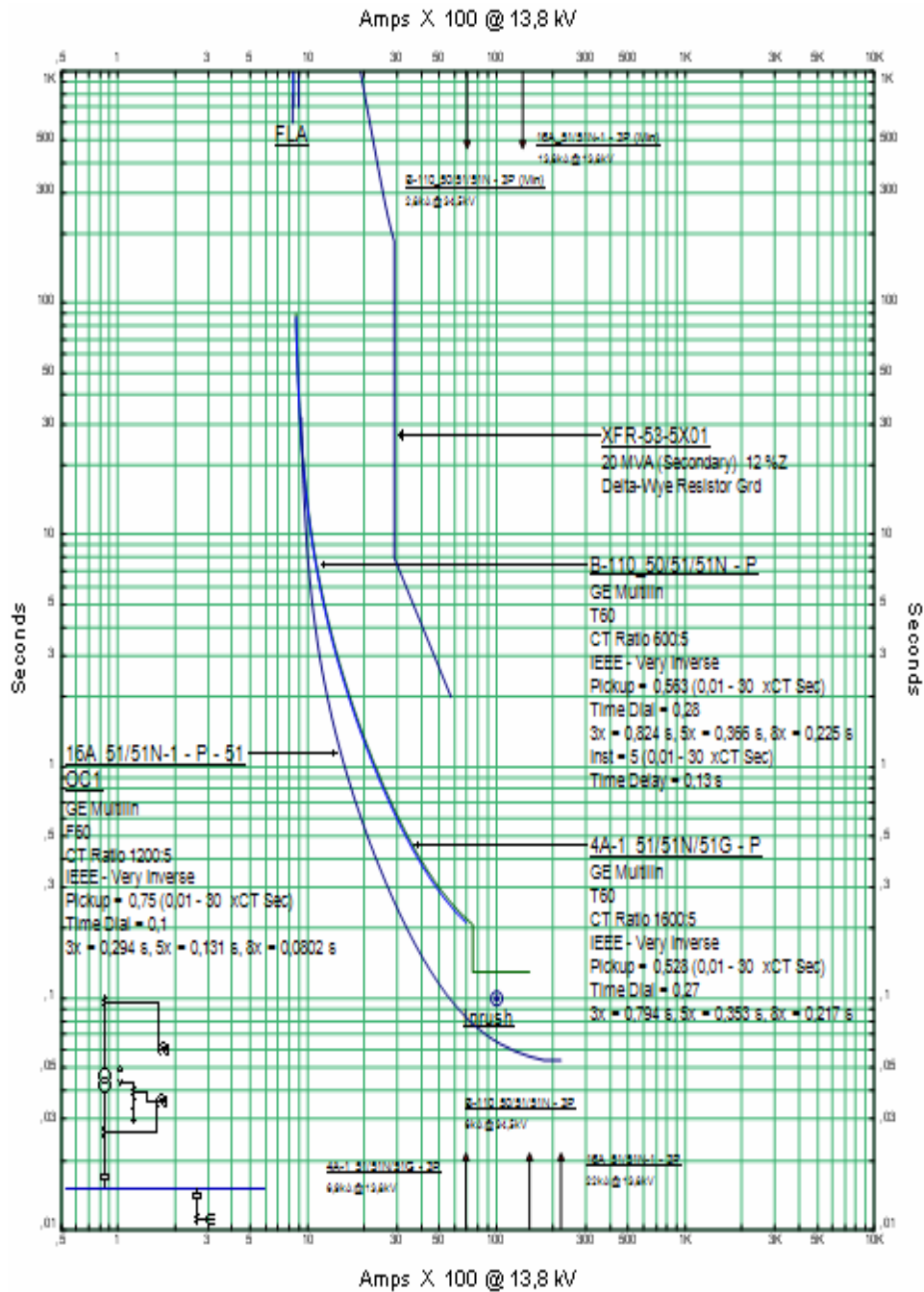


Figura 5.12. Curva tiempo-corriente de las protecciones de sobrecorriente de fase de las unidades ubicadas en la zona 1.

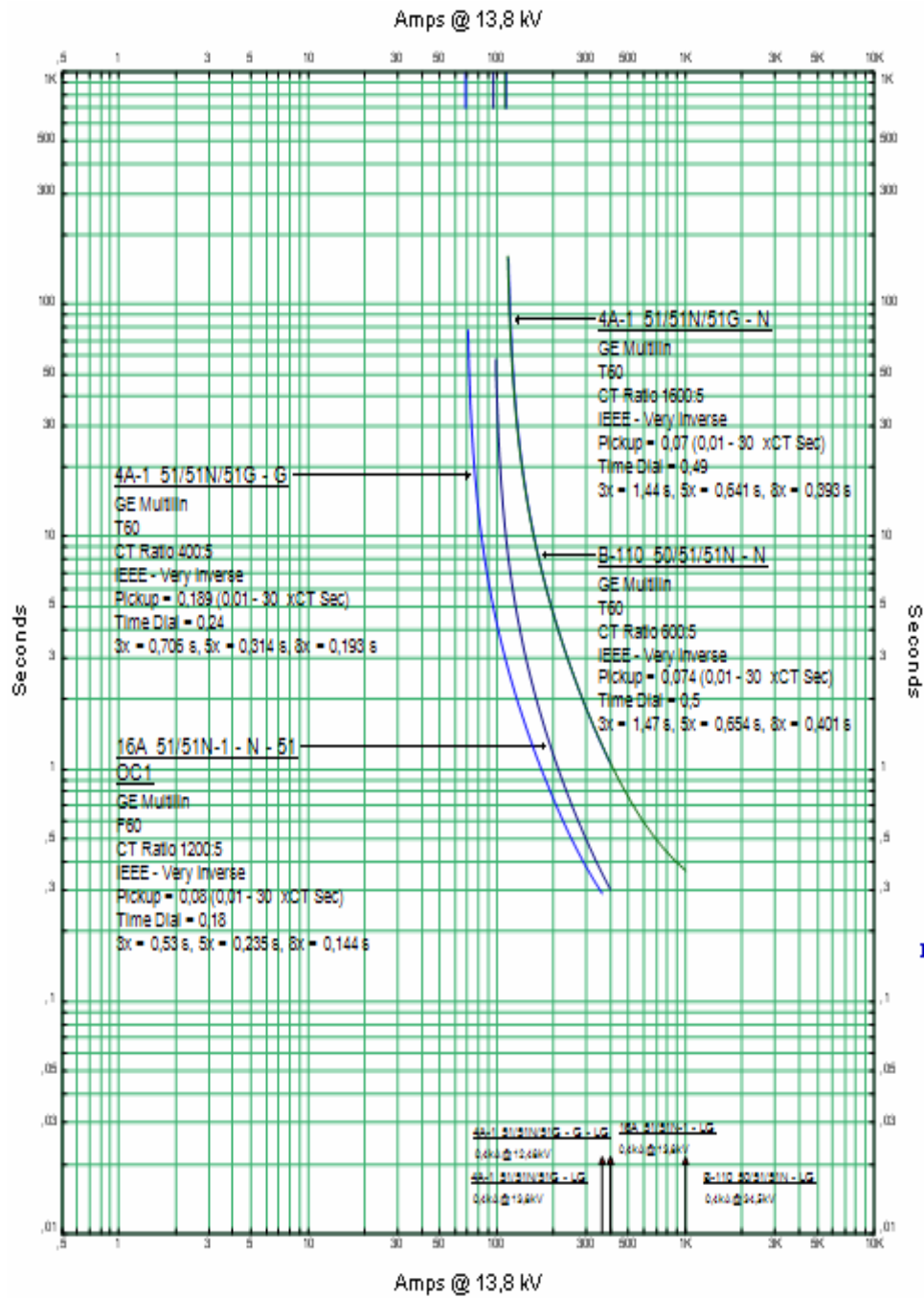


Figura 5.13. Curva tiempo-corriente de las protecciones de sobrecorriente de neutro de las unidades ubicadas en la zona 1.

5.1.5.2. Zona de protección 2.

En la figura 5.1 se puede observar el sector del sistema eléctrico de la RPLC que se ha definido como la zona 2, donde se observan las dos líneas de interconexión de la barra de la S/E “A” (VALCOR) con la barra de la S/E PAL. Los transformadores XFR-53-5A01 y XFR-53-5A02 son los encargados de llevar de 230 KV a 34.5 KV necesarios para establecer la interconexión.

5.1.5.2.1. Selección de los TC’s y TP’s para la Zona 2

- **Transformadores de corriente TC’s.**

a) Máxima corriente de línea nominal primaria ($I_{p\max}$).

➤ En el lado de alta del transformador de potencia XFR-53-5A01:

$$I_{p\max} = \frac{88MVA}{\sqrt{3} * 230KV} \Rightarrow I_{p\max} = 221,16Amp.$$

➤ En el lado de baja del transformador de potencia XFR-53-5A01:

$$I_{p\max} = \frac{88MVA}{\sqrt{3} * 34.5KV} \Rightarrow I_{p\max} = 1474,4Amp.$$

b) Selección del TC.

➤ En el lado de alta del transformador de potencia XFR-53-5A01

$$n = \frac{400}{5} \Rightarrow n = 80$$

➤ En el lado de baja del transformador de potencia XFR-53-5X01

$$n = \frac{2000}{5} \Rightarrow n = 400$$

• **Para el TP.**

El TP usado en esta zona debe tener una relación de 34500/120 V, ya que la tensión de entrada en el primario corresponde a el voltaje manejado en la barra de VALCOR.

