

Universidad de Cuenca



Facultad de Ingeniería Carrera de Ingeniería Eléctrica

“Coordinación de protecciones de la Refinería Shushufindi considerando el ingreso de un nuevo turbogenerador de 5 MW”

Trabajo de titulación previo a la
obtención del Título de Ingeniero
Eléctrico

Director:

Ing. Juan Bautista Sanango Fernández, M.Sc.
C.I. 0301522892

Tutor:

Ing. Serafín Euclides Zeas García
C.I. 1714249586

Autores:

Geovanny Enrique Simbaña Pulupa
C.I. 1713267969
Ronald Vicente Apolo Armijos
C.I. 0705265429

Cuenca - Ecuador

2018



RESUMEN

El Complejo Industrial Shushufindi (CIS), con el objeto de mejorar la confiabilidad, continuidad y autosuficiencia del suministro de energía eléctrica para los procesos de refinación y para no tener dependencia de la red externa; tiene previsto la adquisición de una nueva unidad de generación cuya capacidad es de 6.3 MW nominal, que será impulsada mecánicamente mediante una turbina a gas residual como energía primaria, que por razones de eficiencia y rendimiento de la turbina se tendrá como resultado la generación de una potencia máxima efectiva de 5 MW.

El ingreso de esta unidad de generación provoca un cambio en la topología de la red actual, de manera que los ajustes de protección de cada elemento dentro del sistema se tienen que reajustar.

En este sentido, el presente proyecto parte del levantamiento en campo de características de los elementos que componen la red actual, además la obtención de información específica de los equipos que serán parte del nuevo sistema.

Para el modelamiento de la red se optó por la utilización de una herramienta computacional; donde mediante simulaciones ante diferentes condiciones del sistema a demanda máxima y estado estacionario, se realizó el estudio de flujos de potencia y cortocircuito por posibles fallas en barras principales a fin de establecer según los resultados obtenidos una efectiva coordinación de las protecciones considerando los criterios de selectividad y rapidez recomendados por las normas vigentes.

Por último, se determinan las características técnicas mínimas de equipos de protección adicionales de la nueva unidad de generación.

Palabras clave: PROTECCIONES ELÉCTRICAS, FLUJOS DE POTENCIA, CORTOCIRCUITO.



ABSTRACT

The Shushufindi Industrial Complex (CIS), with the purpose of improving the reliability, continuity and self-sufficiency of the electric power supply for the refining processes and not having dependence on the external network; plans to acquire a new generation unit with a rated capacity of 6.3 MW, which will be driven mechanically by means of a residual gas turbine as primary energy, which, for reasons of turbine efficiency and performance, will result in the generation of an effective maximum power of 5 MW.

The input of this generation unit causes a change in the topology of the current network, so that the protection settings of each element within the system have to be readjusted.

In this sense, the present project starts from the field survey of characteristics of the elements that make up the current network, as well as obtaining specific information about the equipment that will be part of the new system.

For the modeling of the network, the use of a computational tool was chosen; where by simulations to different conditions of the system at maximum demand and steady state, the study of power flows and short circuits for possible faults in main bars was carried out in order to establish, according to the results obtained, an effective coordination of the protections considering the selectivity criteria and speed recommended by the regulations in force.

Finally, the minimum technical characteristics of additional protection equipment of the new generation unit are determined.

Keywords: ELECTRICAL PROTECTIONS, POWER FLOWS, SHORT CIRCUIT.



ÍNDICE

RESUMEN	2
ABSTRACT	3
ABREVIATURAS	17
CAPÍTULO 1	22
GENERALIDADES	22
1.1 INTRODUCCIÓN	22
1.2 OBJETIVOS	24
1.2.1 OBJETIVO GENERAL	24
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	24
1.3 ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN	24
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	25
CAPÍTULO 2	27
MARCO TEÓRICO	27
2.1 INTRODUCCIÓN AL DISEÑO DE PROTECCIONES	27
2.2 FILOSOFÍA DE PROTECCIÓN.....	28
2.2.1 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN	29
2.2.2 FILOSOFÍA DE LA PROTECCIÓN UNITARIA O PRIMARIA	34
2.2.3 FILOSOFÍA DE LA PROTECCIÓN GRADUAL O DE RESPALDO.....	37
2.3 PROTECCIÓN DE GENERADORES	38
2.3.1 PERTURBACIONES EN MÁQUINAS SÍNCRONAS	39
2.4 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES.....	43
2.5 PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES.....	46
2.6 PROTECCIÓN DE MOTORES	48
CAPÍTULO 3	50
SITUACIÓN ACTUAL Y DIAGNÓSTICO	50
3.1 ANTECEDENTES	50
3.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO	52
3.3 DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA REFÍNERÍA	56
3.3.1 SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	56
3.3.2 INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO PETROLERO.....	59
3.3.3 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	61
3.3.4 DEMANDA Y CARGAS ELÉCTRICAS	68
3.3.5 SISTEMA DE DESLASTRE DE CARGA.....	69
3.4 DETERMINACIÓN DE POSIBLES INCONVENIENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO POR INGRESO DE NUEVO TURBOGENERADOR	69
CAPÍTULO 4	72
ESTUDIOS DE FLUJO DE POTENCIA	72
4.1 CRITERIOS CONSIDERADOS PARA EL ESTUDIO.....	72



4.2	DATOS DEL SISTEMA	74
4.3	ANÁLISIS DE ESCENARIOS.....	75
4.3.1	ESCENARIOS SITUACIÓN ACTUAL.....	75
4.3.2	ESCENARIOS SITUACIÓN FUTURA	77
4.4	RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS.....	79
4.4.1	RESULTADOS ESCENARIOS SITUACIÓN ACTUAL	79
4.4.1.1	ESCENARIO 1: GENERADOR GE2803 Y SEIP-4.16 kV.....	79
4.4.1.2	ESCENARIO 2: GENERADOR GE2803, GE2802 Y SEIP-4.16 kV.....	80
4.4.1.3	ESCENARIO 3: GENERADOR GE2803 Y GE2802	82
4.4.2	RESULTADOS ESCENARIOS SITUACIÓN FUTURA.....	83
4.4.2.1	ESCENARIO 4: GENERADOR GE2804, SEIP-4.16 kV Y SEIP-13.8 kV.....	83
4.4.2.2	ESCENARIO 5: GENERADOR GE2802, GE2803 Y GE2804	85
4.4.2.3	ESCENARIO 6: GENERADOR GE2803 Y GE2804	87
4.4.2.4	ESCENARIO 7: GENERADOR GE2802, GE2803, GE2804, SEIP- 4.16 kV Y SEIP-13.8 kV.....	89
4.4.2.5	ESCENARIO 8: INCREMENTO 30% DE CARGA EN ESCENARIO 7	91
4.4.2.6	ESCENARIO 9: GENERADOR GE2803, SEIP-4.16 kV Y SEIP 13.8 kV.....	95
CAPÍTULO 5	98
ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO	98
5.1	CRITERIOS Y ALCANCE CONSIDERADOS PARA EL ESTUDIO.....	98
5.2	IMPEDANCIA EQUIVALENTE DEL SISTEMA.....	100
5.3	ANÁLISIS DE ESCENARIOS.....	102
5.4	RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS.....	103
CAPÍTULO 6	109
COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	109
6.1	TOPOLOGIA DE PROTECCIONES.....	109
6.2	CALIBRACIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	117
6.2.1	COORDINACIÓN ANSI 50/51 DE FASE Y TIERRA DE LAS BAHÍAS DPU2000R, GEN-2804 Y LS-G3_ 4.16 kV.....	117
6.2.2	PROTECCIÓN BAHÍA LS-23	125
6.2.3	PROTECCIÓN DEL LADO DE BAJO VOLTAJE DEL TRANSFORMADOR X-901C 1500 kVA	131
6.2.4	PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES X-901A, X-901B Y BAHÍAS LS-3, LS-4, LS-5, LS-7 Y LS-35.	133
6.2.5	PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES CON FUSIBLES.....	138
6.2.6	COORDINACIÓN BAHÍAS DE 13.8 kV PETROAMAZONAS Y GENERADOR 2804	141
6.3	RESUMEN DE SETTINGS	142
CAPÍTULO 7	145
EVALUACIÓN DE RESULTADOS Y DIMENSIONAMIENTO DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS PARA NUEVO TURBOGENERADOR	145
7.1	DETERMINACIÓN CAPACIDAD DE CORTE INTERRUPTOR PRINCIPAL.....	145
7.2	DETERMINACIÓN DE RELÉS DE PROTECCIÓN DE ALIMENTADOR Y TRANSFORMADOR	151
7.3	DETERMINACIÓN DE RELÉS DE PROTECCIÓN DE GENERADOR	155
CAPÍTULO 8	166
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	166



8.1 CONCLUSIONES	166
8.2 RECOMENDACIONES.....	167
CAPÍTULO 9	169
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	169
CAPÍTULO 10	170
ANEXOS.....	170
ANEXO 1.- DIAGRAMA UNIFILAR CIS SITUACIÓN ACTUAL	
ANEXO 2.- DIAGRAMA UNIFILAR CIS SITUACIÓN FUTURA	
ANEXO 3.- DATOS DE EQUIPOS ELÉCTRICOS DEL CIS	
ANEXO 4.- ESQUEMAS Y RESULTADOS COMPLETOS FLUJOS DE POTENCIA	
ANEXO 5.- ESQUEMAS Y RESULTADOS COMPLETOS DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	
ANEXO 6.- CURVAS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS	
ANEXO 7.- ESQUEMA DE PROTECCIONES ANSI RECOMENDADAS PARA IMPLEMENTACIÓN CIS SITUACIÓN FUTURA	



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1.- Transformador de Potencial (TP).....	30
Figura 2.2.- Transformador de Corriente (TC).	30
Figura 2.3.- Esquemas de conexión de transformadores de instrumentación.	31
Figura 2.4.- Relé de protección General Electric 489.	33
Figura 2.5.- Interruptor General Electric, 4.16 kV, 1200 A.....	34
Figura 2.6.- Superposición del lado de Barra.....	35
Figura 2.7.- Superposición del lado de la Línea de Transmisión.....	35
Figura 2.8.- Esquema de teleprotección para LT (ANSI 87) brinda protección unitaria.....	36
Figura 2.9.- Protección típica de un generador (ANSI 87G, 40, 32, 46).....	38
Figura 2.10.- Protección de un transformador (ANSI 87T).	43
Figura 2.11.- Protección de un alimentador.	46
Figura 2.12.- Diagrama trifilar para la protección de un motor (ANSI 87M).	48
Figura 3.1.- Imagen satelital Refinería Shushufindi.	50
Figura 3.2.- Productos derivados Refinería Shushufindi.	52
Figura 3.3.- Diagrama unifilar sistema eléctrico de potencia de Refinería Shushufindi.	53
Figura 3.4.- Turbogenerador GE2803.	57
Figura 3.5.- Turbogenerador GE2802.	57
Figura 3.6.- Grupos Electrógenos GE2805 y GE2806.....	58
Figura 3.7.- Estructura tipo 3HD, 2SHSS-17.....	60
Figura 3.8.- Barra X-801, 4.16 kV.....	62
Figura 3.9.- Línea L-25, 4,16 kV.....	63
Figura 3.10.- Línea L-36 de distribución de medio voltaje.....	63
Figura 3.11.- Interruptores y relés de protección asociados: LS-23 y LS-PPR.....	64
Figura 3.12.- Transformador de distribución X-003, Edificio de Contratos.....	65
Figura 3.13.- Barra X-910, 480 V.....	66
Figura 3.14.- Línea L-920-1, 480V.	66
Figura 3.15.- Interruptor - Relé LS-31.	67
Figura 3.16.- Transformador de distribución X-904, Edificio de Seguridad, Salud y Ambiente.	68
Figura 4.1.- Diagrama Unifilar del CIS, Topología Actual.	76
Figura 4.2.- Diagrama Unifilar del CIS, Topología Nueva.....	78
Figura 5.1.- Oscilograma de cortocircuito trifásico en barra X-801.	107
Figura 5.2.- Oscilografía de cortocircuito monofásico en barra X-801.	108
Figura 6.1.- Curvas ANSI/IEEE e IEC de tiempo inverso y de tiempo definido.	115
Figura 6.2.- Bahías de 4.16 kV que brindan protección primaria a la barra X-801.....	118
Figura 6.3.- Curvas de protección de fase bahías de fuente y generación de la zona de 4.16 kV.....	121
Figura 6.4.- Curvas de protección de neutro bahías de fuente y generación de la zona de 4.16 kV.....	124
Figura 6.5.- Modelo de la protección Instantánea y Temporizada 50/51 del relé LS-23.	126
Figura 6.6.- Curvas de selectividad de fase bahías de fuente, generación y LS-23.....	128
Figura 6.7.- Curvas de selectividad de Neutro bahías de fuente, generación y LS-23.....	130
Figura 6.8.- Curvas de selectividad de neutro y de fase para protección del lado secundario del X-901C de 1.5 MVA.....	132



Figura 6.9.- Diagrama unifilar para la protección de los transformadores X-901A y X-901B. .	134
Figura 6.10.- Curvas de selectividad para las protecciones LS-25, LS-26, LS-3 y LS-4. Falla en la barra X-910A, coordinación de 200 ms entre la protección de lado secundario y lado primario del transformador.....	136
Figura 6.11.- Coordinación de interruptores para la protección de los transformadores X-901A y X-901B.	137
Figura 6.12.- Curvas de selectividad para la protección con fusibles de los transformadores X-007 y X-008.	140
Figura 7.1.- Corrientes de fase ante un evento de cortocircuito trifásico sólido en la barra de 13.8 kV y en terminales del nuevo generador GE2804.	147
Figura 7.2.- Corrientes de fase ante un evento de cortocircuito monofásico sólido a tierra en la barra de 13.8 kV y en terminales del nuevo generador GE2804.	147
Figura 7.3.- Factores de multiplicación de fallas trifásicas y monofásicas para $I''ACsim$	150
Figura 7.4.- Esquema recomendado para protección de transformador y alimentador.....	153
Figura 7.5.- Esquema de funciones de protección recomendado para el generador GE2804.	156
Figura 7.6.- Parámetros eléctricos generador GE2804 ingresados en DIgSILENT.....	157
Figura 7.7.- Parámetros de resistencia del estator, valores de secuencia negativa/cero y corriente sincrónica de estado estable establecidos para GE-2804.	157
Figura 7.8.- Parámetros de resistencia/reactancia de fuga del estator, tipo de rotor, reactancia y constantes de tiempo transitorio y subtransitorio establecidos para GE2804.....	158
Figura 7.9.- Valores de corriente de cortocircuito en GE2804 por fallas bifásica, monofásica a tierra y trifásica.	158
Figura 7.10.- Protección de generador usando relé de protección de pérdida de excitación..	161
Figura 7.11.- Esquema de bajo voltaje de tercer armónico para la protección de tierra del generador.....	165



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1.- Funciones ANSI para protección de generadores.....	42
Tabla 2.2.- Funciones ANSI para protección intrínseca en transformadores.....	44
Tabla 2.3.- Funciones ANSI para protección extrínseca en transformadores.....	45
Tabla 2.4.- Funciones ANSI para protección en alimentadores.....	47
Tabla 2.5.- Funciones ANSI para protección en motores.....	49
Tabla 3.1.- Cargas eléctricas críticas de Refinería Shushufindi.....	55
Tabla 3.2.- Datos de placa de generadores principales de Refinería Shushufindi.....	56
Tabla 3.3.- Datos de placa de generadores de emergencia de Refinería Shushufindi.....	58
Tabla 3.4.- Datos punto de interconexión actual del SEIP.....	59
Tabla 3.5.- Datos punto de interconexión futura del SEIP.....	61
Tabla 3.6.- Demanda promedio de Refinería Shushufindi.....	68
Tabla 3.7.- Interruptores de cargas no críticas.....	69
Tabla 3.8.- Datos generales del nuevo generador GE2804.....	70
Tabla 4.1.- Escenarios flujo de potencia, sistema actual.....	75
Tabla 4.2.- Escenarios flujo de potencia, sistema nuevo.....	77
Tabla 4.3.- Resultados escenario 1, flujo de potencia barras principales.....	79
Tabla 4.4.- Resultados escenario 1, flujo de potencia alimentadores principales.....	80
Tabla 4.5.- Resultados escenario 1, flujo de potencia transformadores principales.....	80
Tabla 4.6.- Resultados escenario 2, flujo de potencia barras principales.....	81
Tabla 4.7.- Resultados escenario 2, flujo de potencia alimentadores principales.....	81
Tabla 4.8.- Resultados escenario 2, flujo de potencia transformadores principales.....	81
Tabla 4.9.- Resultados escenario 3, flujo de potencia barras principales.....	82
Tabla 4.10.- Resultados escenario 3, flujo de potencia alimentadores principales.....	83
Tabla 4.11.- Resultados escenario 3, flujo de potencia transformadores principales.....	83
Tabla 4.12.- Resultados escenario 4, flujo de potencia barras principales.....	84
Tabla 4.13.- Resultados escenario 4, flujo de potencia alimentadores principales.....	84
Tabla 4.14.- Resultados escenario 4, flujo de potencia transformadores principales.....	85
Tabla 4.15.- Resultados escenario 5, flujo de potencia barras principales.....	85
Tabla 4.16.- Resultados escenario 5, flujo de potencia alimentadores principales.....	86
Tabla 4.17.- Resultados escenario 5, flujo de potencia transformadores principales.....	86
Tabla 4.18.- Resultados escenario 6, flujo de potencia barras principales.....	87
Tabla 4.19.- Resultados escenario 6, flujo de potencia alimentadores principales.....	88
Tabla 4.20.- Resultados escenario 6, flujo de potencia transformadores principales.....	88
Tabla 4.21.- Resultados escenario 7, flujo de potencia barras principales.....	89
Tabla 4.22.- Resultados escenario 7, flujo de potencia alimentadores principales.....	90
Tabla 4.23.- Resultados escenario 7, flujo de potencia transformadores principales.....	90
Tabla 4.24.- Resultados escenario 8, flujo de potencia barras principales.....	91
Tabla 4.25.- Resultados escenario 8, flujo de potencia alimentadores principales.....	92
Tabla 4.26.- Resultados escenario 8, flujo de potencia transformadores principales.....	92
Tabla 4.27.- Impedancia característica y valores del SIL para líneas aéreas típicas de 60 Hz.....	93
Tabla 4.28.- Resultados escenario 9, flujo de potencia barras principales.....	96
Tabla 4.29.- Resultados escenario 9, flujo de potencia alimentadores principales.....	96