5.1.5.2.2. Selección del esquema de protección para la Zona 2.

A continuación se presenta la ubicación de cada dispositivo de protección para la Zona 2:

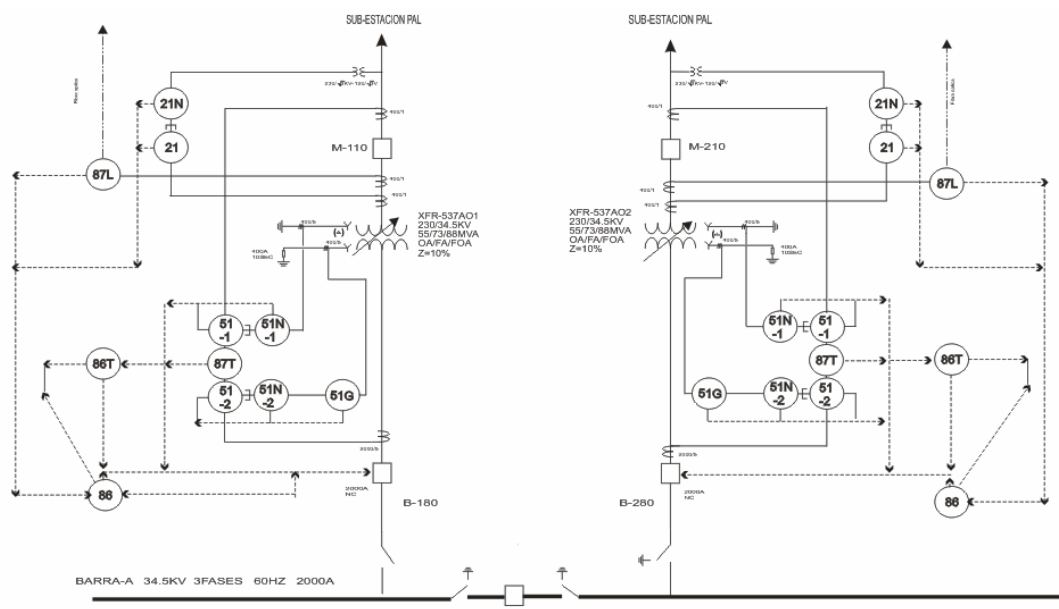


Figura 5.14. Ubicación general de los dispositivos de protección para la zona 2.

5.1.5.2.3. Ajustes de los dispositivos involucrados en el esquema de la Zona 2.

a) Protección 87T.

La ubicación de los TC's para la protección 87T será en ambos lados de los transformadores de potencia (lado de Alta y baja del transformador) como se muestra en la **figura 5.15**.

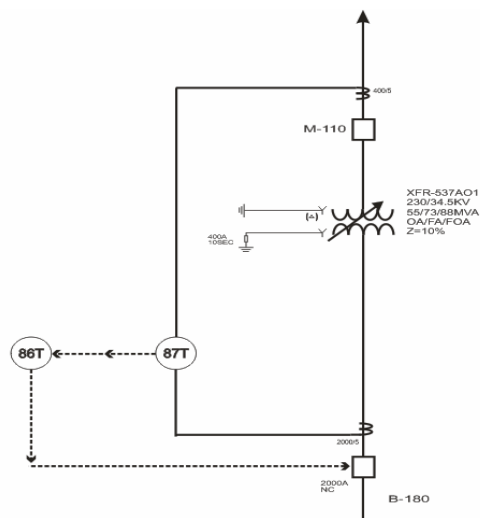


Figura 5.15. Protección diferencial de transformador XFR-53-7A01 (87T).

Para la protección diferencial del transformador XFR-53-7A01 (230/34,5 KV), es necesario establecer algunos parámetros, definidos en el algoritmo usado por el relé GE Multilin modelo UR-T60, siendo este modelo de dispositivo de protección con el que actualmente se cuenta. De acuerdo con lo expuesto en el punto **5.1.4.1.1**, se define:

PARAMETRO	DESCRIPCION	AJUSTE
Minimum Pick-up	Este ajuste define la corriente diferencial mínima requerida para operación	0,1

Slope 1	Este ajuste define la corriente de restricción de la diferencial durante condiciones normales de operación para asegurar sensibilidad ante fallas internas	20%
Slope 2	El ajuste pendiente 2 asegura estabilidad durante condiciones extremas de falla, donde la saturación del TC resulta en una alta corriente diferencial.	80%
BP1 (Break point 1)	El ajuste ruptura 2 debe ser colocada por debajo de la corriente de falla que tiene mayor probabilidad de causar la saturación del TC debido al componente CA por si solo.	2 pu.
BP2 (Break point 2)	El ajuste ruptura 1 debe ser colocado por debajo de una corriente que cause la saturación del TC debido a componentes DC y/o magnetismo residual.	8 pu.

Tabla 5.6 ajustes de la protección diferencial de transformador XFR-53-7A01.

b) Protección 87L.

Para el ajuste de la protección diferencial de la línea que interconecta VALCOR con PAL, en un nivel de tensión de 230 KV. Los TC's serán ubicados en la llegada al transformador XFR-53-7A01 y XFR-53-7A02 y en la salida de los circuitos asociados a los interruptores M-110 y M-210 de la S/E PAL. La disposición de los TC's se muestra en la **figura 5.16 y 5.17.**

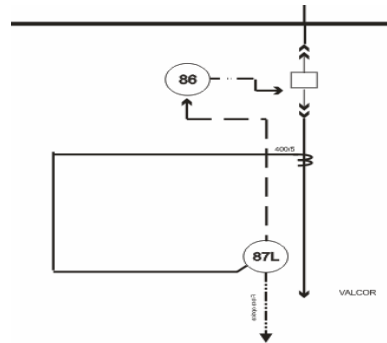


Figura 5.16. Protección diferencial de línea de la interconexión S/E A-PAL (87L). Salida de la S/E PAL

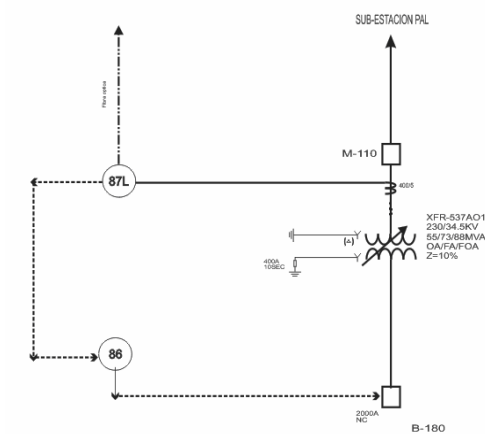


Figura 5.17. Protección diferencial de línea de la interconexión con la S/E A-PAL (87L). Lado de alta del transformador XFR-53-7A01

- Máxima corriente de línea nominal primaria ($I_{p \max}$).

$$I_{p \max} = \frac{88MVA}{\sqrt{3} * 230KV} \Rightarrow I_{p \max} = 221,16Amp.$$

-Selección de los TC.

Lado de alta del transformador de potencia XFR-53-5X01 los TC's serán de 400/5.

El dispositivo usado para esta protección es el relé MICOM serie P54x, en el punto **5.1.4.1.3.** se ha descrito detalladamente el algoritmo definido por el fabricante para la detección de fallas dentro de la zona protegida. Para que el equipo desarrolle adecuadamente el algoritmo es necesario definir los siguientes parámetros:

PARAMETRO	DESCRIPCION	AJUSTE
K1 (Pendiente 1)	Asegura sensibilidad ante fallas de baja intensidad	25%
K2 (Pendiente 2)	Contrarresta los efecto de saturación de los TC's	80%

Tabla 5.7. Ajustes de la protección diferencial de línea. Interconexión S/E A-PAL.

c) Protección de Distancia (21).

La protección de distancia funcionara como respaldo de la protección diferencial de línea 87L. Esta protección cubrirá dos zonas de operación, la zona uno cubrirá el 85% de la línea y la zona dos protegerá el resto de la línea. La ubicación de la protección 21 (distancia) se muestra en la **figura 5.18.**

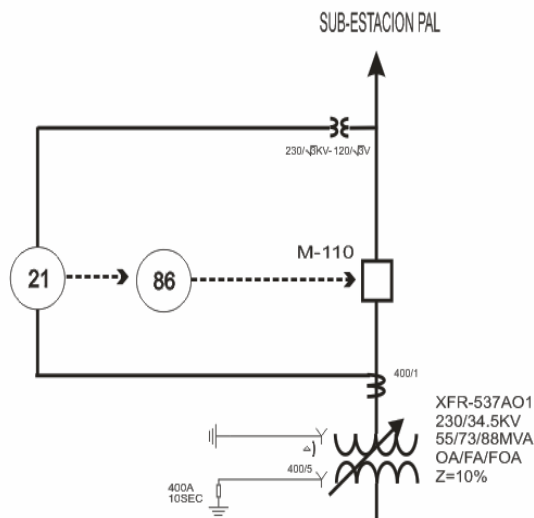


Figura 5.18. Protección de distancia para la línea de la interconexión PAL-S/E A.

- **Transformador de corriente TC.**

El TC seleccionado para esta protección Serra de la misma relación del usado por la protección diferencial calculado anteriormente. Esta relación será de 400/5.

- **Transformador de potencial TP.**

$$RTP = \frac{\frac{230}{\sqrt{3}} KV}{\frac{120}{\sqrt{3}} V} = 1917$$

El TP seleccionado según la relación de transformación Serra:

$$TP's = \frac{230}{\sqrt{3}} KV / \frac{0,120}{\sqrt{3}} V$$

- **Parámetros de la línea de transmisión**

Las líneas que interconectan a la S/E PAL con la S/E "A" (VALCOR), esta definida por los siguientes parámetros:

Longitud	R1	X1	Z1	R0	X0	Z0
KM	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm
1	0,13	0,37	0,39	0,23	1,22	1,24

Tabla 5.8. Parámetros de la PAL-VALCOR

La impedancia de la línea PAL-VALCOR es:

$$Z_{L/T (PAL-VALCOR)} = 0,13 + j0,37$$

$$Z_{L/T (PAL-VALCOR)} = 0,1538 \angle 70,64^{\circ}$$

Donde la impedancia debe ser expresada en ohmios para el lado secundario.

$$Z_{secundario} = Z_{primario} * \frac{RTC}{RTP}$$

Por lo tanto la impedancia secundaria:

$$Z_{secundario} = (0,1538 \angle 70,64^{\circ}) * \frac{80}{1917}$$

$$Z_{secundario} = 0,006 \angle 70,64^{\circ}$$

$$Z_{L/T (PAL-VALCOR)} = 0,002 + j0,0056$$

-Ajuste de la zona 1 de protección de la línea.

En la zona 1 se ajustara a un 85% de impedancia de la línea

$$Z1 = K * Z_L \quad \text{Donde ;}$$

Z1 Ajuste de la zona 1

K Constante

Z_L Impedancia de línea

$$Z_{L/T (PAL-VALCOR)} = 0,002 + j0,0056$$

$$Z1 = 85% * (0,002 + j0,0056)$$

$$Z1=0,0017+j0,0056$$

-Ajuste de la zona 2 de protección de la línea.

En la zona 1 se ajustara a un 100% de impedancia de la línea

$$Z2=K*Z_L \quad \text{Donde ;}$$

Z2	Ajuste de la zona 2
K	Constante
Z _L	Impedancia de línea

$$Z_{L/T (PAL-VALCOR)}= 0,002+j0,0056$$

$$Z2=100\%*(0,002+j0,0056)$$

$$Z1=0,002+j0,005$$

d) Protecciones de Sobrecorrientes.

Para la protección de los transformadores se considero la curva de daño de acuerdo con su capacidad y su impedancia.

Las protecciones de sobrecorriente han sido coordinadas mediante la herramienta computacional ETAP PS y los ajustes son los siguientes:

-En el lado de alta del transformador de potencia XFR-53-7A01

$$FLA = \frac{50MVA}{\sqrt{3} * 230KV} \Rightarrow In = 125,66 \text{ Amp.}$$

a) 51 Retardo de tiempo para sobrecorriente de fase

- $1.3x \text{ FLA} = 162,5 \text{ Amp.}$

b) 51N sobrecorriente neutro residual

- $0.1x \text{ FLA} = 12,56 \text{ Amp.}$

-En el lado de baja del transformador de potencia XFR-53-7A01

$$FLA = \frac{50MVA}{\sqrt{3} * 34.5KV} \Rightarrow In = 837,73Amp.$$

a) 51 Relé con retardo de tiempo para sobrecorriente de fase

- $1.3x \text{ FLA} = 1089,05 \text{ Amp.}$

b) 51N Relé con retardo de tiempo de sobrecorriente neutro residual

- $0.1x \text{ FLA} = 108,905 \text{ Amp.}$

c) 51G Relé con retardo de tiempo para sobrecorriente de falla a tierra

- $0.1x 400 \text{ Amp} = 40 \text{ Amp.}$

La ubicación de las unidades de protección de sobrecorrientes, se han hecho tomando en cuenta la presencia de los transformadores de potencia ubicados el la zona de estudio. La **figura 5.19** nos muestra la ubicación de dispositivo de sobrecorriente.

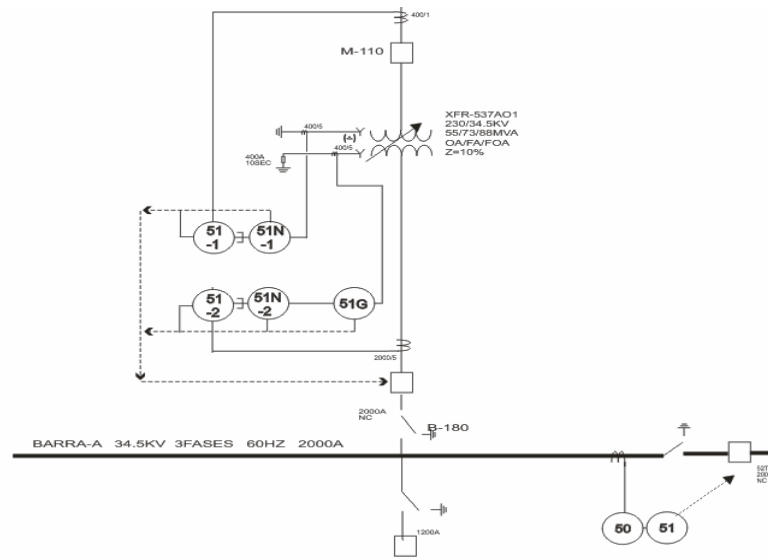


Figura 5.19. Ubicación de los dispositivos de protección para sobrecorriente para la zona 2.

Las protecciones de sobre corrientes han sido ajustadas y coordinadas mediante la herramienta computacional ETAP PS.

CIRCUITO		RELE MARCA/MODELO	RANGO DEL TC	FUNCIONES HABILITADAS		OBSERVACIONES	
ID	DESCRIPCION			DISP. N°	AJUSTES		
					FUNCION		VALOR
B-120	ENLACE DE BARRA VALCOR	GE-MULTIN L-90	1600/5	51	PHASE TIME OC	HABILITADA	
					PICKUP	0.5 PU 845AMP@34.5KV	
					CURVE	IEEE – VI Very Inv	
					TD MULTIPLIER	0.17 0.5s@3X / 0.222s@5X / 0.136s@8X	
			1600/5	50	INST TIME OC	HABILITADA	
				PICKUP	5,738 PU 5.738X2000 → 9,18 KAMP@34.5KV		

Tabla 5.9 Ajustes de las protecciones de sobrecorriente ubicados asociados a el interruptor de enlace de barra B-120 de PPE.

CIRCUITO		RELE MARCA/MODELO	RANGO DEL TC/TP	FUNCIONES HABILITADAS			OBSERVACIONES		
ID	DESCRIPCION			DISP. N°	AJUSTES				
					FUNCION	VALOR			
B-180	INTER. S/E A-PAL 230 KV	GE-MULTIN T-60	2000/5	51	PHASE TIME OC	HABILITADA	LADO DE BAJA TRANSF. XFR-53- 5A01		
					PICKUP	0.4 PU	0.599X2000 → 800 AMP@34.5KV		
					CURVE	IEEE – VI	VERY Inv		
					TD MULTIPLIER	0.24	0.706s@3X / 0.314s@5X / 0.193s@8X		
					2000/5	51N	NEUTRAL TIME OC	HABILITADA	
							PICKUP	0.046 PU	0.046X2000 → 92 AMP@34.5KV
			CURVE	IEEE – VI			VERY Inv		
			400/5	51G	GROUND TIME OC	HABILITADA			
					PICKUP	0.129 PU	0.129X400 → 51,6 AMP@34.5KV		
					TD MULTIPLIER	0.2	0.588s@3X / 0.262s@5X / 0.16s@8X		

Tabla 5.10 Ajustes de protección de sobrecorriente ubicados en la zona 2.

CIRCUITO		RELE MARCA/MODELO	RANGO DEL TC	FUNCIONES HABILITADAS			OBSERVACIONES		
ID	DESCRIPCION			DISP. N°	AJUSTES				
					FUNCION	VALOR			
M-110_1	INTER. S/E A-PAL 230 KV	GE-MULTIN T-60	400/5	51	PHASE TIME OC	HABILITADA	LADO DE ALTA TRANSF. XFR-53- 5A01		
					PICKUP	0.295 PU	0.295X400 → 118 AMP@230KV		
					CURVE	IEEE – VI	VERY Inv		
					TD MULTIPLIER	0.25	0.706s@3X / 0.314s@5X / 0.193s@8X		
					400/5	51N	NEUTRAL TIME OC	HABILITADA	
							PICKUP	0.035 PU	0.035X400 → 14 AMP@230KV
			CURVE	IEEE – VI			VERY Inv		
			TD MULTIPLIER	0.43			1,27s@3X / 0,562s@5X / 0,345s@8X		

	400/5	50	INST OC	HABILITADA	
			PICKUP	3,99 PU	0.05X400 → 1600 AMP@230KV
			TD MULTIPLIER	0.00	SIN RETARDO INTENCIONAL

Tabla 5.11 Ajustes de protección de sobrecorriente asociados a el interruptor M-110 de la interconexión S/E A-PAL.