Tabla 4.30.- Resultados escenario 9, flujo de potencia transformadores principales.	97
Tabla 5.1.- Valores impedancia secuencia positiva con y sin conexión externa.	101
Tabla 5.2.- Valores impedancia secuencia positiva, negativa y cero con conexión externa....	101
Tabla 5.3.- Valores impedancia secuencia positiva, negativa y cero sin conexión externa.	102
Tabla 5.4.- Resultados escenario 1, cortocircuito en barra principal X- 801.	103
Tabla 5.5.- Resultados escenario 2, cortocircuito en barra principal X- 801.	103
Tabla 5.6.- Resultados escenario 3, cortocircuito en barra principal X- 801.	104
Tabla 5.7.- Resultados escenario 4, cortocircuito en barra principal X- 801.	104
Tabla 5.8.- Resultados escenario 5, cortocircuito en barra principal X- 801.	104
Tabla 5.9.- Resultados escenario 6, cortocircuito en barra principal X- 801.	104
Tabla 5.10.- Resultados escenario 7, cortocircuito en barra principal X- 801.	105
Tabla 5.11.- Resultados escenario 8 (incremento), cortocircuito en barra principal X- 801.....	105
Tabla 5.12.- Resultados escenario 9, cortocircuito en barra principal X- 801.	105
Tabla 6.1.- Valores de ajuste y rango interruptor protección transformador X-901C.	131
Tabla 6.2.- Valores de ajuste interruptores de protección X-901A, X-901B, LS-5 y LS-7.....	133
Tabla 6.3.- Resumen de valores de ajustes obtenidos para los diferentes relés de protección.....	142
Tabla 7.1.- Voltaje y nivel de aislamiento para interruptores en celdas de distribución tipo Metal Clad.	146
Tabla 7.2.- Resumen de ajustes de protección diferencial larga para transformador.	154
Tabla 7.3.- Resumen de protecciones ANSI intrínsecas para cada transformador.	155
Tabla 7.4.- Resumen de funciones de protección recomendado para GE2804.....	156
Tabla 7.5.- Valores capacidad térmica devanado de armadura en condiciones de emergencia.	160



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio
Institucional

Geovanny Enrique Simbaña Pulupa en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación “Coordinación de protecciones de la Refinería Shushufindi considerando el ingreso de un nuevo turbogenerador de 5MW”, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, octubre de 2018

Geovanny Enrique Simbaña Pulupa

C.I: 1713267969



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio
Institucional

Ronald Vicente Apolo Armijos en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Coordinación de protecciones de la Refinería Shushufindi considerando el ingreso de un nuevo turbogenerador de 5MW", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, octubre de 2018

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Ronald Vicente Apolo Armijos".

Ronald Vicente Apolo Armijos

C.I: 0705265429



Cláusula de Propiedad Intelectual

Geovanny Enrique Simbaña Pulupa, autor del trabajo de titulación "Coordinación de protecciones de la Refinería Shushufindi considerando el ingreso de un nuevo turbogenerador de 5MW", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, octubre de 2018

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Geovanny Enrique Simbaña Pulupa".

Geovanny Enrique Simbaña Pulupa

C.I.: 1713267969



Cláusula de Propiedad Intelectual

Ronald Vicente Apolo Armijos, autor del trabajo de titulación "Coordinación de protecciones de la Refinería Shushufindi considerando el ingreso de un nuevo turbogenerador de 5MW", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, octubre de 2018

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Ronald Apolo Armijos", written over a horizontal line.

Ronald Vicente Apolo Armijos

C.I: 0705265429



UNIVERSIDAD DE CUENCA



UNIVERSIDAD DE CUENCA
EP PETROECUADOR REFINERÍA SHUSHUFINDI



Certifico que el trabajo de titulación "Coordinación de Protecciones de la Refinería Shushufindi Considerando el Ingreso de un Nuevo Turbogenerador de 5 MW", ha sido desarrollado por los estudiantes: Geovanny Enrique Simbaña Pulupa con C.I.: 1713267969 y Ronald Vicente Apolo Armijos con C.I.: 0705265429.

Cuenca, Julio de 2018

Ing. Juan Bautista Sanango Fernández, Mgs.
DOCENTE DE LA UNIVERSIDAD DE CUENCA
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN



UNIVERSIDAD DE CUENCA



UNIVERSIDAD DE CUENCA
EP PETROECUADOR REFINERÍA SHUSHUFINDI



El tutor de la EP Petroecuador Refinería Shushufindi certifica que el Trabajo de Titulación "Coordinación de Protecciones de la Refinería Shushufindi Considerando el Ingreso de un Nuevo Turbogenerador de 5 MW", ha sido desarrollado por los estudiantes: Geovanny Enrique Simbaña Pulupa con C.I.: 1713267969 y Ronald Vicente Apolo Armijos con C.I.: 0705265429.

Cuenca, Julio de 2018

Ing. Serafín Euclides Zeas García

JEFE DE GENERACIÓN Y MANTENIMIENTO ELÉCTRICO
TUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN



ABREVIATURAS

ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares - (American National Standards Institute)
ARCONEL	Agencia de Control y Regulación de Electricidad
AV	Alto Voltaje
BV	Bajo Voltaje
CCM	Centro de Control de Motores
CIS	Complejo Industrial Shushufindi
DC	Corriente Directa - (Direct Current)
EP	Empresa Pública
GLP	Gas Licuado de Petróleo
HMI	Interfaz Humano Máquina - (Human Machine Interface)
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional - (International Electrotechnical Commission)
IED	Dispositivo Electrónico Inteligente - (Intelligent Electronic Device)
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos - (Institute of Electrical and Electronics Engineers)
kA	Kiloamperio
kV	Kilovoltio
kVA	Kilovoltiamperio
kW	Kilovatio
LS	Interruptor de carga - (Load Swichgear)
LT	Línea de Transmisión
MV	Medio Voltaje
MVA	Megavoltiamperio
MW	Megavatio
OLTC	Cambiador de Tomas Bajo Carga - (On-Load Tap Changer)
P	Potencia Activa



Q	Potencia Reactiva
SCADA	Supervisión, Control y Adquisición de Datos - (Supervisory Control And Data Acquisition)
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SEIP	Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero
S/E	Subestación de Distribución
SIL	Potencia Natural de la Línea - (Surge Impedance Loading)
TC	Transformador de Corriente
TP	Transformador de Potencial
V	Voltio



**ESTA TESIS HA SIDO DESARROLLADA DENTRO DEL CONVENIO ENTRE LA
UNIVERSIDAD DE CUENCA Y EP PETROECUADOR REFINERÍA SHUSHUFINDI.**



AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, mi agradecimiento a Dios por todas sus bendiciones y por concederme salud y vida para poder alcanzar una meta más en mi vida.

A la Universidad de Cuenca y los docentes de la Facultad de Ingeniería Eléctrica por todos los conocimientos impartidos en las aulas de clase, en especial al Ing. Juan Sanango director de nuestro trabajo de titulación, gracias por su valiosa guía.

Al Ing. José Narvárez Superintendente Encargado de Refinería Shushufindi y al Ing. Serafín Zeas Jefe de Generación y Mantenimiento Eléctrico por todas las facilidades otorgadas de manera desinteresada para el desarrollo y culminación del presente proyecto de titulación.

Geovanny

Agradezco a Dios por guiarme en mi camino ante todas las dificultades y permitirme concluir con mi objetivo.

A la prestigiosa Universidad de Cuenca por haberme brindado la oportunidad de recibirme en sus aulas y a mis estimados profesores de la carrera de Ingeniería Eléctrica quienes me han dado las pautas para mi formación profesional.

Un especial agradecimiento al Ing. Juan Sanango, por su gran ayuda, disposición y acertada orientación plasmadas en el presente.

A EP Petroecuador y al Ing. Serafín Zeas García, Jefe de Generación y Mantenimiento Eléctrico de la Refinería Shushufindi por su aceptación, las facilidades e información para el desarrollo de nuestro proyecto de titulación.

A mis compañeros de aula con quienes compartimos buenos y duros momentos en toda nuestra etapa estudiantil.

Ronald



DEDICATORIAS

A mi compañera de vida, gracias por animarme en los momentos más complicados de esta etapa de estudios, gracias por tu paciencia, amor y apoyo incondicional.

A mi madre por su sacrificio, cariño y dedicación entregada durante toda mi niñez y juventud, ejemplo de perseverancia y lucha ante la adversidad que me permitió crecer siendo una persona de bien.

A mi padre y hermanos por su cariño, apoyo y comprensión.

Geovanny

A Dios por darme las fuerzas necesarias para lograr un objetivo más en mi vida.

A mi padre Vicente (+) por enseñarme desde pequeño a salir adelante académicamente, mi madre Zoila por el sacrificio, su apoyo incondicional moral y económico, mis hermanas Kerly, Thalía y Carla que siempre estuvieron presente en mi proceso universitario.

A mi querida esposa María José y mis pequeñas hijas Paula y Emilia, razón de mi vida por la cual me esfuerzo cada día.

Mis familiares por brindarme su positivismo en mis estudios.

Ronald



CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

La implementación de un sistema de protecciones eléctricas como parte constitutiva de un sistema de energía eléctrica de cualquier tipo de industria, debe permitir mantener la continuidad del suministro de energía eléctrica aislando de manera rápida, selectiva, fiable y segura cualquier perturbación que pueda provocar daños colaterales a sus componentes o afectar la estabilidad del sistema.

Con esta premisa, la protección de los sistemas eléctricos, es uno de los aspectos esenciales que deben ser considerados en el diseño y operación de las instalaciones eléctricas industriales. Esto, reconociendo que un sistema de protección se trata de la detección y pronto aislamiento de la porción afectada del sistema, ya sea que ocurra un cortocircuito, o bien, en otra condición anormal que pueda producir daño a la parte afectada o a la carga que alimenta [1]. Por lo tanto, se evidencia que la implementación adecuada de un sistema de protecciones eléctricas es tan importante como el sistema eléctrico mismo.

En el caso de las refinerías de petróleo, que han sido una de las industrias de mayor importancia para el desarrollo de la economía mundial, la disponibilidad de energía eléctrica es fundamental para el funcionamiento ininterrumpido de todos los equipos y maquinaria utilizados en los procesos de refinación.

En este sentido, el Complejo Industrial Shushufindi (CIS) o Refinería Shushufindi a fin de incrementar la confiabilidad de su sistema eléctrico, adquirir autosuficiencia energética y mantener la continuidad del suministro de energía a sus procesos e instalaciones operativas, ha decidido incorporar a su sistema de generación un nuevo turbogenerador de 5 MW efectivos.



Al ser considerado el turbogenerador el componente que hará variar las corrientes de cortocircuito en el sistema eléctrico de potencia, resulta fundamental contar con un sistema de protecciones eléctricas que se ajuste a las nuevas condiciones operativas del sistema, ya que eso garantizará la vida útil del equipo.

En este contexto, se plantea el siguiente trabajo de “Coordinación de protecciones de la Refinería Shushufindi considerando el ingreso de un nuevo turbogenerador de 5 MW”.

La configuración de los principales equipos eléctricos que componen la red del Complejo Industrial Shushufindi, es de topología radial.

Este sistema contempla dos fuentes de energía eléctrica, las cuales son de origen externo e interno, la red externa proveniente de un punto de entrega de Petroamazonas EP, y la red interna modelada por la unión de todos los turbogeneradores del sistema. El sistema de potencia se transmite en un nivel de voltaje de 4.16 kV.

El ingreso del nuevo turbogenerador, al modelo de estudio, influye en que los niveles en corriente de cortocircuito aumentarán, por lo cual los ajustes de cada elemento de protección dentro del sistema, se tienen que reajustar.

Cada uno de los equipos de protección, que se encuentran en el sistema interno del Complejo Industrial Shushufindi, seguirá siendo radial y dentro del nuevo sistema se considera que la potencia suministrada por la red externa será inferior a la que se tenía inicialmente.

Finalmente, en este estudio de protecciones se analizará la coordinación entre curvas para los relés de protección digitales de la barra principal del Complejo Industrial Shushufindi, por lo cual se adjuntará las plantillas de coordinación.



1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Describir la coordinación de protecciones del sistema eléctrico de la Refinería Shushufindi considerando el ingreso de un nuevo turbogenerador de 5 MW, mediante la ayuda de programas computacionales, para obtener las características de los equipos de protección principal del sistema.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar las características de los equipos eléctricos principales que componen la red eléctrica actual de la Refinería Shushufindi.
- Determinar la influencia al sistema de protección de la Refinería Shushufindi ante la incorporación de un turbogenerador de 5 MW.
- Realizar una propuesta para la calibración y coordinación de protecciones principales mediante la simulación de flujos de potencia y corrientes de cortocircuitos del sistema eléctrico de la Refinería Shushufindi ante la incorporación de un turbogenerador de 5 MW.
- Describir las características de los dispositivos y equipos eléctricos que serán parte de la nueva topología de red del sistema de generación de la Refinería Shushufindi.

1.3 ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

Debido a la naturaleza del estudio, el alcance de la presente investigación comprende el CIS o Refinería Shushufindi y su sistema de protecciones eléctricas, realizando un análisis de dicho sistema considerando la incorporación de un turbogenerador de 5 MW al sistema actual de generación.



Inicialmente se realizará un análisis de la situación actual del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) que opera en la Refinería Shushufindi cuyos datos obtenidos a partir de la recolección de información directa permitirá evaluar el comportamiento del sistema al incorporar el turbogenerador descrito anteriormente.

Así mismo, mediante el análisis de flujos de potencia y cálculos de corrientes de cortocircuito considerando la demanda máxima y en distintas condiciones operativas del sistema, permitirá conocer los parámetros adecuados para la calibración y coordinación de las protecciones en concordancia con la filosofía de las protecciones eléctricas.

La incorporación del nuevo turbogenerador en el sistema de generación de la Refinería Shushufindi implica un cambio de topología de la red eléctrica actual y de manera inherente la determinación de equipos eléctricos adicionales, por lo cual se describirá las características técnicas mínimas que deberán reunir los mismos cuando se realice la implementación del nuevo turbogenerador.

1.4 JUSTIFICACIÓN

La realización del presente estudio se hace en función de describir la coordinación de protecciones eléctricas de la Refinería Shushufindi ante la incorporación de un nuevo turbogenerador de 5 MW y su incidencia en el desarrollo de las operaciones de la Refinería, considerando el análisis de la situación actual respecto a la incorporación del equipo.

Tomando en cuenta que el sistema eléctrico de la Refinería está expuesto constantemente a fallas o perturbaciones que pueden interrumpir los procesos de refinación, es indispensable tomar las previsiones para minimizarlas o evitarlas. En consecuencia, se hará uso de un método de análisis fundamentado en una herramienta computacional que permitirá hacer una evaluación completa del sistema de protecciones eléctricas de la Refinería Shushufindi, lo cual otorgará mayor confiabilidad de los resultados obtenidos considerando los flujos de potencia, los cortocircuitos y la coordinación de las protecciones.



Es así, que mediante cálculos confiables y precisos según las normas vigentes y de acuerdo a las condiciones operativas de la Refinería Shushufindi en el marco de protecciones eléctricas, permitirán lograr y aportar a través de este estudio datos importantes y significativos para la actualización de calibración del sistema de protecciones eléctricas.



CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 INTRODUCCIÓN AL DISEÑO DE PROTECCIONES

La coordinación de las protecciones en los sistemas eléctricos es de vital importancia para el correcto funcionamiento de los equipos y máquinas que forman parte de una red eléctrica. Esta coordinación debe responder a los diferentes escenarios de fallas comprendidas dentro de la zona de protección específica para la cual fue ajustada.

Los sistemas eléctricos se encuentran durante todo el tiempo sometidos a potenciales fallas de diferentes tipos, estas pueden ser ocasionadas por agentes mecánicos o naturales, por deterioro en el aislamiento de los equipos, por sobre voltajes producidos por descargas atmosféricas o por maniobras de apertura y cierre de equipos que componen el sistema eléctrico.

Blackburn define la protección como "la ciencia, la habilidad y el arte de aplicar y configurar relés y/o fusibles para proporcionar la máxima sensibilidad a fallas y condiciones indeseables en el sistema, pero evitando su funcionamiento en todas las condiciones permisibles o tolerables" [2].

Los dispositivos de protección varían de acuerdo con el nivel de voltaje al cual estará sometido el componente a proteger y al tipo de protección que, en base a un estudio de ingeniería, sea la más recomendable para el componente. La IEEE define al relé de protección como "un dispositivo cuya función es detectar líneas o componentes defectuosos u otras condiciones del sistema de potencia de naturaleza anormal o peligrosa e iniciar acciones de control apropiadas" [3].

El dimensionamiento, materiales y características de los equipos que se instalan, así como la determinación de las protecciones de las personas y bienes, precisan el cálculo de las corrientes de cortocircuito en cualquier punto de la red.



La magnitud de una falla de cortocircuito puede ser tal que produzca explosiones y provoque la destrucción de equipos completos, tableros, transformadores e interruptores, entre otros, pero sobre todo puede producir condiciones de peligro para las personas que estén próximas.

Es conveniente hacer notar que, en el diseño de ampliaciones o modificaciones a una instalación, además de contemplar las condiciones normales de operación, se incluye un análisis de los cambios que sufre el nivel de la corriente de falla de cierto punto.