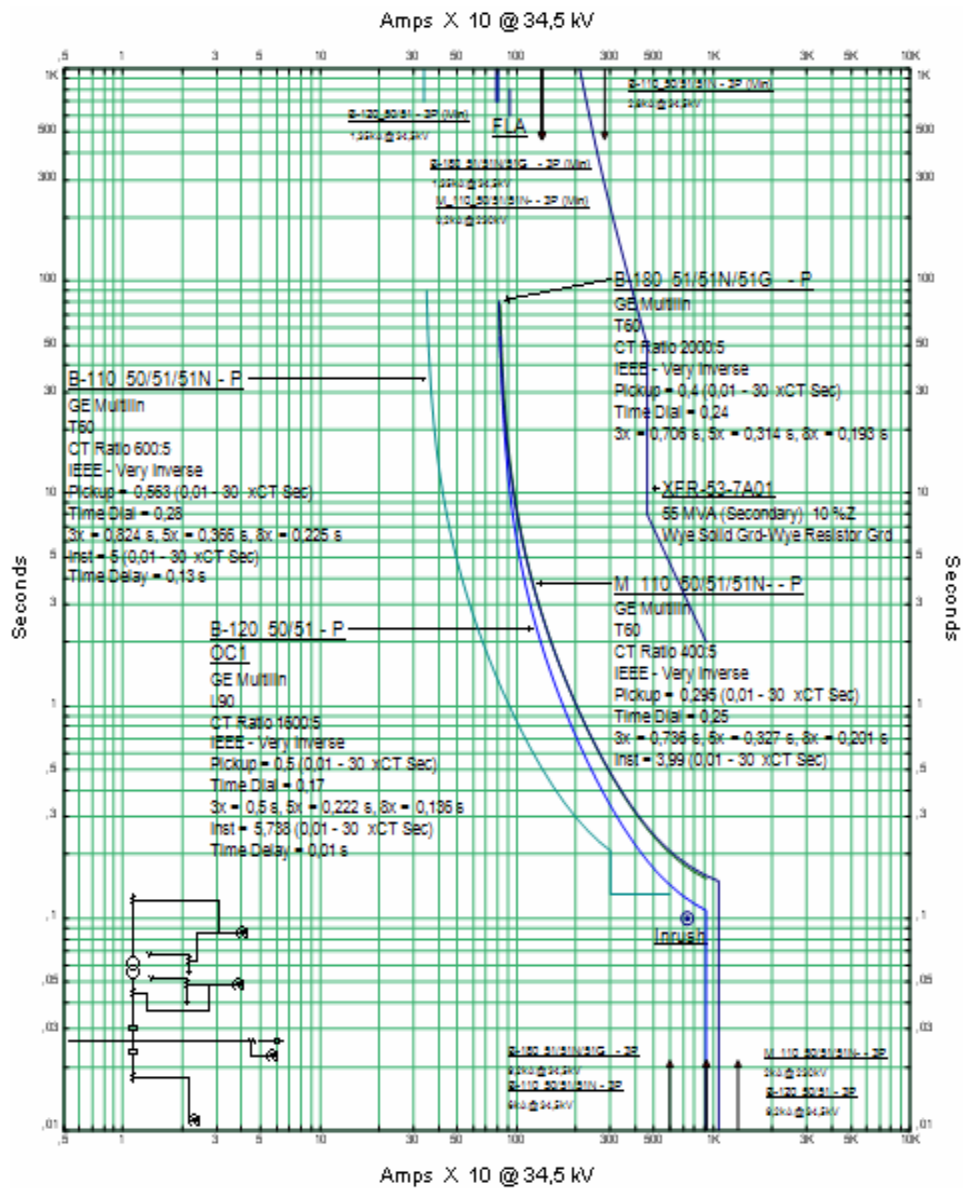


Figura 5.20 Curva tiempo-corriente de las protecciones de sobrecorriente de fase de los dispositivos ubicadas en la zona 2.

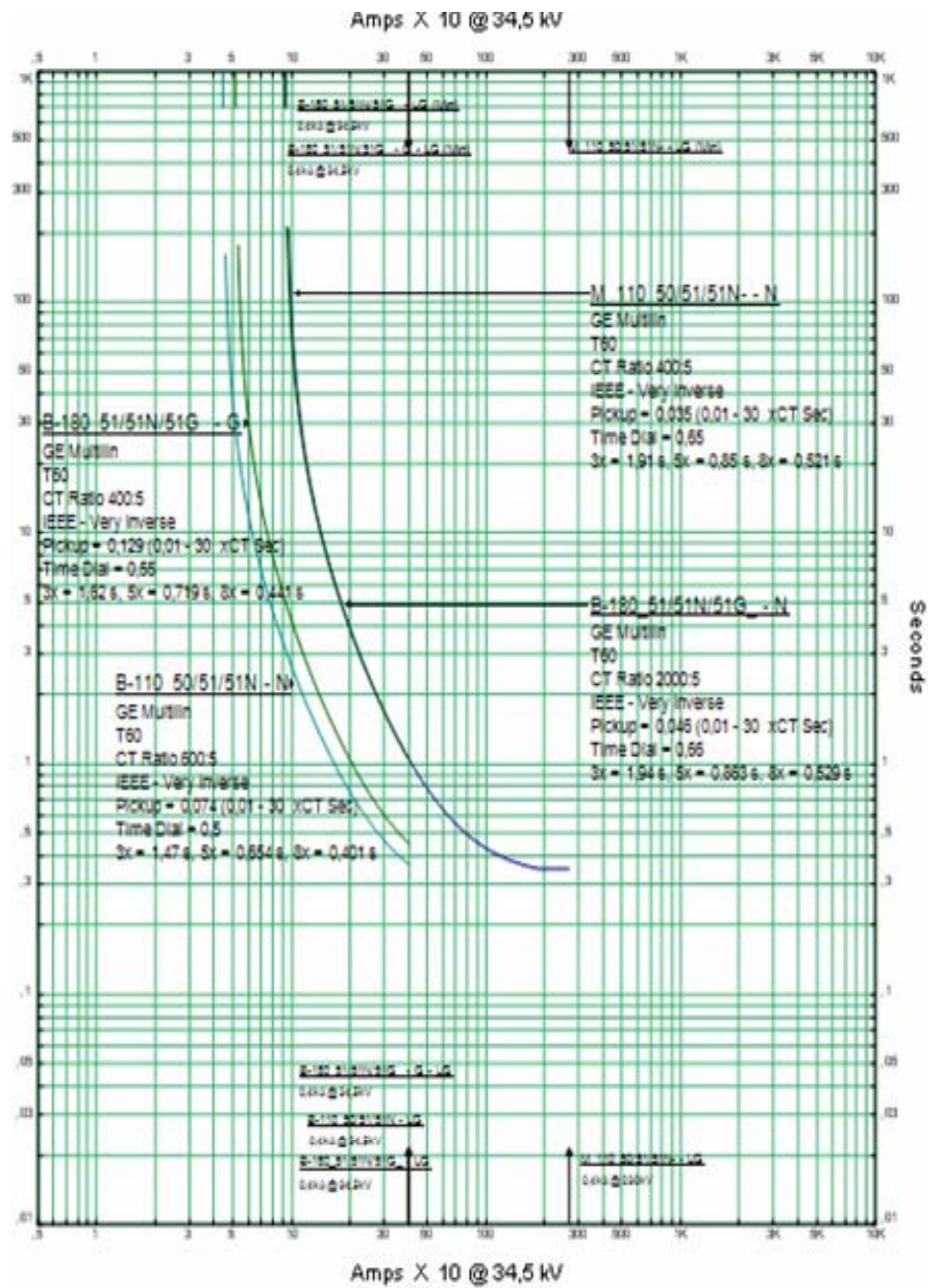


Figura 5.21. Curva tiempo-corriente de las protecciones de sobrecorriente de neutro de los dispositivos ubicadas en la zona 2.

5.1.5.3. Zona de protección 3.

En la **figura 5.1** se puede observar el sector del sistema eléctrico de la RPLC que se ha definido como la zona 3, donde se puede observar el esquema de protección seleccionado para los transformadores elevadores 13,8/230 KV usados para interconectar los turbogeneradores de la planta de generación PAL al sistema eléctrico de la RPLC y a su vez con el sistema eléctrico nacional.

5.1.5.3.1. Selección de los TC's y TP's para la Zona 3

➤ Transformadores de corriente TC's.

a) Máxima corriente de línea nominal primaria ($I_{p_{max}}$).

➤ En el lado de alta del transformador de potencia asociado al turbogenerador 1 de PAL:

$$I_{p_{max}} = \frac{150MVA}{\sqrt{3} * 230KV} \Rightarrow I_{p_{max}} = 472,37 Amp.$$

➤ En el lado de baja del transformador de potencia asociado al turbogenerador 1 de PAL

$$I_{p_{max}} = \frac{150MVA}{\sqrt{3} * 13.8KV} \Rightarrow I_{p_{max}} = 7539,58 Amp.$$

b) Selección del TC.

➤ En el lado de alta del transformador de potencia asociado al turbogenerador 1 de PAL:

$$n = \frac{600}{5} \Rightarrow n = 120$$

➤ En el lado de baja del transformador de potencia asociado al turbogenerador 1 de PAL:

$$n = \frac{8000}{5} \Rightarrow n = 1600$$

5.1.5.3.2. Selección del esquema de protección para la Zona 3.

A continuación se presenta la ubicación de cada dispositivo de protección para la Zona 3:

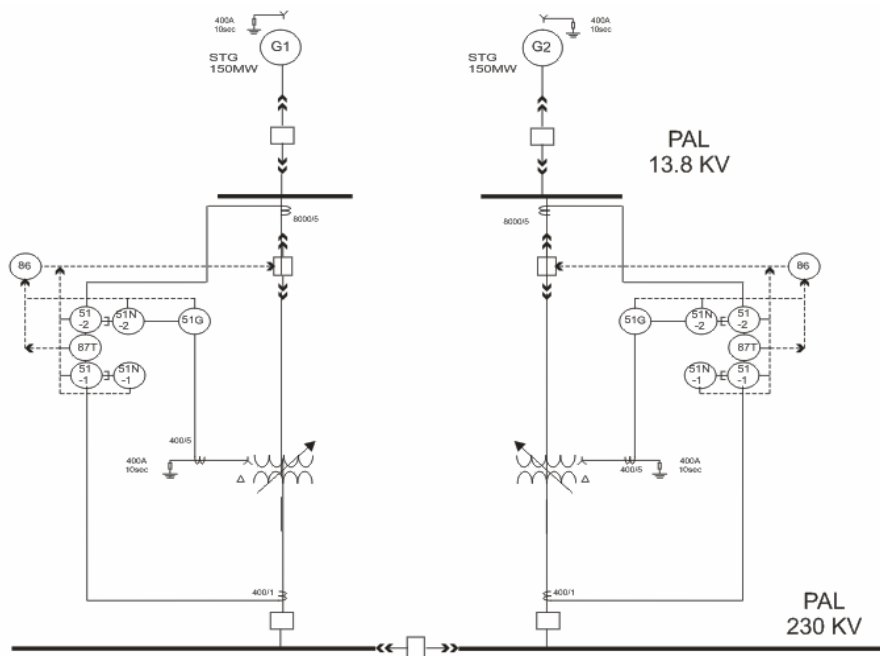


Figura 5.22. Estructura general del esquema de protección para la zona 3

5.1.5.3.3. Ajustes de los dispositivos involucrados en el esquema de la Zona 3.

a) Protección 87T.

La ubicación de los TC's para la protección 87T será en ambos lados de los transformadores de potencia (lado de Alta y baja del transformador) como se muestra en la **figura 5.23**.

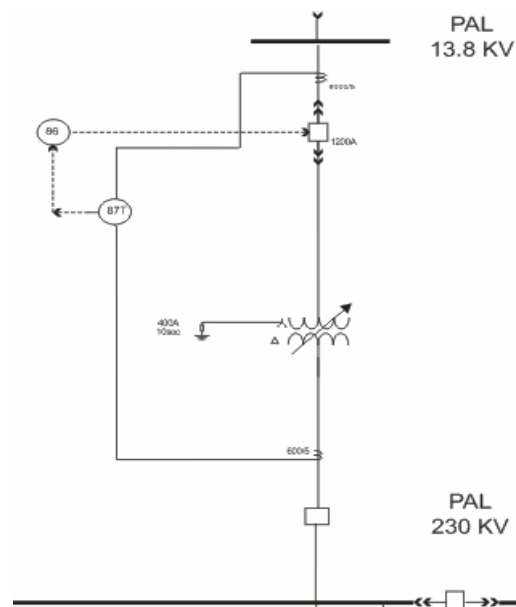


Figura 5.23. Protección diferencial de transformador de la zona 3 (87T).

Para la protección diferencial del transformador PAL-TX1 (34,5/13,8 KV), es necesario establecer algunos parámetros, definidos en el algoritmo usado por el relé GE Multilin modelo UR-T60, siendo este modelo de dispositivo de protección con el que actualmente se cuenta. De acuerdo con lo expuesto en el punto **5.1.4.1.1**, se define:

PARAMETRO	DESCRIPCION	AJUSTE
Minimum Pick-up	Este ajuste define la corriente diferencial minima requerida para operación	0,1
Slope 1	Este ajuste define la corriente de restricción de la diferencial durante condiciones normales de operación para asegurar sensibilidad ante fallas internas	20%
Slope 2	El ajuste pendiente 2 asegura estabilidad durante condiciones extremas de falla, donde la saturación del TC resulta en una alta corriente diferencial.	80%
BP1 (Break point 1)	El ajuste ruptura 2 debe ser colocada por debajo de la corriente de falla que tiene mayor probabilidad de causar la saturación del TC debido al componente CA por si solo.	2 pu.
BP2 (Break point 2)	El ajuste ruptura 1 debe ser colocado por debajo de una corriente que cause la saturación del TC debido a componentes DC y/o magnetismo residual.	8 pu.

Tabla 5.12. Ajustes de la protección diferencial de transformador PAL-TX1

b) Protecciones de Sobrecorrientes.

Las protecciones de sobre corrientes han sido coordinadas mediante la herramienta computacional ETAP PS y los ajustes son los siguientes:

-En el lado de alta del transformador de potencia

$$FLA = \frac{150MVA}{\sqrt{3} * 230KV} \Rightarrow In = 376,97 Amp.$$

a) 51 Retardo de tiempo para sobrecorriente de fase

- 1.3x FLC = 488,76 Amp.

b) 51N sobrecorriente neutro residual

- 0.1x FLA = 37,69 Amp.

-En el lado de baja del transformador de potencia

$$FLA = \frac{150MVA}{\sqrt{3} * 13.8KV} \Rightarrow In = 6282,98 Amp.$$

a) 51 Relé con retardo de tiempo para sobrecorriente de fase

- 1.3x FLA = 8166,6 Amp.

b) 51N Relé con retardo de tiempo de sobrecorriente neutro residual

- 0.1xFLA = 628,3 Amp.

c) 51G Relé con retardo de tiempo para sobrecorriente de falla a tierra

- 0.1x 400 Amp. = 40 Amp.

La ubicación de las unidades de protección de sobrecorrientes, se han hecho tomando en cuenta la presencia de los transformadores de potencia ubicados el la zona de estudio. **La figura 5.24** muestra la ubicación de los dispositivos de sobrecorriente.

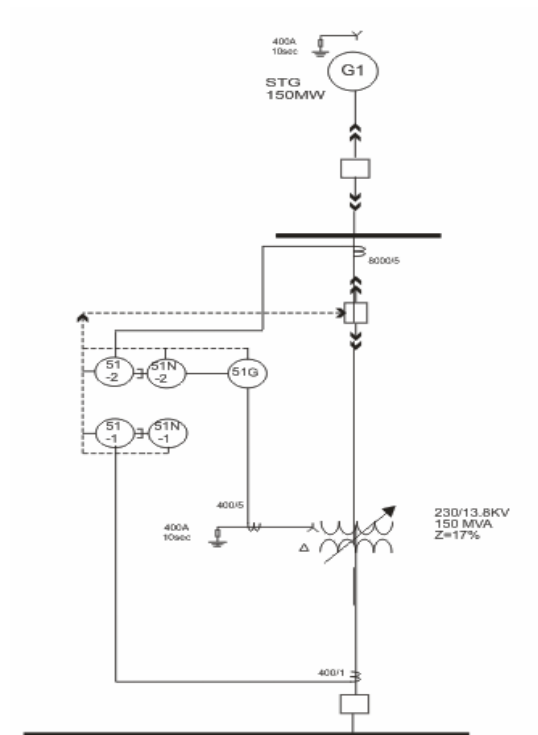


Figura 5.24. Dispositivos de protecciones de sobrecorriente en la zona 3.

Las protecciones de sobre corrientes han sido ajustadas y coordinadas mediante la herramienta computacional ETAP PS.

CIRCUITO		RELE MARCA/MODELO	RANGO DEL TC/TP	FUNCIONES HABILITADAS			OBSERVACIONES
ID	DESCRIPCION			DISP. N°	AJUSTES		
					FUNCION	VALOR	
PAL-TX1	CIRCUITO ASOCIADO AL TX1 DE PAL	GE-MULTIN UR T-60	600/5	51	PHASE TIME OC	HABILITADA	LADO DE BAJA DEL TX
					PICKUP	0.449 PU	0.449X600 → 269 AMP@230KV
					CURVE	IEEE – VI	Very Inv
					TD MULTIPLIER	0.38	1.12s@3X / 0.497s@5X / 0.305s@8X
			600/5	51N	NEUTRAL TIME OC	HABILITADA	
					PICKUP	0.06 PU	0.06X600 → 36 AMP@13.8KV
					CURVE	IEEE – VI	Very Inv
					TD MULTIPLIER	0.43	1,27s@3X / 0,562s@5X / 0,345s@8X
			400/5	51G	GROUND TIME OC	HABILITADA	
					PICKUP	0.099 PU	0.009sX400 → 36,9 AMP@230KV
					CURVE	IEEE – VI	Very Inv
					TD MULTIPLIER	0.2	0.588s@3X / 0,262s@5X / 0.16s@8X

Tabla 5.13 Ajustes de protección de sobrecorriente asociados a el interruptor del lado de alta de TX1 de PAL (230 KV).

CIRCUITO		RELE MARCA/MODELO	RANGO DEL TC	FUNCIONES HABILITADAS			OBSERVACIONES
ID	DESCRIPCION			DISP. N°	AJUSTES		
					FUNCION	VALOR	
CBPAL_1	INTERRUPTOR ASOCIADO AL G1 DE PAL	GE-MULTIN UR T-60	8000/5	51	PHASE TIME OC	HABILITADA	LADO DE ALTA DEL TX1 PAL
					PICKUP	0.449 PU	0.449X8000 → 3592 AMP@13.8KV
					CURVE	IEEE – VI	Very Inv
					TD MULTIPLIER	0.38	1.12s@3X / 0.497s@5X / 0.305s@8X
			8000/5	51N	NEUTRAL TIME OC	HABILITADA	

			PICKUP	0.076 PU	0.076X8000 → 608 AMP@13.8 KV
			CURVE	IEEE – VI	Very Inv
			TD MULTIPLIER	0,42	1,24s@3X / 0,549s@5X / 0,337s@8X
			NEUTRAL TIME OC	HABILITADA	
			PICKUP	6.47 PU	7,63X8000 → 62 KA @13.8 KV
			TD MULTIPLIER	0.00	SIN RETARDO INTENCIONAL
			8000/5	50	

Tabla 5.14 Ajustes de protección de sobrecorriente asociados a el interruptor del lado de baja del TX1 de PAL (13,8 KV).