Un estudio de cortocircuito es fundamental, ya que no sólo dará una visión de qué capacidad deben tener los equipos de protección, cuántos tipos hay o cómo elegirlos. Más que todo esto indica el grado de peligrosidad que presenta el sistema, esto envuelve tanto a equipos como a las personas. Si se da la protección adecuada al sistema se evitarán daños irreparables.

2.2 FILOSOFÍA DE PROTECCIÓN

Las protecciones de los sistemas eléctricos varían de acuerdo con las características de diseño y al grado de confiabilidad que requiera el sistema o el componente a proteger. Existen equipos dentro de la red eléctrica que demandan una mayor protección, y por ello se requiere realizar una mayor inversión.

Dentro de un sistema eléctrico los componentes que pueden resultar más importantes podrían ser los generadores, motores, transformadores, líneas; sin embargo, mientras estos componentes se encuentren sin ningún relé de protección, el sistema sería vulnerable a un sin número de fallas e interrupciones, pero sobre todo el daño total del componente que resultaría en costos elevados para la empresa o planta de producción.

Consecuentemente, los equipos que brindan protección ante las fallas más severas como son los cortocircuitos, se han convertido en la parte más importante dentro de un sistema eléctrico de potencia.



El grado de protección de un sistema eléctrico viene dado no únicamente por los relés de protección sino también por las siguientes características de diseño [4]:

- Provisión del aislamiento adecuado.
- Coordinación de la resistencia de aislamiento con las capacidades de los pararrayos.
- Uso de hilos de guarda y baja resistencia de tierra en estructuras de soporte de líneas de transmisión.
- Resistencia mecánica de diseño para reducir la exposición y para disminuir la probabilidad de fallas originadas por animales, pájaros, insectos, polvo, granizo, etc.
- Funcionamiento y prácticas de mantenimientos apropiados.

2.2.1 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN

Los sistemas de protección cuentan con tres componentes básicos [3]:

1. Transformadores de Instrumentación.

Los transformadores de instrumentación son utilizados tanto en los sistemas de protección como de medición o control, y varían de acuerdo con la clase de exactitud en el diseño. Los equipos utilizados en los sistemas de medición deben contar con un mayor grado de precisión que los utilizados para el sistema de protecciones, esta clase de exactitud es determinada en base al estudio que se realice.

Estos componentes son instalados entre la red principal y el sistema de medición, protección o control, transforman además las magnitudes de voltaje y corrientes de la red principal en un valor que pueda ser procesado directamente por los instrumentos de medición, protección o control.



Figura 2.1.- Transformador de Potencial (TP).

Fuente: Refinería Shushufindi.



Figura 2.2.- Transformador de Corriente (TC).

Fuente: Refinería Shushufindi.

El principio de funcionamiento de los transformadores de instrumentación es la transformación electromagnética. Las magnitudes de voltajes y corrientes primarias son transformadas en valores secundarios adecuados para el uso en los relés, medidores y otros instrumentos. Estos valores secundarios son definidos en base a normas.

En la Figura 2.3 se muestra el esquema de conexión de los transformadores de instrumentación.

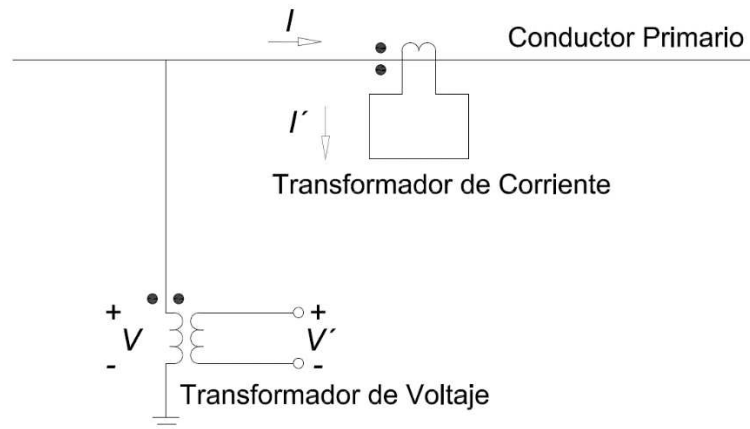


Figura 2.3.- Esquemas de conexión de transformadores de instrumentación.

Fuente: Los Autores.

Ventajas de los transformadores de Instrumentación.

Las ventajas de los transformadores de instrumento son las siguientes:

Seguridad: proveen aislamiento eléctrico del sistema de alimentación primaria para el personal que opera los relés, de esta manera el entorno de trabajo es más seguro.

Economía: las entradas de voltajes y corrientes secundarias a los relés permiten que sean equipos más pequeños, más simples y menos costosos.

Exactitud: las señales secundarias inducidas por los transformadores de instrumentación son producidas con precisión y en amplios rangos de operación.

2. Relés de Protección.

La función principal de los relés de protección es de reducir el daño y las interrupciones del servicio eléctrico cuando el sistema se encuentra en falla, retirando de operación al componente fallado o que se encuentre en alguna condición anormal de funcionamiento.

Otra de las funciones de los relés de protección es de indicar el sitio y el tipo de falla, y discriminar entre el funcionamiento normal de operación y las condiciones de falla.

Para que un relé de protección opere este debe realizar la comparación entre una o varias señales de entrada con respecto a una referencia. Estas señales de entrada



pueden ser: corriente, voltaje o frecuencia, donde la más importante de ellas es la corriente debido a que en los eventos de fallas el valor de esta señal presenta un elevado incremento en su magnitud.

Es importante señalar que los relés de protección no realizan directamente el retiro del componente fallado, el despeje es realizado por equipos de apertura y cierre a los que se denominan Interruptores. Las señales de entrada no son captadas directamente del sistema, por lo que se requiere transformadores de instrumentación (TCs, TPs) que aíslan y protegen al operador de los elevados niveles de voltajes del sistema eléctrico.

Los relés de protección de un sistema a fin de cumplir con sus funciones de diseño deben poseer las siguientes propiedades [5]:

Sensibilidad: Operar correctamente ante una falla o condiciones anormales dentro de la zona de protección.

Selectividad: Capacidad de aislar únicamente la red con falla del sistema de potencia, minimizando el área de interrupción y también manteniendo el normal suministro de energía del resto del sistema de potencia.

Confiabilidad: La confiabilidad está asociada con una correcta aplicación, instalación y mantenimiento del dispositivo de protección para que operen correctamente durante el periodo de servicio o durante su vida operativa.

Seguridad: Capacidad de evitar mala operación entre fallas.

Velocidad: Desconectar el componente en falla del sistema lo más rápido posible.

Economía: Proveer máxima protección al mínimo costo.

Simplicidad: Operar de forma adecuada y con la menor cantidad de elementos posibles.

La Figura 2.4 muestra el relé de protección utilizado en la Refinería Shushufindi para protección del generador GE2803.



Figura 2.4.- Relé de protección General Electric 489.

Fuente: Refinería Shushufindi.

En los sistemas de protección existen ciertos equipos que son la primera línea de defensa contra los cortocircuitos, mientras que otros se encuentran a la espera en el caso que la protección primaria falle, a esta se la llama protección de respaldo.

3. Interruptores.

Dentro de un sistema eléctrico, el dispositivo actuador es el interruptor; cada dispositivo permite realizar un despeje correcto según las condiciones de falla que presente el sistema eléctrico; por lo cual este dispositivo opera bajo carga.

Los interruptores operan en conjunto con los relés de protección ya que no tendrían aplicación efectiva en el sistema el uno sin el otro.

La Figura 2.5 muestra el interruptor de protección principal del generador GE2803 de la Refinería Shushufindi.

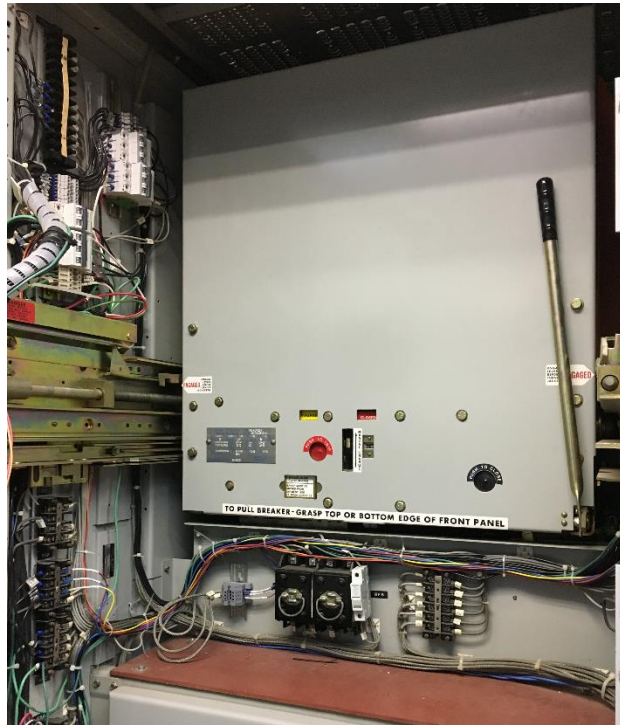


Figura 2.5.- Interruptor General Electric, 4.16 kV, 1200 A.

Fuente: Refinería Shushufindi.

2.2.2 FILOSOFÍA DE LA PROTECCIÓN UNITARIA O PRIMARIA

La protección Unitaria es aquella que entrega el menor tiempo de disparo en su interruptor asociado.

Son los interruptores quienes delimitan los componentes o conjuntos de componentes aislables. Cada componente tiene una zona de actuación finita, definida por sus conexiones [6].

Las zonas que no poseen protección se llaman puntos ciegos. Se deben realizar superposición de las zonas de actuación en torno a los interruptores para evitar puntos ciegos [6].

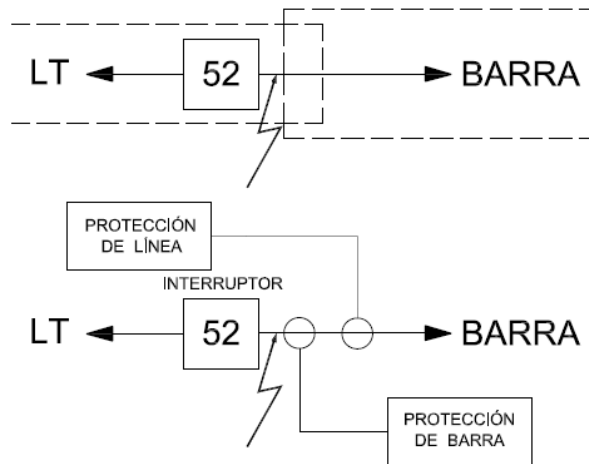


Figura 2.6.- Superposición del lado de Barra.

Fuente: Los Autores.

La superposición del lado de la barra no es conveniente porque actuaría ante una falla en la barra [6].

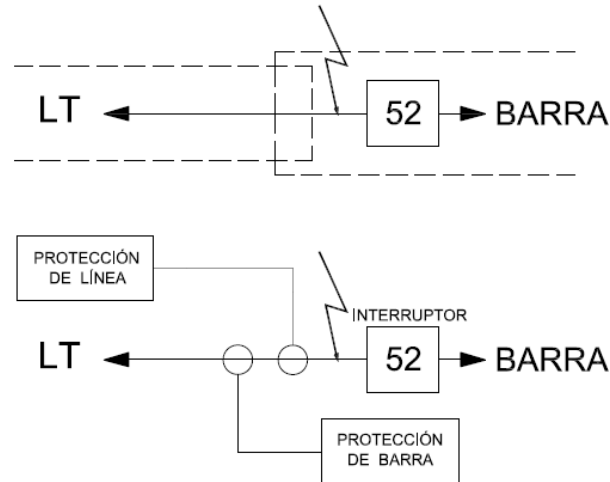
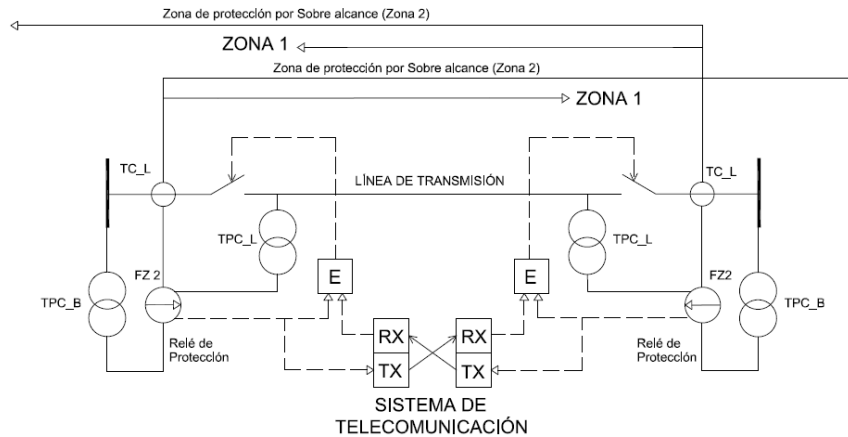


Figura 2.7.- Superposición del lado de la Línea de Transmisión.

Fuente: Los Autores.

La superposición del lado de la LT es recomendable porque actuaría ante una falla en la LT [6].



TPC_B: Transformador de potencial capacitivo en la barra de la subestación.
TPC_L: Transformador de potencial capacitivo en la LT.
TC_L: Transformador de corriente de la LT.
FZ2: Unidad de medida de sobre alcance (o alcance de Zona 2).

Figura 2.8.- Esquema de teleprotección para LT (ANSI 87) brinda protección unitaria.

Fuente: Los Autores.

Los relés que conforman la protección primaria tienen los siguientes principios [6]:

- Es inherentemente selectiva.
- Su actuación se da sin retardo intencional.
- No provee protección para los componentes adyacentes.
- Su actuación puede fallar debido a defectos en:
 - o Los transformadores de instrumentación (TCs y TPs).
 - o En la alimentación DC del circuito de disparo.
 - o El relé de protección.
 - o El cableado del circuito de disparo.
 - o El mecanismo de operación del interruptor.



2.2.3 FILOSOFÍA DE LA PROTECCIÓN GRADUAL O DE RESPALDO

La protección gradual es la indicada para despejar corrientes de cortocircuitos únicamente en el caso de que la protección unitaria falle. En estos casos las protecciones similares de los componentes adyacentes no deben operar [6].

Esta protección tiene zona de actuación definida por sus ajustes sobrepasando los límites del componente protegido. Debe actuar con retardo intencional para todo tipo de cortocircuito externo al componente protegido [6].

Se puede decir que un sistema eléctrico está inherentemente protegido cuando ambas filosofías de protección (Unitaria y Gradual) están habilitadas. Sin embargo, se debe considerar que [6]:

- No siempre esto es económicamente viable.
- No siempre la protección gradual consigue detectar todas las fallas en los componentes adyacentes.

La protección gradual provee protección primaria cuando el equipo de protección unitaria es puesto fuera de servicio para mantenimiento [6].



de reparar, y su retiro del sistema por tiempos largos causa serios impactos en el sistema eléctrico; por lo que se busca protegerlos incluso ante fallas incipientes [7].

Una característica particular de estos equipos es que cada una de las posibles fallas conduce a condiciones de operación de una manera diferente, por lo que se requiere un número comparativamente elevado de protecciones distintas [7].

En los sistemas eléctricos de potencia existen diferentes conexiones de las unidades de generación, las cuales son:

- **Acoplado directamente al Sistema:** Comúnmente usados en los sistemas industriales de bajo voltaje y su disposición es de colocar un interruptor en cada dispositivo que se conecta en la barra. No existe transformador que eleve el potencial.
- **Acoplado mediante transformador propio:** Dentro de esta topología se considera que la unidad generadora, posee transformador elevador. Para lo cual se considera que los potenciales que entrega al sistema son de mayor capacidad.
- **Acoplado mediante transformador externo:** Este sistema es el más usado y su topología consiste en que cada generador síncrono se conecta a un lado del transformador externo mediante un interruptor y a su vez la salida del elemento de potencia se conecta a la barra mediante otro interruptor. En este tipo de configuración se considera que cada dispositivo asociado al sistema contempla sus respectivas protecciones.

Los dispositivos de protección asociados a generadores son diseñados para monitorear constantemente y por consiguiente actuar con disparo o mediante un indicador de condiciones específicas.

2.3.1 PERTURBACIONES EN MÁQUINAS SÍNCRONAS

Las perturbaciones en los sistemas eléctricos de potencia causan que el sistema sufra variaciones transitorias y subtransitorias en las corrientes del sistema.



El retiro o ingreso de una carga de gran capacidad, causa que los voltajes se encuentren por debajo o por encima del valor nominal durante los primeros ciclos de ocurrido el evento.

Cada una de las siguientes acciones causa cambios con perturbaciones en el sistema [8]:

1. Sistema Eléctrico

- Retiro súbito de carga.
- Inserción de cargas pesadas.
- Retiro súbito de generación.
- Cortocircuitos: trifásico, trifásico a tierra, bifásico, bifásico a tierra y monofásico a tierra.
- Sobrecargas.
- Fase abierta.
- Cargas considerablemente desequilibradas.
- Descargas atmosféricas.

Dentro de un sistema de potencia, una de las partes fundamentales, es la máquina síncrona, esta consta de dos grandes secciones, estator y rotor. El estator de una máquina síncrona está dado por la parte externa y envolvente al eje, mientras que las bobinas colocadas en el eje, es el rotor.

Algunas de las fallas dentro de un sistema de potencia que se asocian directamente a la máquina síncrona:

- Falla en el aislamiento entre espiras.
- Falla en el aislamiento entre bobinas y carcaza.



- Movimientos de las espiras debido a las fuerzas electromagnéticas provocadas por corrientes de cortocircuito.
- Calentamiento en las bobinas y materiales del estator.
- Daño de espiras.
- Pérdida de campo - excitatriz.
- Problemas de escobillas.
- Problemas mecánicos y térmicos de cojinetes.