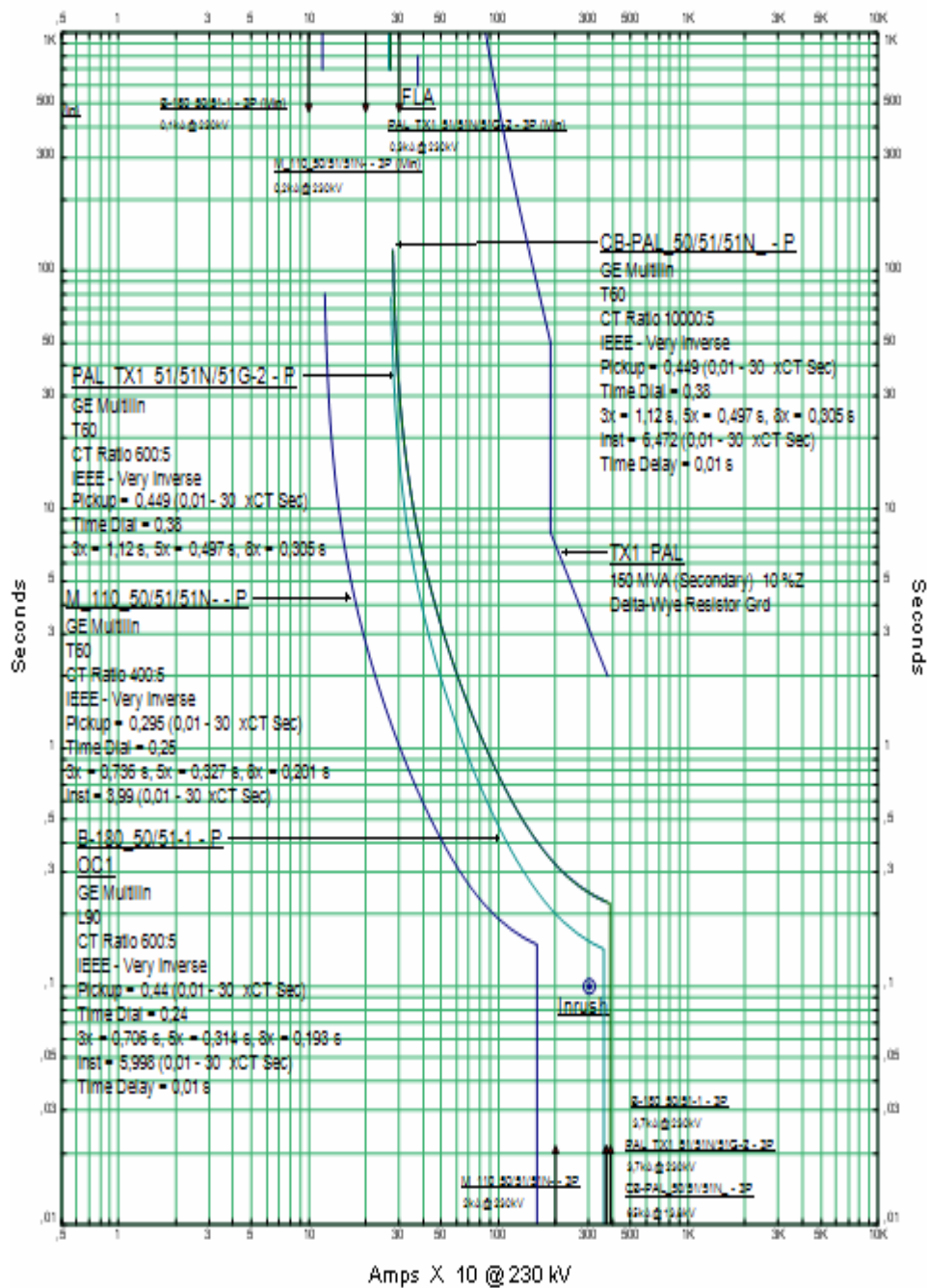


Figura 5.25. Curva tiempo-corriente de las protecciones de sobrecorriente de fase de las unidades de protección ubicadas en la zona 3.

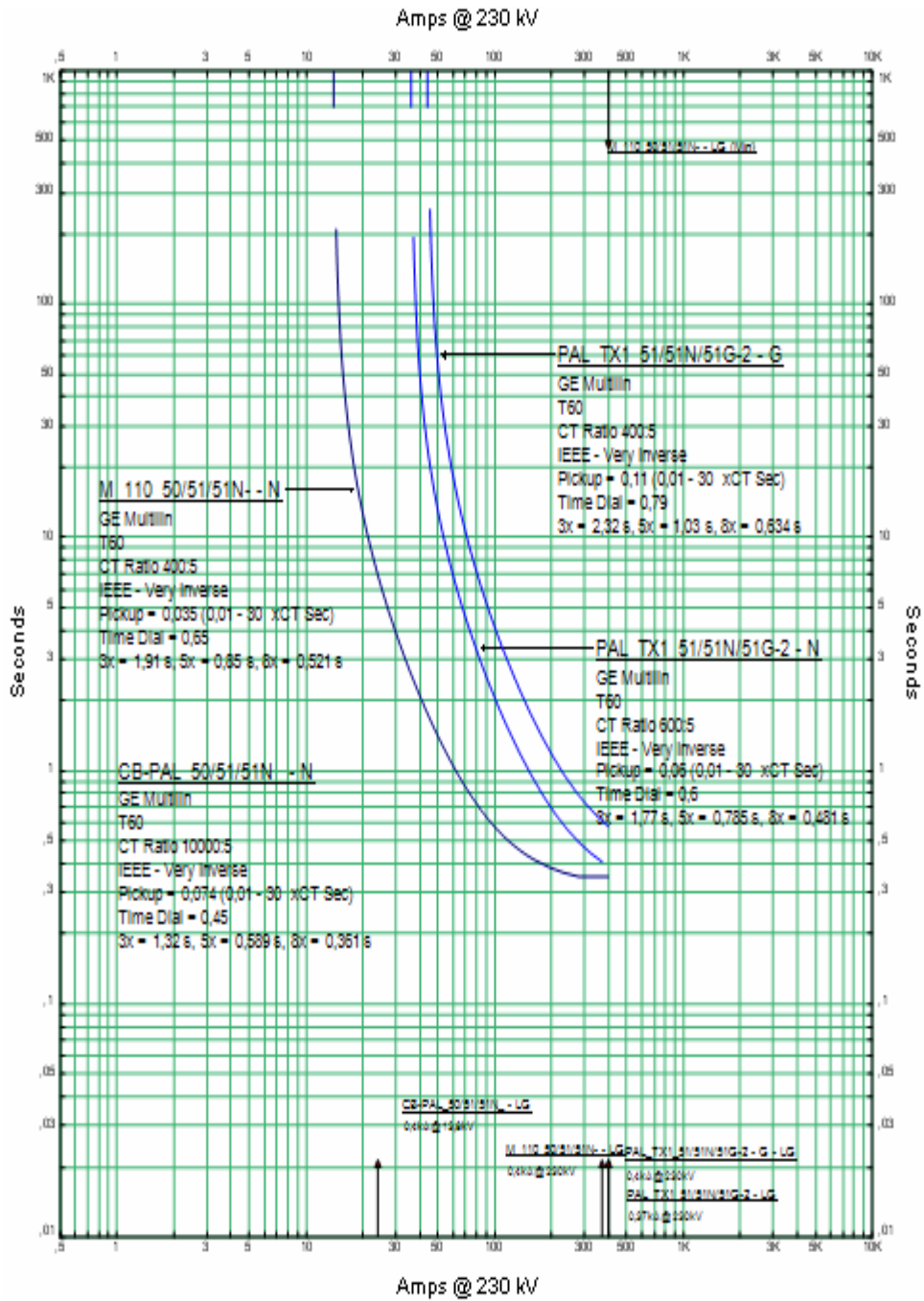


Figura 5.26. Curva tiempo-corriente de las protecciones de sobrecorriente de neutro de las unidades de protección ubicadas en la zona 3.

5.1.6. Esquemas de Separación de Área (E.S.A)

La presencia de los turbogeneradores del sistema eléctrico del complejo refinador de Puerto la Cruz, requiere de un esquema de protección especial, ya que se establece como prioridad proteger y mantener en correcto funcionamiento todas las unidades generadoras. Además de evitar la salida de paso o sincronismo de los generadores se busca con este esquema de separación de área mantener en operatividad la mayor carga y procesos de la RPLC como sea posible.

Los ajustes establecidos para la Actuación de las Funciones de Protección que activan el ESA propuesto, se basan en los Resultados Obtenidos del Estudio Dinámico del sistema perteneciente a la interconexión PAL-VALCOR-RPLC, para la Condición de Operación mencionada anteriormente. Estos Esquemas de Separación de Áreas tendrán la capacidad de detectar y operar ante los siguientes disturbios:

a) Fallas (cortocircuitos) de todo tipo en el Sistema de Transmisión del S.E.N y Sistema de Distribución del nuevo complejo refinador de Puerto la Cruz.

b) Pérdida de Grandes Bloques Generación y / o de Carga en el S.E.N.

5.1.6.1. Ajuste de los Esquemas de Separación de Área (E.S.A).

Mediante los resultados obtenidos del estudio dinámico del sistema eléctrico de la interconexión PAL-VALCOR-PPE y considerando el 70% de la capacidad generadora de PPE, tomando en cuenta que para esta condición de operación es obligatorio mantener el enlace de barra de PPE abierto para evitar que la contribución de corrientes de cortocircuito supere la capacidad de la barra ante fallas.

En el sistema eléctrico en estudio se han propuesto dos ESA que basan su operación bajo dos criterios:

a) El primer criterio se establece para:

-Para fallas en el sistema de transmisión del SEN. El esquema actúa cuando los contactos 67-2 (aporte de corriente en dirección hacia la falla, equivalente a la máxima potencia permitida por los turbogeneradores) y 27 (depresión de tensión por debajo del 90% nominal) se cierran.

-Aporte limitado de corriente: el arreglo actúa cuando el contacto 67-1 se cierra cuando se excede una cierta cantidad de corriente.