2. Sistema Mecánico

En un sistema eléctrico de generación, existen problemas mecánicos, los cuales se asocian directamente a las turbinas, y máquinas de combustión. Los principales problemas son:

- Cavitación de las turbinas hidráulicas.
- Explosión de máquinas a diésel o gas.
- Sobrecaentamiento de los álabes en las turbinas de máquinas térmicas.

Cada condición es una función de los dispositivos de protección, normalmente las principales señales que se monitorean son voltaje, corriente y temperatura.

Hoy en día, los dispositivos de protección son multifuncionales, por lo cual son llamados Dispositivos Electrónicos Inteligentes - Intelligent Electronic Devices (IEDs). De acuerdo a las normas ANSI, dentro de estos dispositivos se encuentran disponibles diferentes protecciones.

Las funciones ANSI que se asocian a las unidades generadoras se presentan en la Tabla 2.1.



Tabla 2.1.- Funciones ANSI para protección de generadores.

Número	Función
87G	Diferencial devanados del estator
61	Balance de corrientes
24	Sobre excitación
25	Verificador de sincronismo
49	Detector térmico
64RS	Protección de tierra
50/27	Protección contra energización indebida
21	Protección de distancia
60	Protección de voltaje
78	Pérdida de sincronización
27/59	Protección de bajo/sobre voltaje
46	Secuencia negativa
40	Pérdida de excitación
32	Direccional de potencia
38	Protección de cojinetes
39	Protección de vibraciones
81	Protección de frecuencia
49F	Protección térmica de devanado de campo

Fuente: IEEE Std C37.2 -2008.

2.4 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

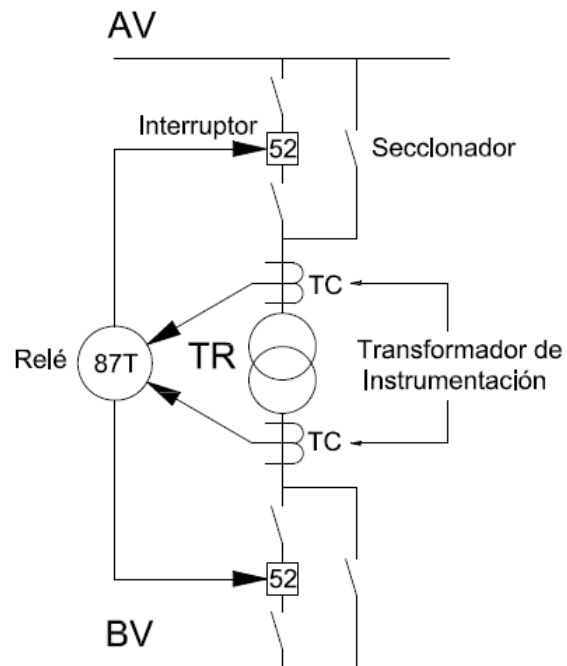


Figura 2.10.- Protección de un transformador (ANSI 87T).

Fuente: Los Autores.

Uno de los componentes imprescindibles en un sistema eléctrico de potencia es el transformador, este elemento sirve como medio de acoplamiento a diferentes niveles de voltaje.

Las condiciones y problemas que causan reducción en el tiempo de vida del transformador, entre otras pueden ser:

a. Causas ambientales

- Exceso de humedad que causa oxidación, con lo cual el aceite se puede contaminar.
- Exceso de temperatura ambiental, cuya consecuencia es la disminución de su capacidad.



b. Incorrecta operación de protecciones

- Genera un calentamiento en los devanados y esto conlleva a un incremento de temperatura generando gases internos.

c. Problemas en OLTC

- El constante uso genera que sus contactos vayan adquiriendo hollín, con lo cual un mal contacto genera que el aceite se empiece a quemar y esto a su vez genera gases internos.

d. Problemas en tableros

- Avería en sistema de control de ventiladores (Capacitores de arranque descompuestos).
- Ingreso de animales dentro de los tableros de control externos.

e. Problemas del sistema eléctrico

- Condiciones anormales, baja frecuencia, alto voltaje, exceso de armónicos.

Algunas de las principales protecciones intrínsecas ANSI se presentan en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2.- Funciones ANSI para protección intrínseca en transformadores.

Número	Función
71	Nivel de aceite
26/49	Protección térmica
63	Relé de presión repentina
33/63	Relé acumulador de gas y relé Buchholz

Fuente: IEEE Std C37.2 -2008.

La importancia de estas protecciones es la de brindar protección ante esfuerzos mecánicos y efectos térmicos que originen un deterioro acelerado del aislamiento de los materiales internos.



Ante la actuación de alguno de los relés anteriormente mencionados, se asocia el relé ANSI 86T, el cual permite que el transformador se desenergice y se bloquee.

Las protecciones extrínsecas del transformador según ANSI se presentan en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3.- Funciones ANSI para protección extrínseca en transformadores.

Número	Función
87T	Protección diferencial
50/51	Protección sobrecorriente
67	Protección direccional de sobrecorriente
64REF	Protección de tierra restringida
24	Protección de sobre excitación
27/59	Protección de bajo/sobre voltaje
81	Protección bajo/sobre frecuencia

Fuente: IEEE Std C37.2 -2008.

Todo transformador comúnmente tiene una conexión que puede ser estrella o delta, y a su vez esta puede ser desfasada con 30° entre AV y BV. Si el lado de AV es igual al de BV, se considera que el desfasamiento es de 0° .

La protección diferencial porcentual 87T, parte de relacionar las corrientes que ingresan al transformador, con las que salen del mismo. Dentro del Dispositivo Electrónico Inteligente (IED) que brinda protección primaria al dispositivo se ingresa parámetros de porcentaje.

La selectividad para la protección de sobrecorriente se da partiendo del previo estudio de corrientes de cortocircuito.

Dentro del modelamiento es necesario ingresar las impedancias de puesta a tierra y pérdidas de potencia por resistencia de los devanados.

2.5 PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES

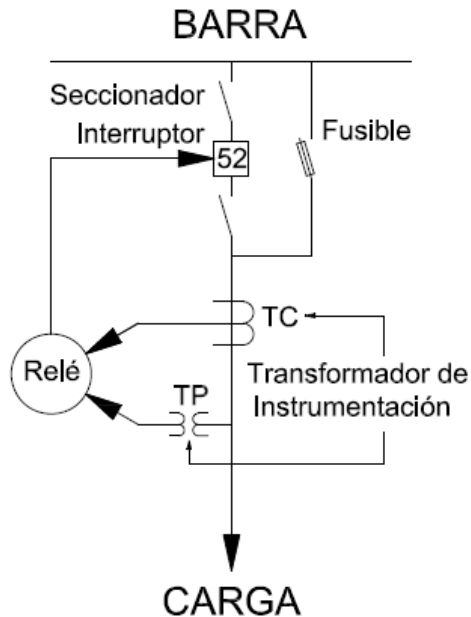


Figura 2.11.- Protección de un alimentador.

Fuente: Los Autores.

El estudio de la protección para los alimentadores, parte desde la topología del sistema, comúnmente se utiliza fusible tipo K, el cual se coordina, para corrientes de fallas según su carga; los tiempos de coordinación se recomienda que se encuentren entre 150 y 300 ms, la protección primaria de los alimentadores se realiza mediante interruptores switchgears, los mismos que son conocidos también como celdas de protección.

Los switchgears son interruptores automáticos fijos o extraíbles que utilizan tecnología de corte en SF_6 o vacío, se montan dentro de unidades modulares con envoltorio metálico y operan hasta 24 kV con corrientes de cortocircuito de 25 a 45 kA.

Mediante una configuración de barra simple seccionada, se coloca el dispositivo IED en cada alimentador. En este tipo de configuración la operación de los seccionadores dentro de un sistema energizado, no puede ser maniobrado.

La IEEE define al alimentador como un ramal donde el flujo de potencia sale.



El elevado consumo de reactivos en las refinerías conlleva a tomar la relación X/R para la coordinación.

La relación X/R es simplemente la relación entre la reactancia y la resistencia del sistema, mirando hacia atrás a la fuente de alimentación desde cualquier punto en un circuito de potencia, suponiendo que se aplica un cortocircuito al sistema en ese punto [9].

La Tabla 2.4 detalla algunas funciones ANSI que se asocian a los alimentadores.

Tabla 2.4.- Funciones ANSI para protección en alimentadores.

Número	Descripción
50/51N	Protección sobrecorriente de neutro
50/51P	Protección sobrecorriente de fase
50BF	Protección por falla de interruptor
67G	Protección direccional de tierra
49	Protección de sobrecarga
32	Protección direccional de potencia
27/59	Protección de sobre/bajo voltaje
81	Protección de sobre /bajo frecuencia
47	Protección de secuencia de balance de voltaje

Fuente: IEEE Std C37.2 -2008.

2.6 PROTECCIÓN DE MOTORES

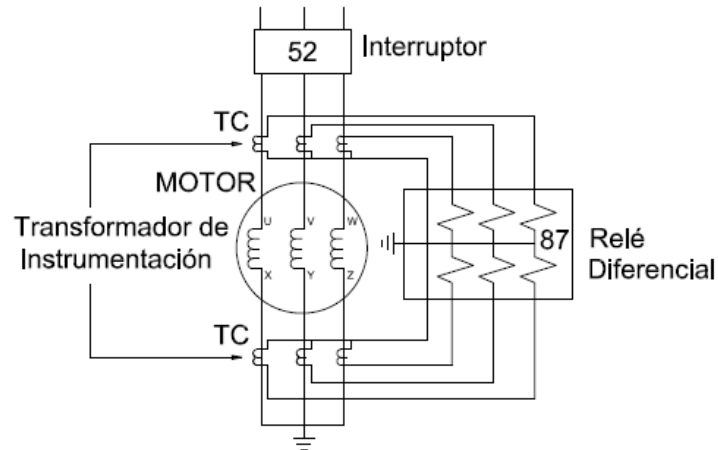


Figura 2.12.- Diagrama trifilar para la protección de un motor (ANSI 87M).

Fuente: Los Autores.

Dentro de la red eléctrica se encuentran las máquinas eléctricas, éstas al ser de corriente alterna, contienen reactancia de cuadratura y de eje directo, las cuales varían al momento de la falla.

Se debe tomar en cuenta, al igual que los generadores, estas máquinas son fuente de corriente de fallas, es decir las mismas aportan corrientes al punto de falla, por lo cual es necesario que el modelamiento se especifique si son unidades síncronas o asíncronas.

Dentro del modelo de la máquina de inducción jaula de ardilla o rotor devanado, se puede observar que estas por su construcción no tienen disposición de aportar corrientes de cortocircuito al punto de falla.

Las principales funciones ANSI de los motores se detallan en la Tabla 2.5.



Tabla 2.5.- Funciones ANSI para protección en motores.

Número	Descripción
87M	Diferencial devanados del estator
49	Protección térmica
64	Protección de tierra
51/48	Protección rotor bloqueado
50/27	Protección contra energización indebida
60	Protección de voltaje
78	Pérdida de sincronización
27/59	Protección de sub voltaje
46	Secuencia negativa
40	Pérdida de excitación
32	Direccional de potencia
38	Protección de cojinetes
39	Protección de Vibraciones
81	Protección de frecuencia
49F	Protección térmica de devanado de campo

Fuente: IEEE Std C37.2 -2008.

CAPÍTULO 3

SITUACIÓN ACTUAL Y DIAGNÓSTICO

3.1 ANTECEDENTES

El Complejo Industrial Shushufindi o Refinería Shushufindi, perteneciente a la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP Petroecuador, ubicada en la provincia de Sucumbíos, cantón Shushufindi, cuenta con tres plantas de procesamiento de hidrocarburos: Refinería Amazonas 1 (R1), Refinería Amazonas 2 (R2) y Planta de Gas (PG).



Figura 3.1.- Imagen satelital Refinería Shushufindi.

Fuente: <https://www.google.com/maps/search/refineria+shushufindi>

Las plantas de refinación R1 y R2 cuya operación inició en 1987 y 1995 respectivamente, están constituidas cada una por una unidad de destilación atmosférica o primaria, con capacidad para procesar 10000 barriles de crudo por día.



Una planta de refinación es aquella en la cual se realiza el proceso de transformación de los hidrocarburos contenidos en gran variedad en el petróleo crudo en productos derivados [10].

La Planta de Gas cuya operación inició en 1984 con capacidad para procesar 25 millones de pies cúbicos estándar por día de Gas Natural, procesa el Gas Asociado proveniente de 14 Estaciones de Captación de Gas ubicadas en los campos de producción de EP Petroecuador denominados Campo Libertador, Sacha y Shushufindi.

El Gas Asociado el cual es obtenido de los yacimientos petrolíferos junto con el petróleo crudo, es transportado para su industrialización hacia la Planta de Gas a través de kilómetros de gasoductos mediante compresores recíprocos de gran capacidad.

Los derivados de petróleo obtenidos mediante los procesos de industrialización de la Refinería son: Gasolina Extra, Diesel 1, Diesel 2, Jet A-1, Gas Licuado de Petróleo (GLP), Fuel Oil #6, Residuo (Crudo reducido), Nafta base, Gasolina Natural y Gas Residual, siendo este último subproducto aprovechado para consumo interno como combustible de equipos de procesos tales como hornos, calderas y turbinas a gas de equipos turbocompresores y turbogeneradores.

La Figura 3.2 muestra la producción de derivados de petróleo de la Refinería Shushufindi correspondiente al año 2017.

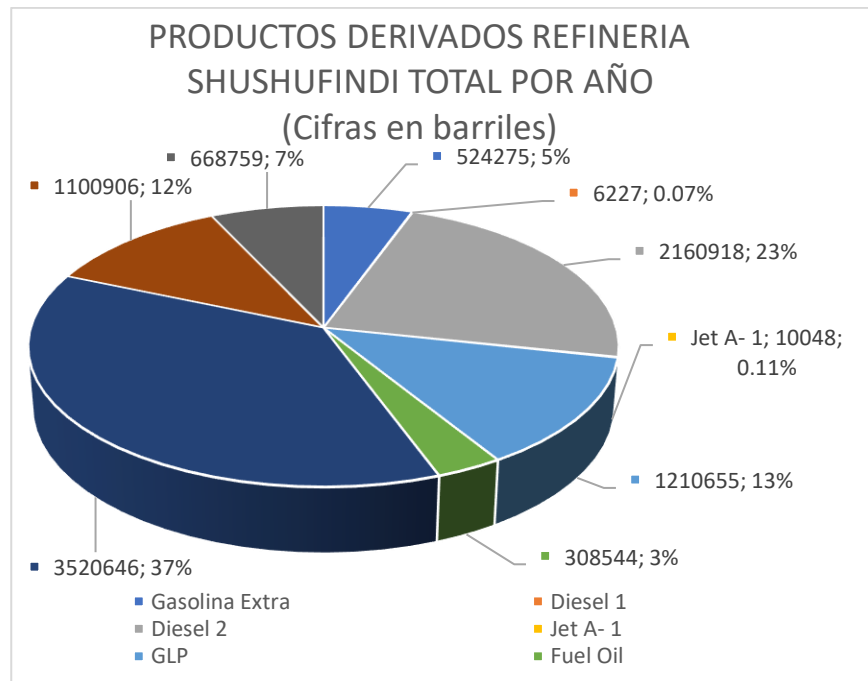


Figura 3.2.- Productos derivados Refinería Shushufindi.

Fuente: Informe estadístico EP Petroecuador, Enero - Diciembre 2017.

Los derivados que se obtienen de las tres plantas de producción que conforman el Complejo Industrial Shushufindi, son destinados principalmente para satisfacer la demanda de hidrocarburos de las provincias de Napo y Sucumbíos. Los excedentes se transportan a la ciudad de Quito a través del Poliducto Shushufindi-Quito.

3.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El Sistema Eléctrico de Potencia de la Refinería Shushufindi en forma general está conformado por subsistemas de Generación Eléctrica, Distribución y Cargas Eléctricas, configurados esencialmente en una red radial.

La Figura 3.3 presenta de manera sintetizada el Sistema Eléctrico de Potencia actual de la Refinería Shushufindi.

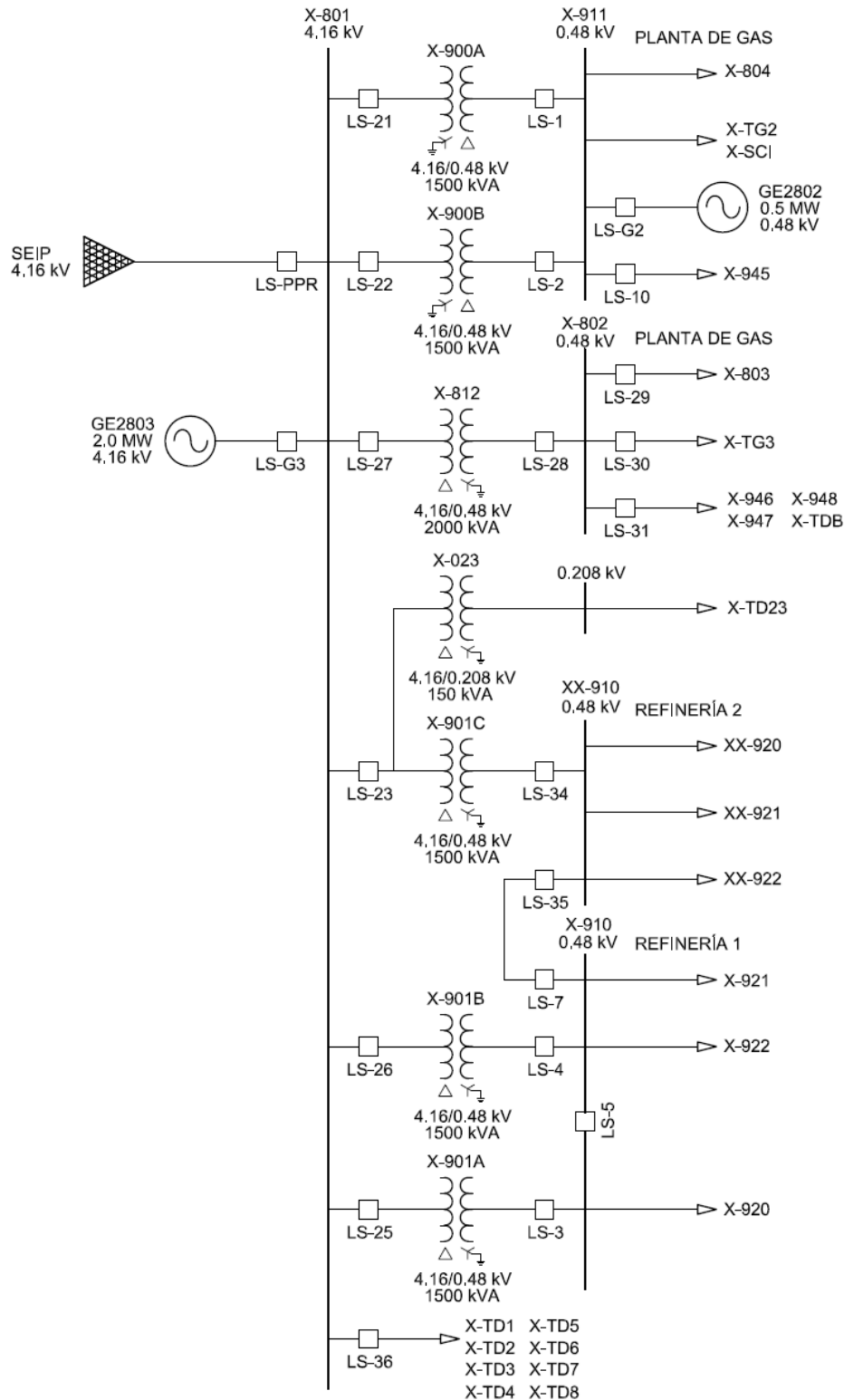


Figura 3.3.- Diagrama unifilar sistema eléctrico de potencia de Refinería Shushufindi.

Fuente: Los Autores.



La energía eléctrica requerida para cubrir la demanda de Refinería Shushufindi proviene de dos fuentes de suministro:

- Generación Propia, y
- Generación Externa.

La Generación Propia está constituida por dos generadores síncronos impulsados por turbinas de gas con sistemas de combustión dual gas/diésel, uno de potencia nominal 3570 kW denominado GE2803 y otro de potencia nominal 1250 kW denominado GE2802 con un voltaje nominal de 4.16 kV y 480 V respectivamente.

La Generación Externa está constituida por el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP), por medio de una interconexión a un nivel de voltaje de 4.16 kV.

Adicionalmente, dispone de dos grupos electrógenos de potencia nominal 455 kW aislados del sistema eléctrico de Refinería Shushufindi denominados GE2805 y GE2806, con un voltaje nominal de 480 V y únicamente son utilizados para el suministro de energía eléctrica a servicios auxiliares en situaciones de contingencia en caso de suspensión total de suministro de energía eléctrica proveniente del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero.

A nivel de distribución en la Refinería Shushufindi se distinguen los siguientes niveles de voltaje trifásicos: 4.16 kV, 480 V, 220 V y 208 V.

Las líneas principales de distribución de energía eléctrica hacia Refinería 1, Refinería 2, Planta de Gas, parten mediante alimentadores subterráneos desde celdas de distribución ubicadas en el Cuarto de Control de Generación de la Refinería Shushufindi a un nivel de voltaje de 4.16 kV y 480 V, respectivamente.

Para cubrir la demanda de servicios generales de las Plantas Industriales, Áreas Administrativas, Campamento Viejo y Cabecera Poliducto Shushufindi-Quito, la energía eléctrica se distribuye mediante líneas subterráneas trifásicas a un nivel de voltaje de 480 V.



Por otra parte, a través de un alimentador trifásico a un nivel de voltaje de 4.16 kV con transición subterráneo-aéreo, se distribuye energía eléctrica a Oficinas de Petrocomercial, Campamento de Petrocomercial - Poliducto, Sistema de Transferencia de Crudo Reducido, Despacho de Crudo Reducido, Edificio Nuevo de Contratos, Sistema de Calentamiento de Tuberías, Campamento Nuevo Norte y Bodegas de Abastecimientos.

Las cargas eléctricas de la Refinería Shushufindi por su importancia son clasificadas como cargas críticas y no críticas.

Las cargas con mayor importancia corresponden a las plantas de proceso Refinería 1, Refinería 2 y Planta de Gas, por lo que las mismas son consideradas como cargas críticas. En la tabla 3.1 se presenta la descripción de cargas de cada planta de proceso.

Tabla 3.1.- Cargas eléctricas críticas de Refinería Shushufindi.

Plantas de Proceso	Cargas	Descripción
Refinería 1	X-920,921,922	Centro de Control de motores (CCM)
Refinería 2	XX-920,921,922	CCM
Planta de Gas	X-803,804, SCI, TG2, TG3	CCM

Fuente: Refinería Shushufindi.

En caso de suscitarse algún disturbio en el sistema eléctrico de Refinería Shushufindi, se encuentra instalado un sistema de alivio de carga el cual permite segregar carga eléctrica no crítica con el fin de mejorar la estabilidad del sistema, permitiendo mantener operativas las plantas de proceso el mayor tiempo posible. En el Anexo 1 se presenta el diagrama unifilar actual completo de la Refinería Shushufindi.



3.3 DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA REFÍNERÍA

3.3.1 SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

El Sistema de Generación de la Refinería Shushufindi actualmente está conformado por los turbogeneradores GE2802 y GE2803 los cuales fueron instalados en el año de 1978 y 1992, respectivamente. Los datos de placa se indican en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2.- Datos de placa de generadores principales de Refinería Shushufindi.

	GE2803	GE2802
Fabricante	ELECTRIC MACHINERY MFG. COMPANY	ELECTRIC MACHINERY MFG. COMPANY
Modelo	DRESSER RAND	BEMAC II
Potencia de Salida Generador (KVA)	4463	1563
Factor de Potencia	0,8	0,8
Voltaje (Voltios)	4160	480
Frecuencia (Hz)	60	60
Velocidad (RPM)	1800	1800

Fuente: Refinería Shushufindi.

La Figura 3.4 y 3.5 presenta la disposición física de los turbogeneradores instalados en Refinería Shushufindi.



Figura 3.4.- Turbogenerador GE2803.

Fuente: Refinería Shushufindi.



Figura 3.5.- Turbogenerador GE2802.

Fuente: Refinería Shushufindi.

Adicionalmente, la Refinería Shushufindi dispone de dos grupos electrógenos a diésel de potencia nominal 455 kW cada uno, denominados GE2805 y GE2806 (respaldo al GE2805), de voltaje nominal de 480 V para suministro de energía eléctrica a servicios auxiliares del generador GE2803 en situaciones de contingencia en caso de pérdida o suspensión total de la energía eléctrica proveniente del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero. Los datos de placa se indican en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3.- Datos de placa de generadores de emergencia de Refinería Shushufindi.

	GE2805	GE2806
Fabricante	CATERPILLAR	CATERPILLAR
Modelo	3412	3412
Potencia de Salida Generador (KVA)	569	569
Factor de Potencia	0,8	0,8
Voltaje (Voltios)	480	480
Frecuencia (Hz)	60	60
Velocidad (RPM)	1800	1800

Fuente: Refinería Shushufindi.

La Figura 3.6 muestra la disposición física de los grupos electrógenos existentes en la Refinería Shushufindi.



Figura 3.6.- Grupos Electrógenos GE2805 y GE2806.

Fuente: Refinería Shushufindi.



Debido a que el turbogenerador GE2802, temporalmente se encuentra fuera de operación por mantenimiento de su turbina, el turbogenerador GE2803 es la única fuente de energía eléctrica disponible en la Refinería Shushufindi actualmente. Esta unidad de generación puede cubrir la demanda promedio del Complejo Industrial Shushufindi, sin embargo, a fin de evitar que el equipo opere al límite de su capacidad de generación, se mantiene operando con un límite de generación de 1950 kW, con lo cual cubre aproximadamente el 80% de la demanda promedio.

Para cubrir el 20% restante, la Refinería Shushufindi recurre a la energía eléctrica proveniente del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP).

3.3.2 INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO PETROLERO

3.3.2.1 PUNTO ENLACE ACTUAL A 4.16 kV

El Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP) es el sistema de potencia mediante el cual la Empresa Hidrocarburífera del Ecuador Petroamazonas EP, genera, transmite y distribuye energía eléctrica a sus campos de producción petrolera.

La interconexión eléctrica con el SEIP se realiza mediante un alimentador proveniente de la S/E Shushufindi Central de Petroamazonas EP el cual parte desde un interruptor con nomenclatura ALIMENTADOR PIN y llega al interruptor con nomenclatura PPR, este último ubicado en el Cuarto de Control de Generación de Refinería Shushufindi permitiendo el enlace con la Barra X-801 a un nivel de voltaje de 4.16 kV.

De acuerdo a información suministrada por Petroamazonas EP, las características del SEIP, en el punto de conexión se indican en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4.- Datos punto de interconexión actual del SEIP.

	MVA Cortocircuito	Relación X/R
Trifásica	130,3845832	5,722734784
Monofásica	26,32693364	5,681653909

Fuente: Petroamazonas EP.

3.3.2.2 FUTURO PUNTO DE ENLACE A 13.8 kV

El Complejo industrial Shushufindi tiene previsto interconectarse al Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero - SEIP, con un nuevo punto de conexión a un nivel de voltaje de 13.8 kV.

La conexión se realizará desde una estructura tipo 3HD perteneciente a Petroamazonas EP, dicha derivación tendrá una distancia de 50 metros aproximadamente hasta la nueva subestación donde se prevé instalar el nuevo turbogenerador. En la Figura 3.7 se presenta la estructura de donde se derivará el enlace a nivel de 13.8 kV.



Figura 3.7.- Estructura tipo 3HD, 2SHSS-17

Fuente: Los Autores.

La acometida principal alimentará a un nuevo barraje de 13.8 kV, el mismo que permitirá conectar dos transformadores reductores a 4.16 kV, los cuales para nuestro caso de estudio se denominan con nomenclatura TR1-GE2804 y TR2-GE2804, así mismo en



esta barra se considera la conexión del nuevo turbogenerador denominado GE2804 de 7,875 kVA.

El principal objetivo del área de Generación Eléctrica del Complejo Industrial Shushufindi, es el de mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico, puesto que la refinería es el principal productor de derivados hidrocarburiíferos para la región nororiental. En el Anexo 2 se presenta el diagrama unifilar a implementarse con el nuevo sistema de generación y enlace a nivel de voltaje de 13.8 kV

De acuerdo a información suministrada por Petroamazonas EP, las características del SEIP, en el punto de conexión a nivel de 13.8 kV se indican en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5.- Datos punto de interconexión futura del SEIP.

	MVA Cortocircuito	Relación X/R
Trifásica	15,105135	0,47341985
Monofásica	401,994325	2,74478662

Fuente: Petroamazonas EP.

3.3.3 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

En el Anexo 3 se presentan las características generales de los elementos eléctricos de la Refinería Shushufindi que conforman el sistema de distribución a nivel de voltaje de 4.16 kV y 480 V.

3.3.3.1 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIO VOLTAJE

BARRAS

Las barras de medio voltaje se encuentran dentro de celdas de distribución tipo metalclad.

Las celdas metalclad son tableros eléctricos con envolvente metálico cuyas barras están aisladas, sus componentes de bajo voltaje se encuentran aislados de la parte primaria

de medio voltaje, sus interruptores son extraíbles, poseen bloqueos mecánicos que eliminan el riesgo de acceso a las partes energizadas.

La Figura 3.8 muestra celdas de distribución modular tipo metalclad que conforman la barra de distribución principal de Refinería Shushufindi.



Figura 3.8.- Barra X-801, 4.16 kV.

Fuente: Refinería Shushufindi.

LÍNEAS ELÉCTRICAS

Las líneas eléctricas del sistema de distribución de medio voltaje están compuestas por conductores de cobre (líneas subterráneas) y por conductores de aluminio ACSR (línea aérea) con calibres desde 2 AWG hasta 350 MCM de varias longitudes y aislamientos XLPE y EPR para el caso de las líneas subterráneas.

La Figura 3.9 muestra un alimentador de medio voltaje compuesto por conductores de cobre de composición 1 x 3 x 4/0 AWG.



Figura 3.9.- Línea L-25, 4,16 kV.

Fuente: Refinería Shushufindi.

La Figura 3.10 muestra la línea aérea con estructura tipo EST-3CR con dispositivos de seccionamiento.



Figura 3.10.- Línea L-36 de distribución de medio voltaje.

Fuente: Refinería Shushufindi.

INTERRUPTORES

Los interruptores instalados en el sistema de distribución de medio voltaje son de capacidad de 1200A y corrientes de cortocircuito de 36, 40 y 58 kA, estos elementos de maniobra están destinados a operar bajo carga.

La Figura 3.11 muestra los interruptores de medio voltaje LS-23 y LS-PPR y sus respectivos relés de protección asociados.



Figura 3.11.- Interruptores y relés de protección asociados: LS-23 y LS-PPR

Fuente: Refinería Shushufindi.

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS.

Dentro del sistema de estudio existen transformadores de distribución con relaciones de transformación 4160/480 V, 4160/220 V y 4160/208 V.

La Figura 3.12 muestra un transformador trifásico clase distribución, tipo convencional montado en cámara a nivel.



*Figura 3.12.- Transformador de distribución X-003, Edificio de Contratos
Fuente: Refinería Shushufindi.*

3.3.3.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN BAJO VOLTAJE

BARRAS

Las barras de bajo voltaje se encuentran dentro de los tableros de distribución tipo metalclad, desde donde se derivan los alimentadores secundarios hacia las cargas.

La Figura 3.13 muestra un tablero de distribución que conforma la barra de distribución principal de Refinería 1.



Figura 3.13.- Barra X-910, 480 V.

Fuente: Refinería Shushufindi.

LÍNEAS ELÉCTRICAS

Las líneas eléctricas de bajo voltaje corresponden a los conductores que trabajan a un potencial de 480 V, 220V y 208 V.

La Figura 3.14 muestra un alimentador de bajo voltaje compuesto por conductores de cobre de composición 2 x 3 x 1000 MCM.



Figura 3.14.- Línea L-920-1, 480V.

Fuente: Refinería Shushufindi.

INTERRUPTORES

Los interruptores instalados en el sistema de distribución de bajo voltaje son de capacidad desde 800, 1000, 1600, 2000 A y corrientes de cortocircuitos de 42, 50, 65 y 100 kA estos elementos de maniobra están destinados a operar bajo carga.

La Figura 3.15 muestra un interruptor de bajo voltaje y su respectivo relé de protección asociado.



Figura 3.15.- Interruptor - Relé LS-31.

Fuente: Refinería Shushufindi.

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

Dentro del sistema de distribución de bajo voltaje existen transformadores de distribución con relaciones de transformación 480/220 V y 480/208 V.

La Figura 3.16 muestra un transformador trifásico clase distribución, tipo convencional montado en cámara a nivel.



Figura 3.16.- Transformador de distribución X-904, Edificio de Seguridad, Salud y Ambiente.

Fuente: Refinería Shushufindi.

3.3.4 DEMANDA Y CARGAS ELÉCTRICAS

La demanda promedio de Refinería Shushufindi se encuentra estimada actualmente en aproximadamente 2521 kW, distribuidos de acuerdo con la Tabla 3.6.

Tabla 3.6.- Demanda promedio de Refinería Shushufindi.

Descripción	Demanda (kW)	Porcentaje (%)
Refinería 1	493	19,56
Refinería 2	612	24,28
Planta de Gas	570	22,61
Servicios Generales	846	33,56
TOTAL	2521	100

Fuente: Refinería Shushufindi.



3.3.5 SISTEMA DE DESLASTRE DE CARGA

Como parte del sistema eléctrico de potencia, la Refinería Shushufindi dispone de un sistema de deslastre de carga, mediante el cual en caso de suscitarse una perturbación que ponga en riesgo la estabilidad del sistema, se realice la desconexión automática de cargas consideradas como no críticas.

Tabla 3.7.- Interruptores de cargas no críticas.

No.	Equipo	Orden de Desconexión	
		Primer Lugar	Segundo Lugar
1	WOODWARD MRA4	LS-31	LS-10

Fuente: Refinería Shushufindi.

El interruptor LS-31 se deriva de la barra X-802 y protege los alimentadores de las cargas X-946, X-947 y X-948, este interruptor tiene una capacidad de 800 A, y actualmente tiene una capacidad instalada en el ramal de 800 kVA.

Mientras que LS-10, se deriva de la barra X-911 y suministra energía a la barra X-902, la cual tiene una capacidad instalada de 400 kVA; el interruptor se encuentra instalado a un potencial de 480 V y tiene una capacidad de 1000 A.

3.4 DETERMINACIÓN DE POSIBLES INCONVENIENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO POR INGRESO DE NUEVO TURBOGENERADOR

Dentro del plan anual de contratación de la Refinería Shushufindi, se tiene previsto la adquisición de un nuevo turbogenerador de 7.8 MVA denominado para este estudio GE2804, por tal situación el ingreso de la nueva unidad de generación de 7,8 MVA al sistema actual, causa que los niveles de cortocircuito se eleven en todo el sistema y los principales elementos afectados son los conductores y barras de distribución; además, conlleva la instalación de nueva aparamenta eléctrica, equipo eléctrico y modificación de la topología de la red eléctrica existente.

Las características principales de la nueva unidad de generación se muestran en la Tabla 3.8.



Tabla 3.8.- Datos generales del nuevo generador GE2804.

	GE2804
Fabricante	KATO ENGINEERING
Potencia de Salida Generador (KVA)	7875
Factor de Potencia	0,8
Voltaje (Voltios)	13800
Frecuencia (Hz)	60
Velocidad (RPM)	1800

Fuente: Refinería Shushufindi.