La **figura 5.27** representa en forma grafica el algoritmo que diseñado para la activación de la señal de disparo bajo el primer criterio.

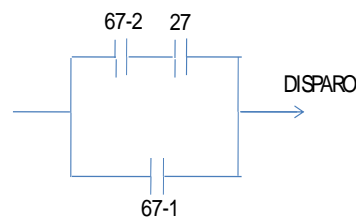


Figura 5.27 Algoritmo para el criterio numero 1 de los ESA.

b) El segundo criterio se activa para:

-Pérdida de grandes bloques de generación y/o carga en el SEN: la activación de este criterio se produce cuando los contactos 32-2 (aporte de potencia activa hacia el SEN) y 81u (la frecuencia decrece a un valor de 59,5 Hz) se cierran. La función

gradiente de frecuencia (df/dt) funge como respaldo del contacto 81u y se activa cuando la tasa de cambio de frecuencia alcanza un variación de $-1,2$ Hz/s.

-Aporte limitado de potencia activa: el algoritmo se activa y como consecuencia envía un disparo de apertura a los interruptores asociados, cuando el contacto 32-2 (aporte de potencia hacia la falla) se cierra.

La **figura 5.28** representa en forma grafica el algoritmo que diseñado para la activación de la señal de disparo bajo el criterio numero 2.

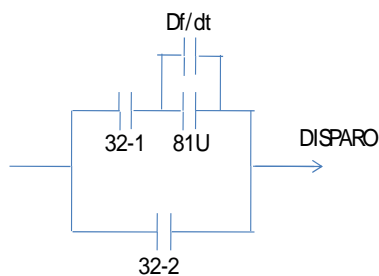


Figura 5.28 Algoritmo para el criterio numero 2 de los ESA.

5.1.6.1.1. Esquema de Separación de Área numero 1 (ESA 1).

El ESA 1 se implementa en la salida de planta eléctrica correspondiente a la interconexión con la S/E A, circuito 4A y 4B. En **la figura 5.29** se muestra gráficamente la dirección del flujo de potencia hacia VALCOR y la S/E PAL, así como también la manera en que se encuentra distribuida la generación para la condición de enlace abierto en PPE, donde el TG7 esta acoplado a la Barra A y los TG6 y TG8 a la barra B.

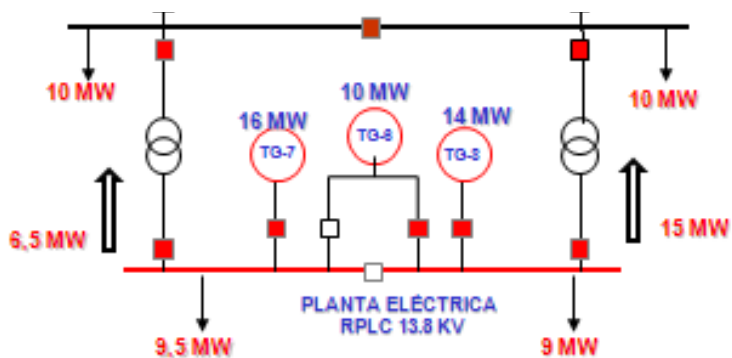


Figura 5.29. Dirección del flujo de potencia para enlace de barra abierto en PPE

Los valores usados para establecer los ajustes de los criterios de activación para el ESA 1 han sido tabulados y representados en las **tablas 5.15 y 5.16**.

	TG6	TG7	TG8	Total
Generación Diseño	15 Mw	20 Mw	20 Mw	55 Mw
Generación Operación	10 Mw	16Mw	14Mw	40 Mw

Tabla 5.15 Generación de diseño y operación de los generadores de PPE

Demanda		Exportación a VALCOR	Exportación a PAL
VALCOR	20Mw	21,5 Mw	0,1 Mw
PPE	18,5 Mw		

Tabla 5.16 demanda actual del sistema eléctrico de la RPLC.

A continuación se muestra en la **tabla 5.17** los ajustes y tiempos de operación del ESA 1.

AJUSTES DE FUNCIONES E.S.A 1					
DISPOSITIVO / FUNCIÓN	DESCRIPCIÓN	AJUSTE		TIEMPO DE ACTUACION	FUNCIONAMIENTO
CRITERIO DE AJUSTE 1					
67 – 1	SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL	CIRCUITO		250 ms.	CIERRA CONTACTO 67-1.
		4A	4B		
		386,6 Amp @ 13.8 kV	773,2 Amp @ 13.8 kV		
67 – 2	SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL	341,2 Amps @ 13.8 kV	727,7 Amp @ 13.8 kV	250 ms	CIERRE DE CONTACTO 67-2
27	BAJO VOLTAJE	90%VN			CIERRE DE CONTACTO 27
Bloqueo Direccional	ELEMENTO DE CONTROL	REVERSE		LA ACTUACIÓN ES BLOQUEADA ANTE EVENTOS QUE PUEDAN OCURRIR EN EL SISTEMA 13,8KV .	
CRITERIO DE AJUSTE 2					
32P – 1	POTENCIA ACTIVA INVERSA	CIRCUITO		0.0 ms	CIERRE DE CONTACTO 32-1.
		4A	4B		
		7,5 MW	16 MW		
81U	BAJA FRECUENCIA	59.5 HZ			CIERRE DE CONTACTO 81u.
df / dt	GRADIENTE DE FRECUENCIA	$df / dt \leq -1,2Hz / s$		0.0 ms	CIERRE DEL CONTACTO df/dt .
32P – 2	POTENCIA ACTIVA INVERSA	8,5 MW	15 MW	1 s	CIERRE DE CONTACTO 32-2

Tabla 5.17 Ajustes y tiempos de operación del ESA 1

5.1.6.1.2. Esquema de Separación de Área numero 2 (ESA 2).

El ESA 2 se implementa en la salida de la S/E PAL correspondiente a la interconexión con Guanta II (SEN), circuito M-180 y M-280. En la figura 5.30 se muestra gráficamente la dirección del flujo de potencia hacia el SEN y el proyecto Conversión Profunda.

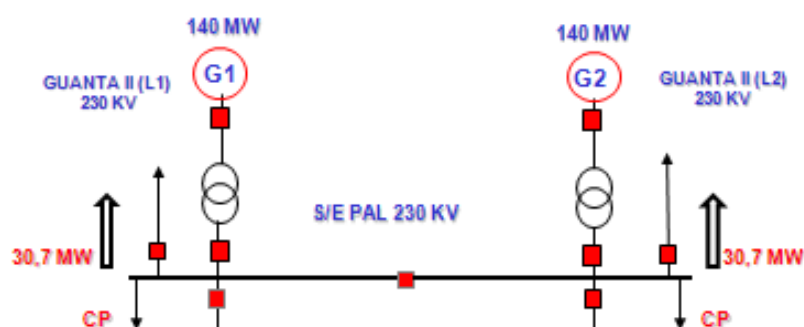


Figura 5.30 Dirección del flujo hacia Conversión Profunda y el SEN

Los valores usados para establecer los ajustes de los criterios de activación para el ESA 2 han sido tabulados y representados en las **tablas 5.18 y 5.19**.

	G1	G2	Total
Generación Diseño	150 Mw.	150 Mw.	300 Mw.
Generación Operación	140 Mw.	140Mw	280 Mw.

Tabla 5.18 Generación de diseño y operación de los generadores de PAL.

Demanda		flujo hacia CP	Exportación a PAL
CP	210Mw	210 Mw.	70 Mw.

Tabla 5.19 Demanda de CP y exportación al SEN

A continuación se muestra mediante la **tabla 5.20** los ajustes y tiempos de operación del ESA 2.

AJUSTES DE FUNCIONES E.S.A 2				
DISPOSITIVO / FUNCIÓN	DESCRIPCIÓN	AJUSTE	TIEMPO	FUNCIONAMIENTO
CRITERIO DE AJUSTE 1				
67 – 1	SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL	CIRCUITO M-180/M-280	150 ms.	CIERRA CONTACTO 67-1.
		107 Amps @ 230 kV		
67 – 2	SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL	99 Amps @ 230 kV	150 ms.	CIERRA CONTACTO 67-2
27	BAJO VOLTAJE	90%VN @ 230 kV		CIERRA CONTACTO 27
Bloqueo Direccional	ELEMENTO DE CONTROL	REVERSE	LA ACTUACIÓN ES BLOQUEADA ANTE EVENTOS EN EL SISTEMA 34,5KV .	
CRITERIO DE AJUSTE 2				
32P – 1	POTENCIA ACTIVA INVERSA	37 MW	50 ms.	CIERRE DE CONTACTO 32-1.
81U	BAJA FRECUENCIA	59.5 HZ		CIERRE DE CONTACTO 81u.
df / dt	GRADIENTE DE FRECUENCIA	$df / dt \leq -1,2Hz / s$	0.0 ms.	ACTUA COMO RESPALDO DEL CONTACTO 81u
32P – 2	POTENCIA ACTIVA INVERSA	40 MW	800 ms.	CIERRE DE CONTACTO 32-2

Tabla 5.20 Ajustes y tiempos de operación del ESA 2

CONCLUSIONES

- Se evaluaron diferentes condiciones de operación en el sistema eléctrico asociado a la interconexión PAL-VALCOR-RPLC, de acuerdo a la topología de la red, para garantizar la continuidad de los procesos de la Refinería Puerto la Cruz, las cuales, son en su mayoría cargas críticas.
- Se determinó que bajo la condición de 90 % de generación en PAL, se garantiza el servicio a la demanda de energía en el Complejo Refinador Oriente con perfiles de tensión y frecuencia aceptables, considerando el 30%, 50% y 70% de generación en PPE; sin embargo la condición óptima es aquella donde el esquema operacional cuenta con el 70% de generación en PPE.
- Se garantizó la evaluación de la condición más crítica del sistema para el análisis de fallas; en tal sentido, el estudio de cortocircuito se realizó bajo la condición de operación donde existen la mayor contribución de corrientes de fallas, el cual corresponde a la condición de operación #3 (TG6, TG7 y TG8 en operación en PPE, TG1 y TG2 en PAL y doble interconexión con el SEN).
- Se evaluaron diferentes escenarios que representaron el comportamiento del sistema en estudio en estado transitorio, mediante simulaciones de perturbaciones en el SEN y aguas abajo del mismo (estudio de estabilidad); con los cuales se logró obtener los tiempos máximos a considerar para establecer los diferentes Esquemas de Separación de Área (ESA) que se implementarán, garantizando de esta manera la

actuación de las funciones de protección sin interrumpir la operatividad de los generadores y los procesos asociados al sistema estudiado.

➤ Se definió un sistema de protecciones que actúe ante eventos en el SEN mediante un Esquema de Separación de Área (ESA) y el despeje de falla aguas abajo de forma selectiva permitiendo la continuidad de servicio en el Complejo Refinador de Puerto la Cruz.

➤ Se determinó que el tiempo para el cual, ante fallas en el SEN, el ESA implantado en los circuitos de salida hacia Guanta II debe actuar en un tiempo no mayor a 150 ms., este tiempo permite que el sistema eléctrico de la RPLC alcance un nuevo estado de estabilidad sin producir la pérdida de los procesos ni de generación.

➤ Los ajustes de los ESA se seleccionaron con el fin de limitar la cantidad de potencia que deben aportar los generadores hacia el SEN, en caso de producirse alguna perturbación, asegurando mantener energía de reserva por cada unidad generadora perteneciente al sistema eléctrico de la RPLC. Con esto se garantiza que los generadores puedan alcanzar niveles inestables

➤ El estudio de coordinación de protecciones abarca desde el punto de mayor carga la generación considerando el alimentador de mayor capacidad, por lo que en caso de realizar ajustes a dispositivos de protección en otros circuitos, estos estarán limitados por los ajustes aquí obtenidos. Las gráficas tiempo-corriente que se obtuvieron del estudio de coordinación de protecciones muestran que el esquema de protección asegura el disparo selectivo cuando existan fallas ubicadas aguas arriba de la barra de PPE y aguas abajo del circuito de salida asociado al interruptor 16A.

RECOMENDACIONES

- Emplear la base de datos creada para la elaboración de este proyecto ya que han sido tomados las consideraciones técnicas de diseño y operación ajustados lo mas próximo posible a la real, así como también reflejar los cambios en la estructura del sistema eléctrico, en la base de datos ETAP, con el fin de mantener actualizado el diagrama unifilar.
- El sistema eléctrico de la RPLC debe operar bajo las condiciones establecidas en este trabajo los cuales garantizan que los perfiles de tensión y de frecuencia se encuentren dentro de los rangos de valores aceptables.
- Establecer en PPE una generación del 70% de la capacidad disponible, de tal manera que la potencia generada supere la carga correspondiente a los procesos que se llevan a cabo en la RPLC, considerando solo como respaldo la interconexión con la S/E PAL.
- Emplear los resultados de cortocircuito de este trabajo para futuros estudios a realizar, tomando en cuenta que se ha considerado el escenario mas critico bajo condiciones de falla.
- Estimar el estudio de estabilidad y los tiempos obtenidos, para los escenarios establecidos, bajo la estructura operacional seleccionada en futuros estudios asociados a la nueva interconexión PAL-S/E A-PPE.

- Desarrollar un estudio dinámico mas avanzado, con el fin de poder determinar la cantidad de potencia máxima que deben aportar los turbogeneradores y el tiempos para el cual el sistema alcance un estado inestable bajo perturbaciones en el SEN, este estudio no se considero durante el desarrollo de este trabajo debido a que no se encontraba dentro de su alcance.

- Implementar el sistema de protecciones propuesto en este trabajo, así como también considerar los Esquemas de Separación de Áreas aquí seleccionados.

- Establecer los ajustes a los equipos de protección que fueron definidos en este trabajo. Con estos se lograra obtener la confiabilidad, seguridad, selectividad y rapidez con que debe contar un sistema de protección

- Considerar relés marca GE MULTILIN modelo UR, T60 y L90 debido a que poseen un sistema de comunicación HMI (Interfase Humano Maquina) y ofrecen un software sencillo con numerosas ventajas. Adicionalmente estos modelos de relés son los usados en la plataforma con que actualmente cuenta el sistema eléctrico de la RPLC.

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

[1] **De Armas S.**, “Análisis del comportamiento estacionario del sistema eléctrico de la Planta de Conversión Profunda en la Refinería Puerto la Cruz”. **Tesis de grado, Departamento de electricidad, Universidad de Oriente. (Noviembre de 2008).**

[2] **González L.**, “Selección de los ajustes de los dispositivos de protección contra sobrecorriente de los circuitos 16A/16B – 6A/6B del Sistema Eléctrico de la Refinería de Puerto La Cruz”. **Tesis de grado, Departamento de electricidad, Universidad de Oriente. (Mayo de 2005).**

[3] **Rojas K.**, “Estudio de estabilidad de la planta de generación eléctrica de la Refinería de Puerto la Cruz, distrito social PDVSA Oriente”. **Tesis de grado, Departamento de electricidad, Universidad de Oriente. (Enero de 2008).**

[4] The Institute of Electrical and Electronic Engineers, Inc. “**IEEE Recommended Practice for Excitation System for Power System Stability Studies**”, IEEE Std. 412.5-2005, New York (2006).

[5] **COES SINAC.** “Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN”. **Diciembre 2005.**

[6] IEEE. Recommended practice for “**Protection and coordination of Industrial and Comercial Power Systems**”. Std. 242.1986. 2001.

[7] **IEEE**. Power System Relaying Committee (PSRC) of the Power Engineering Society. **Guide for protective Relay Applications to Transmission Lines**". Std. **C37.113. 1998**.

[8] **Pérez Luis J.**, "Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente Direccional en Líneas de Subtransmisión (69 kv)". **1998**.

[9] IEEE. Recommended practice for "*Protection and coordination of Industrial and Comercial Power Systems*". Std. 242.1986. 2001.

[10] **García J.**, "Instalaciones Eléctricas en media, y baja tensión". **1ra Edición, Editorial Paraninfo, España, (1999)**.

[11] Basler Electronic, "**Manual de Instrucciones Para Sistema de Excitación Digital DECS-200**", Highland (2002).

[12] Manual de usuario, "**RELE GE MULTILIN modelo UR-L90**". Protección diferencial de línea

[13] Manual de usuario, "**RELE GE MULTILIN modelo UR-T60**". Protección diferencial de transformador.

[14] Manual de usuario, "**RELE MICOM serie P54x AREVA**". Protección diferencial de línea.

**ANEXO A. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA
ELECTRICO REFINERIA PUERTO LA CRUZ.**

ANEXO B. NORMA PDVSA N-252, SECCION 2.3.3.

ANEXO C. IEEE STD 399-1997, SECCION 8.6.7
INTERPRETACION RESULTADO DE ESTABILIDAD.

**ANEXO D. RESULTADO DE ESTUDIO DE
CORTOCIRCUITO ARROJADOS POR EL ETAP.**

**ANEXO E. GRAFICAS ESTUDIO DE ESTABILIDAD
ARROJADAS POR EL ETAP.**

**ANEXO F. CURVAS TIEMPO-CORRIENTE DE
PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE ARROJADOS
POR EL ETAP.**

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	Diseño del Esquema de Protección para la Interconexión PAL-RPLC (S/E A), Distrito Social PDVSA Oriente.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Lara D., Jesús A.	CVLAC: 15612195 E MAIL: jald_111@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Sistema de Protección

Cortocircuito

Estabilidad de Voltaie

Aiuste de protecciones

Coordinación

Esquema De Senaración De Área.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Eléctrica

RESUMEN (ABSTRACT):

En el presente trabajo se estableció un sistema de protecciones para la nueva interconexión PAL-RPLC, considerando la generación existente en la Planta De Generación Eléctrica de la Refinería de Puerto La Cruz, bajo diferentes condiciones de operación del sistema en estudio, de acuerdo con la topología de la red. Los ajustes de los dispositivos de protección asociados al sistema implantado, se basan en los estudios de cortocircuito, flujo de carga y estabilidad realizados en cada barra del complejo refinador de Puerto La Cruz.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA X	AS	TU	JU
Parra, Hernán	CVLAC:	4.362.464			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU X	JU
González, Lenin G.	CVLAC:	15.036.331			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
Suárez F., Luís J.	CVLAC:	11.144.624			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
Maza, Manuel.	CVLAC:	10.465.723			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	04	13
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Esquema de proteccion.doc	Application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K
L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y
z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: Dpto. Protección / PDVSA (RPLC) _____ **(OPCIONAL)**

TEMPORAL: Tres meses _____ **(OPCIONAL)**

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Electricista _____

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado _____

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Electricidad _____

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente/Núcleo Anzoátegui _____

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado de la Universidad de Oriente:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de Núcleo respectivo, el cual lo participará al Consejo Universitario”

AUTOR

Lara D., Jesús A.

AUTOR

AUTOR

Parra, Hernán.

TUTOR

Suárez F., Luís J.

JURADO

Maza, Manuel.

JURADO

Mercado P, Verena

POR LA SUBCOMISION DE TESIS