Los posibles inconvenientes a ser tomados en cuenta debido al ingreso del nuevo turbogenerador al sistema actual de la Refinería Shushufindi son:

1. Conductores

- Mayor sección del conductor.
- Tipo de aislamiento.
- Modificación de la topología de la red eléctrica.

2. Transformadores

- Tipo y grupo de conexión.
- Nivel básico de aislamiento (BIL).
- Impedancia.
- Tipo de Construcción.

3. Equipos de protección.

Cada vez que se coloca motores o generadores síncronos, en un sistema, los niveles de cortocircuito aumentan en la etapa subtransitoria y transitoria, por lo cual es necesario determinar los fusibles adecuados y corregir los ajustes asociados a cada IED de ser necesario; esto es, realizar un reajuste de los parámetros ingresados en los relés de



protección instalados, al igual que determinar una adecuada coordinación de protecciones del sistema, de tal manera que es conveniente realizar:

- Ajuste de curvas características de tiempo de operación (Dial).
- Ajuste de corrientes mínimas de operación (Pick-up).
- Nuevos parámetros de protección.

Adicionalmente, uno de los inconvenientes relacionados a la confiabilidad del sistema a nivel de 4.16 kV es que no se puede desenergizar la barra X-801 para trabajos de mantenimiento de sus componentes, por lo que se debería considerar modificar el sistema de barra simple a un sistema de barra doble.

La desenergización de la barra X-801 por cualquier falla o perturbación actualmente implicaría una parada total del sistema y la consecuente generación de pérdidas económicas cuantiosas debido a la pérdida de producción.



CAPÍTULO 4

ESTUDIOS DE FLUJO DE POTENCIA

4.1 CRITERIOS CONSIDERADOS PARA EL ESTUDIO

El objetivo de realizar un estudio de flujo de potencia es el de analizar el desempeño de una red eléctrica en régimen permanente bajo diferentes condiciones del sistema, para realizar diseño, planificación y estudios de optimización del SEP.

El análisis de flujo de potencia emplea los métodos más modernos e importantes de producto de matriz dispersa por vector y algoritmos de solución múltiple, tales como:

- Newton - Raphson completo
- Desacoplado Rápido
- Gauss Seidel

El método de Newton - Raphson, parte del análisis numérico que también se lo conoce como método de Newton - Fourier, su algoritmo comprende en encontrar aproximaciones de los ceros o raíces de una función real, los valores máximos o mínimos de una función y los ceros de su primera derivada. Cabe indicar que este método se utiliza en el presente estudio.

El estudio de flujo de potencia del Complejo Industrial Shushufindi, es de mucha importancia porque gracias a este se pretende conocer el comportamiento del sistema ante los cambios de topología en la red debido al ingreso del nuevo turbogenerador. Además, muestra información vinculada con cada nodo del sistema, el cual consiste en relacionar los voltajes y sus ángulos con las potencias de las cargas.

Como resultado del análisis de la red, los datos a obtener son:

- Potencias activas y reactivas de todo el sistema.
- Voltaje en las barras.



- Pérdidas del sistema.
- Distribución de Carga.
- Tap de un transformador.

La potencia activa, es la cantidad de energía eléctrica entregada o absorbida por un elemento en un momento determinado, que en el proceso de transformación de la energía eléctrica se aprovecha como trabajo, es decir, en energía utilizable.

La potencia reactiva, es un tipo de potencia eléctrica que absorben de la red algunos equipos eléctricos pero que luego la devuelven, por lo que no supone un consumo, aunque si hay que generarla y transportarla hasta los equipos. Llamada también potencia magnetizante y que causa pérdidas adicionales en los equipos que transportan la energía.

El voltaje en las barras o diferencia de potencial, es una magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos. Estos valores en un flujo de potencia se representan en por unidad, según la ARCONEL mediante la Regulación No. Conelec - 004/01 [11], se establece que los rangos de regulación con respecto al voltaje nominal serán de $\pm 8\%$ o $\pm 5\%$, dependiendo de la etapa.

Las pérdidas del sistema dan referencia, a la energía no consumida por las cargas, estas pérdidas se originan principalmente por las impedancias de los conductores y su ecuación es:

$$\text{Pérdidas} = I^2 * R \quad (4.1)$$

Donde:

I = Corriente que circula por el conductor

R = Resistencia de los conductores

El Tap de un transformador es un selector mecánico que sobrepone al bobinado primario un número de espiras para que el voltaje secundario sea el adecuado según la regulación de voltaje al que se tiene que trabajar. El movimiento del selector se debe operar en



vacío (Transformador desenergizado), que tienen pasos en porcentaje de $\pm 2.5\%$ y un rango máximo de 5 posiciones.

Para este estudio, la simulación de flujo de potencia se realiza en estado estacionario y considerando la demanda máxima; no son considerados los efectos transitorios, ya que la mayoría de estos efectos se dan en un sistema cuando existen fallas externas o cargas variables de grandes proporciones.

El análisis de escenarios de efecto transitorio se analiza en el Capítulo 5, el cual pertenece al estudio de cortocircuito.

4.2 DATOS DEL SISTEMA

Para la simulación de flujo de potencia del sistema eléctrico de distribución del Complejo Industrial Shushufindi se ha seleccionado la herramienta computacional DIgSILENT Power Factory y los datos contenidos en el Anexo 3.

- Barras de MV y BV.
- Líneas de MV y BV.
- Generadores.
- Transformadores.
- Interruptores.
- Equipos de Protección.
- Demandas.



4.3 ANÁLISIS DE ESCENARIOS

Para el análisis de flujo de potencia de la Refinería Shushufindi se plantean varios escenarios tomando como base la topología actual, la topología nueva y la demanda máxima del sistema.

Adicionalmente, se limitan los niveles de generación de los generadores GE2802, GE2803 y GE2804 a 0.5, 2.0 y 5.0 MW efectivos respectivamente, esto debido a condiciones operativas, seguridad y de eficiencia reales de las turbinas que proporcionan energía mecánica a los generadores eléctricos.

Los escenarios planteados para el caso de la topología actual se describen en la Tabla 4.1 y para el caso de la nueva topología se describen en la Tabla 4.2.

4.3.1 ESCENARIOS SITUACIÓN ACTUAL

En la Figura 4.1 se muestra el diagrama unifilar del CIS que representa la red eléctrica actual sobre el que se plantean los escenarios 1, 2 y 3.

Tabla 4.1.- Escenarios flujo de potencia, sistema actual.

Escenario No.	Descripción
1	Representa la situación actual del sistema, en la que toda la carga de Refinería 1, Refinería 2, Planta de Gas y otras áreas, se alimenta con energía despachada por el generador GE2803 y aporte de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a un nivel de voltaje de 4.16 kV.
2	Considera el caso que la energía es despachada por los generadores GE2802, GE 2803 y aporte de energía por parte de Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a 4.16 kV.
3	En donde únicamente la energía es despachada por los generadores GE2802 y GE2803.

Fuente: Los Autores.

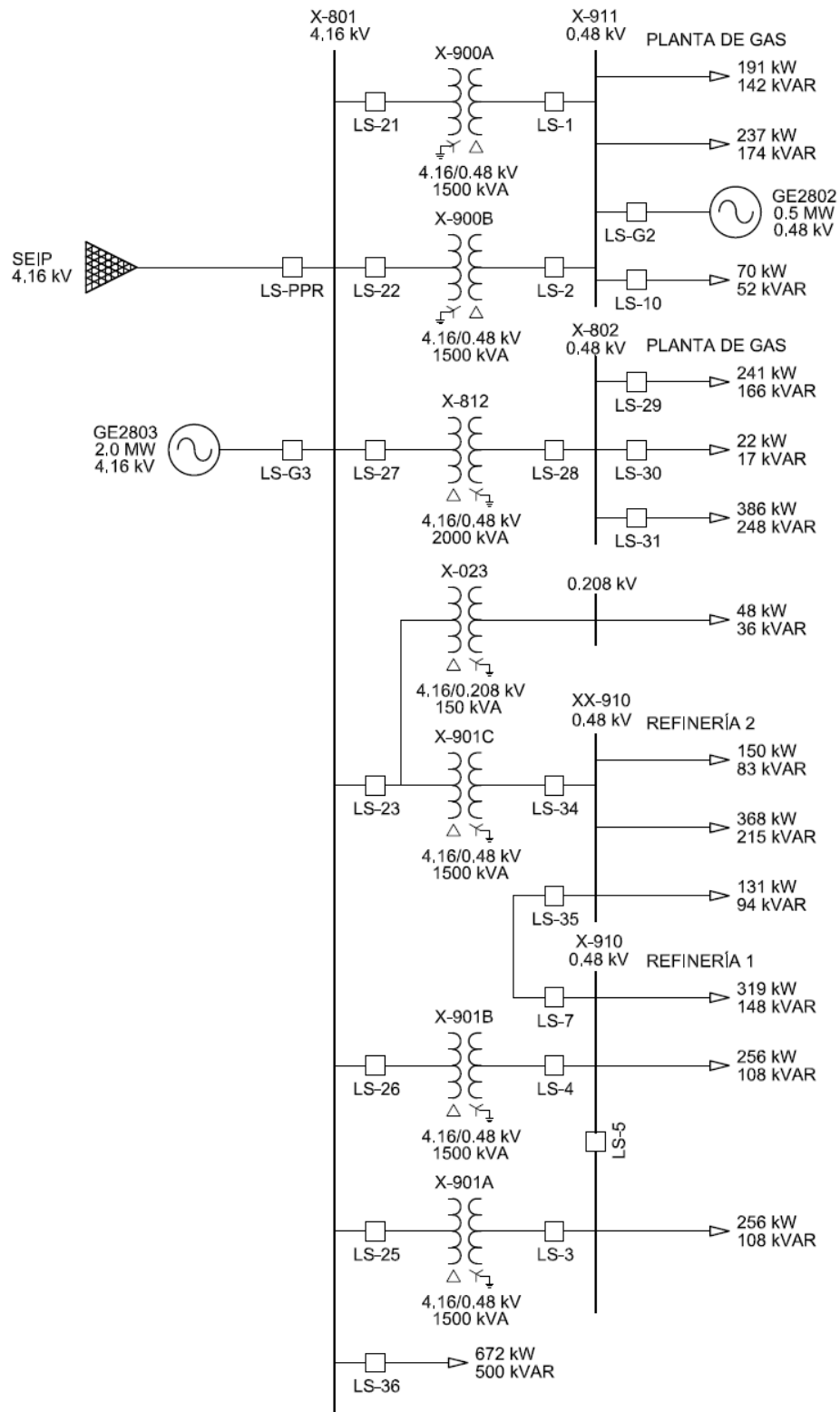


Figura 4.1.- Diagrama Unifilar del CIS, Topología Actual.

Fuente: Los Autores.



4.3.2 ESCENARIOS SITUACIÓN FUTURA

En la Figura 4.2 se muestra el diagrama unifilar del CIS modificado con los componentes eléctricos propuestos como alternativa más conveniente de implantación de la nueva topología de red considerando la instalación del turbogenerador de 5 MW efectivos en el que se mantiene la configuración radial y el nuevo generador se conecta directamente a través de un interruptor a una nueva barra de distribución denominada para este estudio como X-2804; adicionalmente, se considera la conexión de dos transformadores de potencia de 5 MVA, 13800/4.16 kV denominados TR1-GE2804 y TR2-GE2804 para el despacho de energía eléctrica hacia la barra de distribución existente X-801, y un transformador de 400 kVA, 13800/480 V denominado TR3-GE2804 para servicios auxiliares del nuevo generador y servicios generales de las nuevas instalaciones.

Tabla 4.2.- Escenarios flujo de potencia, sistema nuevo.

Escenario No.	Descripción
4	Representa la situación futura del sistema, donde toda la carga de Refinería 1, Refinería 2, Planta de Gas y otras áreas se alimenta con energía despachada por el nuevo generador GE2804 el cual se acopla mediante 2 transformadores de distribución a la barra principal X-801. Además, se considera el aporte de energía por parte del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a un nivel de voltaje de 4.16 kV ya existente y el nuevo punto de enlace del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a un nivel de voltaje de 13.8 kV.
5	Para este caso se considera la energía despachada en sincronismo por los generadores GE2802, GE2803 y el GE2804. No se toma en cuenta aportes de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero.
6	Donde la energía es despachada solamente por los generadores GE2803 y GE2804.
7	Considera el aporte de energía de todas las fuentes internas (GE2802, GE2803, GE2804) y fuentes externas (SEIP a 4.16 kV, SEIP a 13.8 kV).
8	Establece la misma situación referida al escenario 7, pero con la condición de un incremento del 30 % en la carga del sistema eléctrico de la Refinería Shushufindi.
9	Donde la energía es despachada por el generador GE2803 y aporte de energía de los dos puntos de enlace de Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero con niveles de voltaje a 4.16 kV y 13.8 kV.

Fuente: Los Autores.

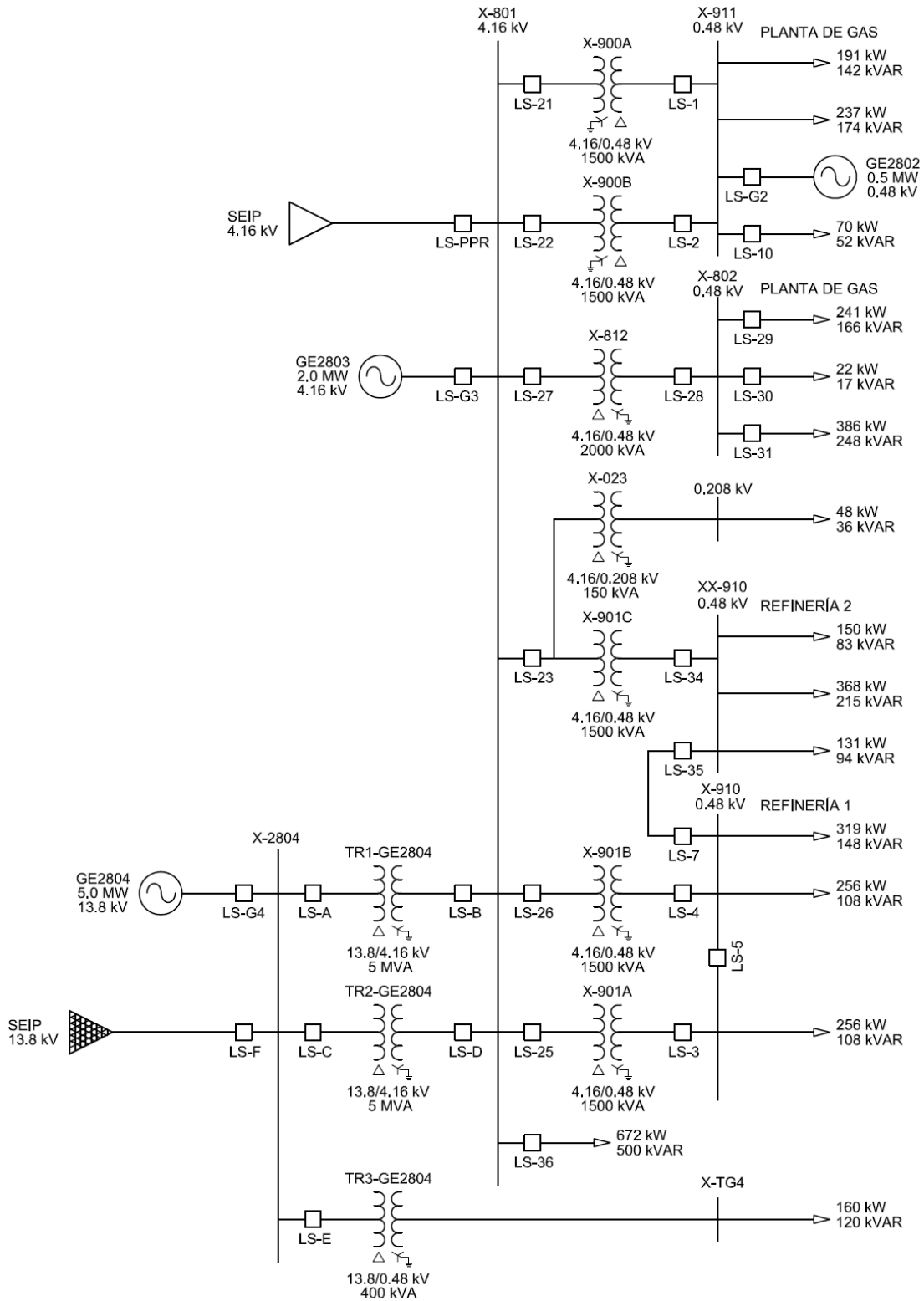


Figura 4.2.- Diagrama Unifilar del CIS, Topología Nueva.

Fuente: Los Autores.



4.4 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS

4.4.1 RESULTADOS ESCENARIOS SITUACIÓN ACTUAL

En el Anexo 4 se presentan los resultados completos del análisis de flujo de potencia obtenido de la simulación realizada en DIgSILENT Power Factory.

4.4.1.1 ESCENARIO 1: GENERADOR GE2803 Y SEIP-4.16 kV

Para la primera simulación, se considera como fuentes el generador GE2803 y el SEIP de 4.16kV, que en sitio son las condiciones actuales de operación de la Refinería Shushufindi.

Los resultados completos que se agregan en Anexo 4, muestran que el transformador X-004, trabaja al 92.6% de su capacidad, lo que indica que el mismo prácticamente está al 100% de carga nominal, por lo que ya no existe potencia suficiente para alimentar desde este transformador a cargas futuras; para el resto de barras del sistema los valores de voltaje están dentro de los rangos permitidos $\pm 5\%$, por lo tanto los equipos eléctricos, alimentadores y transformadores de distribución están operando normalmente dentro de sus capacidades nominales.

Los resultados de flujo de potencia obtenidos en barras, líneas de distribución y transformadores principales se muestran en las Tablas 4.3, 4.4 y 4.5.

Tabla 4.3.- Resultados escenario 1, flujo de potencia barras principales.

Barra No.	V		Ángulo [deg]	P [MW]	Q [MVar]
	[kV]	[pu]			
X - 801	4,1866	1,0064	-0,2724	3,2985	1,9126
X - 802	0,4864	1,0134	28,7179	0,6559	0,4469
X - 911	0,4784	0,9966	29,0854	0,5002	0,3715
X - 2802	0,4781	0,9961	29,0755	0,4292	0,3175
XX - 910	0,4746	0,9887	28,4400	0,6493	0,3923
X - 910A	0,4776	0,9950	28,4846	0,4346	0,2524
X - 910B	0,4776	0,9950	28,4846	0,4873	0,4125

Fuente: Simulación DIgSILENT.

Tabla 4.4.- Resultados escenario 1, flujo de potencia alimentadores principales.

Línea No.	Referencia (Desde/Hasta)	Voltaje terminal i [pu]	Voltaje terminal j [pu]	Cargabilidad [%]
L - PPR	PPR - X-801	1,0200	1,0064	26,3
L - G3	GE2803 - X-801	1,0070	1,0064	37,1
L - 21	X-801 - X-900A	1,0064	1,0061	13,5
L - 22	X-801 - X-900B	1,0064	1,0061	13,5
L - 27	X-801 - X-812	1,0064	1,0024	34,7
L - 23	X-801 - X-901C	1,0064	0,9989	27,6
L - 25	X-801 - X-901A	1,0064	1,0013	19,5
L - 26	X-801 - X-901B	1,0064	1,0013	19,8
L - 36	X-801 - X-36-8	1,0064	0,9861	48,9

Fuente: Simulación DIgSILENT.

Tabla 4.5.- Resultados escenario 1, flujo de potencia transformadores principales.

Trasformador No.	Voltaje primario [pu]	Voltaje secundario [pu]	Cargabilidad [%]
X - 900A	1,0061	0,9979	20,8
X - 900B	1,0061	0,9979	20,8
X - 812	1,0024	1,0139	40,2
X - 901C	0,9989	0,9889	38,5
X - 901A	1,0013	0,9961	30,1
X - 901B	1,0013	0,9961	30,5

Fuente: Simulación DIgSILENT.

4.4.1.2 ESCENARIO 2: GENERADOR GE2803, GE2802 Y SEIP-4.16 kV

Para la segunda simulación, se toma en cuenta como fuentes al SEIP de 4.16kV y a los generadores GE2803 y GE2802. Dentro de los resultados, se puede apreciar que la operación del sistema eléctrico es normal con valores de voltaje dentro de los rangos permitidos $\pm 5\%$; al igual que en la primera simulación, el transformador X-004 se encuentra funcionando al 92.0 %, producto de la topología radial del sistema.

La incorporación del punto de entrega del SEIP permite una mejor regulación de los niveles de voltajes en la red eléctrica de la Refinería Shushufindi.



Los resultados de flujo de potencia obtenidos en barras, líneas de distribución y transformadores más importantes se muestran en las Tablas 4.6, 4.7 y 4.8.

Tabla 4.6.- Resultados escenario 2, flujo de potencia barras principales.

Barra No.	V		Ángulo	P	Q
	[kV]	[pu]	[deg]	[MW]	[MVar]
X - 801	4,2105	1,0121	-0,1845	2,7978	1,5270
X - 802	0,4893	1,0194	28,8175	0,6558	0,4467
X - 911	0,4861	1,0128	29,8122	0,0708	0,0818
X - 2802	0,4862	1,0129	29,8127	0,4995	0,3993
XX - 910	0,4774	0,9946	28,5425	0,6493	0,3923
X - 910A	0,4804	1,0009	28,5858	0,4347	0,2532
X - 910B	0,4804	1,0009	28,5858	0,4873	0,4147

Fuente: Simulación DIgSILENT.

Tabla 4.7.- Resultados escenario 2, flujo de potencia alimentadores principales.

Línea No.	Referencia (Desde/Hasta)	Voltaje terminal i [pu]	Voltaje terminal j [pu]	Cargabilidad [%]
L - PPR	PPR - X-801	1,0200	1,0121	15,5
L - G3	GE2803 - X-801	1,0127	1,0121	36,8
L - G2	GE2802 - X-911	1,0121	1,0129	24,7
L - 21	X-801 - X-900A	1,0121	1,0121	0,6
L - 22	X-801 - X-900B	1,0121	1,0121	0,6
L - 27	X-801 - X-812	1,0121	1,0082	34,5
L - 23	X-801 - X-901C	1,0121	1,0047	27,4
L - 25	X-801 - X-901A	1,0121	1,0071	19,4
L - 26	X-801 - X-901B	1,0121	1,0071	19,6
L - 36	X-801 - X-36-8	1,0121	0,9920	48,6

Fuente: Simulación DIgSILENT.

Tabla 4.8.- Resultados escenario 2, flujo de potencia transformadores principales.

Trasformador No.	Voltaje primario [pu]	Voltaje secundario [pu]	Cargabilidad [%]
X - 900A	1,0121	1,0127	0,9
X - 900B	1,0121	1,0127	0,9
X - 812	1,0082	1,0199	39,9
X - 901C	1,0047	0,9948	38,3
X - 901A	1,0071	1,0020	29,9
X - 901B	1,0071	1,0020	30,3

Fuente: Simulación DIgSILENT.



4.4.1.3 ESCENARIO 3: GENERADOR GE2803 Y GE2802

Para esta simulación toma como fuentes solo a los dos generadores existentes GE2803 y GE2802; es decir, el sistema eléctrico de la Refinería Shushufindi trabajando aislado del SEIP.

Debido a que la potencia de la carga es mayor a la de generación, la simulación no converge para este escenario; se retiran las cargas alimentadas a través de los interruptores denominados con nomenclatura LS-31 y LS-10 las cuales son consideradas como cargas no críticas por el sistema de alivio de carga de la Refinería Shushufindi.

De acuerdo a los resultados obtenidos una vez que el sistema converge, este escenario no es conveniente para que el sistema trabaje normalmente ya que las fuentes están trabajando a plena carga y cualquier oscilación de carga desestabilizaría el SEP.

Los resultados de flujo de potencia obtenidos en barras, líneas de distribución y transformadores más importantes se muestran en las Tablas 4.9, 4.10 y 4.11.

Tabla 4.9.- Resultados escenario 3, flujo de potencia barras principales.

Barra No.	V		Ángulo	P	Q
	[kV]	[pu]	[deg]	[MW]	[MVar]
X - 801	4,1989	1,0093	-0,0178	2,4018	1,2494
X - 802	0,4933	1,0277	29,5849	0,2634	0,1833
X - 911	0,4855	1,0114	30,0681	0,0703	0,0818
X - 2802	0,4855	1,0115	30,0686	0,4995	0,3993
XX - 910	0,4760	0,9918	28,7022	0,6493	0,3924
X - 910A	0,4791	0,9980	28,7461	0,4347	0,2529
X - 910B	0,4791	0,9980	28,7461	0,4873	0,4137

Fuente: Simulación DlgSILENT.



Tabla 4.10.- Resultados escenario 3, flujo de potencia alimentadores principales.

Línea No.	Referencia (Desde/Hasta)	Voltaje terminal i [pu]	Voltaje terminal j [pu]	Cargabilidad [%]
L - G3	GE2803 - X-801	1,0100	1,0093	43,1
L - G2	GE2802 - X-911	1,0129	1,0115	24,8
L - 21	X-801 - X-900A	1,0093	1,0094	2,3
L - 22	X-801 - X-900B	1,0093	1,0094	2,3
L - 27	X-801 - X-812	1,0093	1,0078	13,8
L - 23	X-801 - X-901C	1,0093	1,0018	27,5
L - 25	X-801 - X-901A	1,0093	1,0043	19,5
L - 26	X-801 - X-901B	1,0093	1,0042	19,7
L - 36	X-801 - X-36-8	1,0093	0,9891	48,8

Fuente: Simulación DIgSILENT.

Tabla 4.11.- Resultados escenario 3, flujo de potencia transformadores principales.

Transformador No.	Voltaje primario [pu]	Voltaje secundario [pu]	Cargabilidad [%]
X - 900A	1,0094	1,0111	3,6
X - 900B	1,0094	1,0111	3,6
X - 812	1,0078	1,0279	16,0
X - 901C	1,0018	0,9920	38,4
X - 901A	1,0043	0,9991	30,0
X - 901B	1,0042	0,9991	30,4

Fuente: Simulación DIgSILENT.

4.4.2 RESULTADOS ESCENARIOS SITUACIÓN FUTURA

4.4.2.1 ESCENARIO 4: GENERADOR GE2804, SEIP-4.16 kV Y SEIP-13.8 kV

En la cuarta simulación se considera los puntos de conexión SEIP-4.16 kV, SEIP-13.8kV y como fuente interna al nuevo generador denominado GE2804.

En los resultados de la simulación, se observa que el transformador X-004 trabaja con el 92.7% de su capacidad nominal, todos los voltajes en el sistema están dentro de los rangos permitidos $\pm 5\%$, así como también no hay sobrecargas en la capacidad de los alimentadores, transformadores y equipos eléctricos.



Los resultados de flujo de potencia obtenidos en barras, líneas de distribución y transformadores más importantes se muestran en las Tablas 4.12, 4.13 y 4.14.

Tabla 4.12.- Resultados escenario 4, flujo de potencia barras principales.

Barra No.	V		Ángulo	P	Q
	[kV]	[pu]	[deg]	[MW]	[MVA _r]
X-2804	13,9428	1,0103	-0,0001	5,0000	3,9000
X - 801	4,1835	1,0057	-150,5775	3,3006	1,9137
X - 802	0,4861	1,0126	-121,5888	0,6559	0,4471
X - 911	0,4780	0,9959	-121,2206	0,5002	0,3716
X - 2802	0,4778	0,9953	-121,2306	0,4292	0,3175
XX - 910	0,4742	0,9880	-121,8670	0,6493	0,3924
X - 910A	0,4772	0,9943	-121,8223	0,4346	0,2523
X - 910A	0,4772	0,9943	-121,8223	0,4873	0,4123

Fuente: Simulación DIgSILENT.

Tabla 4.13.- Resultados escenario 4, flujo de potencia alimentadores principales.

Línea No.	Referencia (Desde/Hasta)	Voltaje terminal i [pu]	Voltaje terminal j [pu]	Cargabilidad [%]
L - PAM	PAM - X-2804	1,0100	1,0103	29,4
L - PPR	PPR - X-801	1,0100	1,0057	9,7
L - G4	GE2804 - X-2804	1,0103	1,0103	75,0
L - B	TR1-GE2804 - X-801	1,0063	1,0057	22,9
L - D	TR2-GE2804 - X-801	1,0063	1,0057	22,9
L - E	TR3-GE2804 - X-TG4	1,0007	1,0007	40,0
L - 21	X-801 - X-900A	1,0057	1,0054	13,5
L - 22	X-801 - X-900B	1,0057	1,0054	13,5
L - 27	X-801 - X-812	1,0057	1,0017	34,8
L - 23	X-801 - X-901C	1,0057	0,9981	27,6
L - 25	X-801 - X-901A	1,0057	1,0006	19,6
L - 26	X-801 - X-901B	1,0057	1,0005	19,8
L - 36	X-801 - X-36-8	1,0057	0,9854	49,0

Fuente: Simulación DIgSILENT.

Tabla 4.14.- Resultados escenario 4, flujo de potencia transformadores principales.

Transformador No.	Voltaje primario [pu]	Voltaje secundario [pu]	Cargabilidad [%]
TR1 - GE2804	1,0103	1,0063	35,4
TR2 - GE2804	1,0103	1,0063	35,4
TR3 - GE2804	1,0103	1,0007	50,0
X - 900A	1,0054	0,9972	20,9
X - 900B	1,0054	0,9972	20,9
X - 812	1,0017	1,0131	40,2
X - 901C	0,9981	0,9882	38,6
X - 901A	1,0006	0,9954	30,2
X - 901B	1,0005	0,9954	30,5

Fuente: Simulación DIgSILENT.

4.4.2.2 ESCENARIO 5: GENERADOR GE2802, GE2803 Y GE2804

La quinta simulación corresponde a la red eléctrica con todas las fuentes de generación interna, por lo que para este caso no existe sincronismo con las fuentes del SEIP.

Los resultados para este escenario muestran que los voltajes se encuentran dentro del rango de regulación aceptado de $\pm 5\%$, por lo que la operación del sistema eléctrico es normal, así como también no hay problemas con las capacidades nominales de los equipos eléctricos, alimentadores y transformadores.

Los resultados de flujo de potencia obtenidos en barras, líneas de distribución y transformadores más importantes se muestran en las Tablas 4.15, 4.16 y 4.17.

Tabla 4.15.- Resultados escenario 5, flujo de potencia barras principales.

Barra No.	V		Ángulo [deg]	P [MW]	Q [MVar]
	[kV]	[pu]			
X-2804	13,9380	1,0100	0,0000	0,9592	0,6295
X - 801	4,1945	1,0083	-150,1380	2,7982	1,5304
X - 802	0,4874	1,0154	-121,1438	0,6559	0,4469
X - 911	0,4843	1,0090	-120,1413	0,0708	0,0818
X - 2802	0,4844	1,0091	-120,1408	0,4995	0,3993
XX - 910	0,4755	0,9907	-121,4207	0,6493	0,3923
X - 910A	0,4785	0,9970	-121,3766	0,4347	0,2527
X - 910B	0,4785	0,9970	-121,3766	0,4873	0,4133

Fuente: Simulación DIgSILENT.

Tabla 4.16.- Resultados escenario 5, flujo de potencia alimentadores principales.

Línea No.	Referencia (Desde/Hasta)	Voltaje terminal i [pu]	Voltaje terminal j [pu]	Cargabilidad [%]
L - G4	GE2804 - X-2804	1,0100	1,0100	75,0
L - G3	GE2803 - X-801	1,0089	1,0083	37,0
L - G2	GE2802 - X-911	1,0105	1,0091	24,8
L - B	TR1-GE2804 - X-801	1,0085	1,0083	6,1
L - D	TR2-GE2804 - X-801	1,0085	1,0083	6,1
L - E	TR3-GE2804 - X-TG4	1,0003	1,0003	40,0
L - 21	X-801 - X-900A	1,0083	1,0083	0,6
L - 22	X-801 - X-900B	1,0083	1,0083	0,6
L - 27	X-801 - X-812	1,0083	1,0043	34,7
L - 23	X-801 - X-901C	1,0083	1,0008	27,5
L - 25	X-801 - X-901A	1,0083	1,0033	19,5
L - 26	X-801 - X-901B	1,0083	1,0032	19,7
L - 36	X-801 - X-36-8	1,0083	0,9881	48,8

Fuente: Simulación DIgSILENT.

Tabla 4.17.- Resultados escenario 5, flujo de potencia transformadores principales.

Trasformador No.	Voltaje primario [pu]	Voltaje secundario [pu]	Cargabilidad [%]
TR1 - GE2804	1,0100	1,0085	9,4
TR2 - GE2804	1,0100	1,0085	9,4
TR3 - GE2804	1,0100	1,0100	50,0
X - 900A	1,0083	1,0089	0,9
X - 900B	1,0083	1,0089	0,9
X - 812	1,0043	1,0159	40,1
X - 901C	1,0008	0,9909	38,4
X - 901A	1,0033	0,9981	30,1
X - 901B	1,0032	0,9981	30,4

Fuente: Simulación DIgSILENT.



4.4.2.3 ESCENARIO 6: GENERADOR GE2803 Y GE2804

En el presente escenario que tampoco considera sincronización con las fuentes del SEIP, se observa que en todas las barras, alimentadores y transformadores principales; las magnitudes de voltaje y ángulo se encuentran en condiciones normales dentro del rango permitido de $\pm 5\%$ y $\pm 30\%$ respectivamente. El generador GE-2803 está operando al 50.1 % con aporte de 2 MW y 1 MVar respectivamente que corresponde a su operación normal, para el caso del generador GE-2804 su cargabilidad está 22.7 % con aportes de 1.45 MW y 1.03 MVar manteniendo un voltaje de 1.02 pu y la potencia máxima transmitida por los dos generadores es de 3.45 MW. Además, se repite el caso del transformador X-004 que se encuentra trabajando cerca de su potencia nominal con cargabilidad de 91.6 %.

Los resultados de flujo de potencia obtenidos en barras, líneas de distribución y transformadores más importantes se muestran en las Tablas 4.18, 4.19 y 4.20.

Tabla 4.18.- Resultados escenario 6, flujo de potencia barras principales.

Barra No.	V		Ángulo [deg]	P [MW]	Q [MVar]
	[kV]	[pu]			
X-2804	14,0760	1,0200	0,0000	1,4590	1,0354
X - 801	4,2307	1,0170	-150,2195	3,2978	1,9036
X - 802	0,4918	1,0245	-121,2077	0,6558	0,4466
X - 911	0,4835	1,0074	-120,8481	0,5002	0,3715
X - 2802	0,4833	1,0068	-120,8579	0,4292	0,3175
XX - 910	0,4798	0,9996	-121,4803	0,6493	0,3923
X - 910A	0,4828	1,0059	-121,4381	0,4347	0,2539
X - 910B	0,4828	1,0059	-121,4381	0,4873	0,4166

Fuente: Simulación DIgSILENT.



Tabla 4.19.- Resultados escenario 6, flujo de potencia alimentadores principales.

Línea No.	Referencia (Desde/Hasta)	Voltaje terminal i [pu]	Voltaje terminal j [pu]	Cargabilidad [%]
L - G4	GE2804 - X-2804	1,0200	1,0200	75,0
L - G3	GE2803 - X-801	1,0173	1,0170	36,7
L - B	TR1-GE2804 - X-801	1,0173	1,0170	10,1
L - D	TR2-GE2804 - X-801	1,0173	1,0170	10,1
L - E	TR3-GE2804 - X-TG4	1,0104	1,0104	40,0
L - 21	X-801 - X-900A	1,0170	1,0167	13,4
L - 22	X-801 - X-900B	1,0170	1,0167	13,4
L - 27	X-801 - X-812	1,0170	1,0131	34,3
L - 23	X-801 - X-901C	1,0170	1,0096	27,2
L - 25	X-801 - X-901A	1,0170	1,0120	19,3
L - 26	X-801 - X-901B	1,0170	1,0120	19,5
L - 36	X-801 - X-36-8	1,0170	0,9970	48,4

Fuente: Simulación DIgSILENT.

Tabla 4.20.- Resultados escenario 6, flujo de potencia transformadores principales.

Trasformador No.	Voltaje primario [pu]	Voltaje secundario [pu]	Cargabilidad [%]
TR1 - GE2804	1,0200	1,0173	15,6
TR2 - GE2804	1,0200	1,0173	15,6
TR3 - GE2804	1,0200	1,0104	49,5
X - 900A	1,0086	1,0167	20,6
X - 900B	1,0086	1,0167	20,6
X - 812	1,0131	1,0250	39,7
X - 901C	1,0096	0,9998	38,0
X - 901A	1,0120	1,0070	29,8
X - 901B	1,0120	1,0070	30,1

Fuente: Simulación DIgSILENT.



4.4.2.4 ESCENARIO 7: GENERADOR GE2802, GE2803, GE2804, SEIP-4.16 kV Y SEIP-13.8 kV

En esta situación el sistema se mantiene con las magnitudes de voltaje y ángulo en condiciones normales dentro de rangos aceptables. Los generadores existentes GE2802 y GE2803 se encuentran trabajando con cargabilidad del 41% y 50.1% respectivamente, a excepción del nuevo generador GE2804 que se encuentra trabajando con una cargabilidad elevada del 80.5%, esto porque la generación está supliendo la demanda de la refinería y aportando energía a PAM por los puntos de enlace a 4.16 kV con 2 MW y a 13.8 kV con una aportación de 2.01 MW, aproximadamente el 80.2 % de despacho por parte de GE2804. Cabe recalcar que el transformador X-004 se mantiene con una cargabilidad de 91.5%.

En este escenario los niveles de voltajes se encuentran entre $\pm 2\%$. Los niveles de cortocircuito en las distintas zonas del sistema toman valores máximos y es por esta razón que el estudio de coordinación de protecciones se realiza con este escenario.

Los resultados de flujo de potencia obtenidos en barras, líneas de distribución y transformadores más importantes se muestran en las Tablas 4.21, 4.22 y 4.23.

Tabla 4.21.- Resultados escenario 7, flujo de potencia barras principales.

Barra No.	V		Ángulo	P	Q
	[kV]	[pu]	[deg]	[MW]	[MVar]
X-2804	14,0150	1,0156	-0,0047	5,0000	4,4993
X - 801	4,2311	1,0171	-150,5050	4,8250	2,1481
X - 802	0,4918	1,0246	-121,4931	0,6558	0,4467
X - 911	0,4885	1,0177	-120,5082	0,0708	0,0818
X - 2802	0,4886	1,0179	-120,5077	0,4995	0,3993
XX - 910	0,4799	0,9997	-121,7956	0,6493	0,3924
X - 910A	0,4829	1,0060	-121,7234	0,4347	0,2540
X - 910B	0,4829	1,0060	-121,7234	0,4873	0,4166

Fuente: Simulación DIgSILENT.

Tabla 4.22.- Resultados escenario 7, flujo de potencia alimentadores principales.

Línea No.	Referencia (Desde/Hasta)	Voltaje terminal i [pu]	Voltaje terminal j [pu]	Cargabilidad [%]
L - PAM	PAM - X-2804	1,0156	1,0150	49,4
L - PPR	PPR - X-801	1,0171	1,0171	38,0
L - G4	GE2804 - X-2804	1,0156	1,0156	75,0
L - G3	GE2803 - X-801	1,0176	1,0171	36,7
L - G2	GE2802 - X-911	1,0179	1,0177	4,1
L - B	TR1-GE2804 - X-801	1,0174	1,0171	18,4
L - D	TR2-GE2804 - X-801	1,0174	1,0171	18,4
L - E	TR3-GE2804 - X-TG4	1,0060	1,0060	40,0
L - 21	X-801 - X-900A	1,0171	1,0171	0,6
L - 22	X-801 - X-900B	1,0171	1,0171	0,6
L - 27	X-801 - X-812	1,0171	1,0131	34,3
L - 23	X-801 - X-901C	1,0171	1,0096	27,2
L - 25	X-801 - X-901A	1,0171	1,0121	19,3
L - 26	X-801 - X-901B	1,0171	1,0120	19,5
L - 36	X-801 - X-36-8	1,0171	0,9970	48,4

Fuente: Simulación DIgSILENT.

Tabla 4.23.- Resultados escenario 7, flujo de potencia transformadores principales.

Trasformador No.	Voltaje primario [pu]	Voltaje secundario [pu]	Cargabilidad [%]
TR1 - GE2804	1,0156	1,0174	28,5
TR2 - GE2804	1,0156	1,0174	28,5
TR3 - GE2804	1,0156	1,0060	49,7
X - 900A	1,0177	1,0171	0,9
X - 900B	1,0177	1,0171	0,9
X - 812	1,0131	1,0251	39,7
X - 901C	1,0096	0,9999	38
X - 901A	1,0121	1,0070	29,8
X - 901B	1,0120	1,0071	30,1

Fuente: Simulación DIgSILENT.



4.4.2.5 ESCENARIO 8: INCREMENTO 30% DE CARGA EN ESCENARIO 7

En este caso considerando un incremento del 30% en referencia a la carga base, los resultados en las barras de voltaje del sistema, se observa que están dentro de los rangos aceptables de $\pm 5\%$, los generadores trabajan con la misma cargabilidad que en el escenario 7 y el transformador X-004 mantiene una cargabilidad 83.7% de su capacidad nominal.

En las líneas aéreas de distribución se observa que existe un incremento en la capacidad de transmisión, específicamente en el alimentador denominado L-36-2 que está al 84.8% de su capacidad y en el caso de alimentadores subterráneos en bajo voltaje; el primer tramo que sale desde el transformador X-812 hasta la barra X-802 que se encuentra al 98.3% de su capacidad nominal y el segundo tramo, el alimentador LS-31 que se encuentra al 91.6%. Dichos alimentadores son la única línea de distribución para cargas importantes, de tal manera que, si la carga incrementa en un 30% de su capacidad actual se recomendaría la repotenciación respectiva de dichos alimentadores.

Los resultados de flujo de potencia obtenidos en barras, líneas de distribución y transformadores más importantes se muestran en las Tablas 4.24, 4.25 y 4.26.

Tabla 4.24.- Resultados escenario 8, flujo de potencia barras principales.

Barra No.	V		Ángulo	P	Q
	[kV]	[pu]	[deg]	[MW]	[MVar]
X-2804	14,0545	1,0184	-0,0037	5,0000	3,9000
X - 801	4,2304	1,0169	-150,5712	5,2599	2,1227
X - 802	0,4888	1,0184	-121,8667	0,8556	0,5877
X - 911	0,4870	1,0147	-120,7625	0,1513	0,0846
X - 2802	0,4870	1,0146	-120,7649	0,5584	0,4133
XX - 910	0,4766	0,9928	-122,2140	0,8443	0,5102
X - 910A	0,4802	1,0004	-122,1380	0,5641	0,3083
X - 910B	0,4802	1,0004	-122,1380	0,6337	0,4838

Fuente: Simulación DIgSILENT.



Tabla 4.25.- Resultados escenario 8, flujo de potencia alimentadores principales.

Línea No.	Referencia (Desde/Hasta)	Voltaje terminal i [pu]	Voltaje terminal j [pu]	Cargabilidad [%]
L - PAM	PAM - X-2804	1,0184	1,0180	37,9
L - PPR	PPR - X-801	1,0169	1,0169	28,1
L - G4	GE2804 - X-2804	1,0184	1,0184	75,0
L - G3	GE2803 - X-801	1,0175	1,0169	36,7
L - G2	GE2802 - X-911	1,0147	1,0146	2,3
L - B	TR1-GE2804 - X-801	1,0174	1,0169	20,9
L - D	TR2-GE2804 - X-801	1,0174	1,0169	20,9
L - E	TR3-GE2804 - X-TG4	1,0059	1,0059	40,0
L - 21	X-801 - X-900A	1,0169	1,0168	3,7
L - 22	X-801 - X-900B	1,0169	1,0168	3,7
L - 27	X-801 - X-812	1,0169	1,0117	45,2
L - 23	X-801 - X-901C	1,0169	1,0070	36,2
L - 25	X-801 - X-901A	1,0169	1,0101	25,6
L - 26	X-801 - X-901B	1,0169	1,0101	25,9
L - 36	X-801 - X-36-8	1,0169	0,9924	58,1

Fuente: Simulación DIgSILENT.

Tabla 4.26.- Resultados escenario 8, flujo de potencia transformadores principales.

Trasformador No.	Voltaje primario [pu]	Voltaje secundario [pu]	Cargabilidad [%]
TR1 - GE2804	1,0184	1,0174	32,2
TR2 - GE2804	1,0184	1,0174	32,2
TR3 - GE2804	1,0184	1,0059	64,6
X - 900A	1,0150	1,0168	5,7
X - 900B	1,0150	1,0168	5,7
X - 812	1,0117	1,0190	52,3
X - 901C	1,0070	0,9931	50,7
X - 901A	1,0101	1,0019	39,5
X - 901B	1,0101	1,0019	40,0

Fuente: Simulación DIgSILENT.



Potencia natural de la línea (SIL) línea de enlace con el SEIP a 13.8 kV

Para la transmisión de potencia, es más común hablar de carga de impedancia de sobre voltaje de una línea, una cantidad de potencia real en MW que está dada por el cuadrado de voltaje de transmisión dividido por la impedancia de sobre voltaje. El SIL no mide la capacidad de carga de una línea, sino que establece la cantidad de transmisión de potencia real en la situación donde las propiedades inductivas y capacitivas de la línea están completamente equilibradas. Para los operadores del sistema, esto proporciona un punto de referencia: si la potencia transmitida a lo largo de una línea (con un factor de potencia unitario) es menor que el SIL, la línea aparece como una capacitancia que inyecta potencia reactiva (VAR) en el sistema; si la potencia transmitida excede el SIL (la situación más común), la línea aparece como una inductancia que consume VAR y, por lo tanto, contribuye a las pérdidas reactivas en el sistema [12].

En la Tabla 4.27 se muestra valores de impedancia característica y de carga SIL para líneas aéreas típicas de 60 Hz [3].

Tabla 4.27.- Impedancia característica y valores del SIL para líneas aéreas típicas de 60 Hz.

V_{rated} (kV)	$Z_c = \sqrt{L/C}$ (Ω)	$SIL = V_{\text{rated}}^2 / Z_c$ (MW)
69	366–400	12–13
138	366–405	47–52
230	365–395	134–145
345	280–366	325–425
500	233–294	850–1075
765	254–266	2200–2300

La longitud de la línea de distribución del enlace al Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero al sistema eléctrico de Refinería Shushufindi a nivel de voltaje de 13.8 kV se considera una longitud aproximada de 0.05 km.



Para determinar la impedancia característica Z_C , SIL, longitud de onda γ y la máxima potencia que es posible transferir de la línea de distribución, se aplica las ecuaciones 4.2, 4.3, 4.4 y 4.5.

$$Z_C = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (4.2)$$

$$SIL = \frac{V_{nom}^2}{Z_C} \quad (4.3)$$

$$\gamma = \frac{1}{f * \sqrt{L * C}} \quad (4.4)$$

$$P_{max} = \frac{V_s * V_r * SIL * \text{sen}(\delta)}{\text{sen}\left(\frac{2 * \pi * Longitud}{\gamma}\right)} \quad (4.5)$$

$$X_{L/DT} = 0.3946224 \frac{ohm}{km}$$

$$B_{L/DT} = 4.441773 \frac{mhos}{km}$$

$$R_{L/DT} = 0.2551395 \frac{ohm}{km}$$

$$L_{L/DT} = 0.00104677 \frac{Hr}{km}$$

$$C_{L/DT} = 0.01178217 * 10^{-6} \frac{F}{km}$$

$$Z_C = \sqrt{\frac{L}{C}} = \sqrt{\frac{0.00104677}{0.01178217 * 10^{-6}}} = 298.1 \text{ ohm}$$

$$SIL = \frac{V_{nom}^2}{Z_C} = \frac{13.8^2}{298.1} = 0.6388 \text{ MW}$$

$$\gamma = \frac{1}{f * \sqrt{L * C}} = \frac{1}{60 * \sqrt{0.00104677 * 0.01178217 * 10^{-6}}} = 4745.8 \text{ km}$$



En la práctica, las líneas eléctricas no son operadas para entregar su máxima potencia teórica, que se basa en voltajes nominales en los terminales y un desplazamiento angular máximo de 90 grados. El desplazamiento angular máximo entre los puntos de envío y recepción es de 30 grados para mantener la estabilidad durante eventos transitorios o disturbios en el SEIP. Se determina las potencias máximas para una longitud de 50 y 30 km de línea. Considerando los niveles de voltajes de envío (V_s) de 1.01 y recepción (V_r) de 0.99 (pu).

$$P_{max} = \frac{V_s * V_r * SIL * \text{sen}(\delta)}{\text{sen}\left(\frac{2 * \pi * Longitud}{\gamma}\right)}$$

$$P_{max} = \frac{1.01 * 0.99 * 0.6388 * \text{sen}(30^\circ)}{\text{sen}\left(\frac{2 * \pi * 30}{4745.8}\right)} = \frac{0.3193681}{0.0397079} = 8.04 \text{ MW}$$

$$P_{max} = \frac{1.01 * 0.99 * 0.6388 * \text{sen}(30^\circ)}{\text{sen}\left(\frac{2 * \pi * 50}{4745.8}\right)} = \frac{0.3193681}{0.0661490} = 4.83 \text{ MW}$$

4.4.2.6 ESCENARIO 9: GENERADOR GE2803, SEIP-4.16 kV Y SEIP 13.8 kV

De acuerdo a la simulación realizada para este caso, se observa que el generador GE2803 se encuentra trabajando al 50.1% de su capacidad y que el punto de enlace de PAM SEIP a 13.8 KV se encuentra aportado al sistema 1.46 MW, que representa el 42.18% de la demanda máxima de la refinería.

Además, los voltajes se encuentran dentro del rango permitido y el transformador X-004 se encuentra trabajando al 91.8%, de su capacidad.



Los resultados de flujo de potencia obtenidos en barras, líneas de distribución y transformadores más importantes se muestran en las Tablas 4.28, 4.29 y 4.30.

Tabla 4.28.- Resultados escenario 9, flujo de potencia barras principales.

Barra No.	V		Ángulo	P	Q
	[kV]	[pu]	[deg]	[MW]	[MVar]
X-2804	14,0456	1,0178	- 0,0046	1,4592	1,0168
X - 801	4,2218	1,0148	-150,2252	3,2980	1,9055
X - 802	0,4907	1,0223	-121,2177	0,6558	0,4466
X - 911	0,4825	1,0052	-120,8565	0,5002	0,3715
X - 2802	0,4822	1,0046	-120,8663	0,4292	0,3175
XX - 910	0,4788	0,9974	-120,4913	0,6493	0,3923
X - 910A	0,4818	1,0037	-121,4487	0,4347	0,2536
X - 910B	0,4818	1,0037	-121,4487	0,4873	0,4158

Fuente: Simulación DIgSILENT.

Tabla 4.29.- Resultados escenario 9, flujo de potencia alimentadores principales.

Línea No.	Referencia (Desde/Hasta)	Voltaje terminal i [pu]	Voltaje terminal j [pu]	Cargabilidad [%]
L - PAM	PAM - X-2804	1,0180	1,0178	18,2
L - PPR	PPR - X-801	1,0148	1,0148	0,3
L - G3	GE2803 - X-801	1,0154	1,0148	36,8
L - B	TR1-GE2804 - X-801	1,0152	1,0148	10,0
L - D	TR2-GE2804 - X-801	1,0152	1,0148	10,0
L - E	TR3-GE2804 - X-TG4	1,0082	1,0082	40,0
L - 21	X-801 - X-900A	1,0148	1,0145	13,4
L - 22	X-801 - X-900B	1,0148	1,0145	13,4
L - 27	X-801 - X-812	1,0148	1,0109	34,4
L - 23	X-801 - X-901C	1,0148	1,0074	27,3
L - 25	X-801 - X-901A	1,0148	1,0098	19,4
L - 26	X-801 - X-901B	1,0148	1,0098	19,6
L - 36	X-801 - X-36-8	1,0148	0,9948	48,5

Fuente: Simulación DIgSILENT.



Tabla 4.27.- Resultados escenario 9, flujo de potencia transformadores principales.

Trasformador No.	Voltaje primario [pu]	Voltaje secundario [pu]	Cargabilidad [%]
TR1 - GE2804	1,0178	1,0152	15,5
TR2 - GE2804	1,0178	1,0152	15,5
TR3 - GE2804	1,0178	1,0082	49,6
X - 900A	1,0065	1,0145	20,7
X - 900B	1,0065	1,0145	20,7
X - 812	1,0109	1,0227	39,8
X - 901C	1,0074	0,9976	38,1
X - 901A	1,0098	1,0048	29,8
X - 901B	1,0098	1,0048	30,2

Fuente: Simulación DIgSILENT.



CAPÍTULO 5

ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

5.1 CRITERIOS Y ALCANCE CONSIDERADOS PARA EL ESTUDIO

El propósito del estudio de cortocircuito en un sistema eléctrico es el de obtener información respecto a corrientes y voltajes durante condiciones de falla.

Las corrientes de cortocircuito tienen magnitudes mayores que las corrientes de carga, se presentan básicamente cuando existe pérdida de aislamiento entre partes energizadas a distinto potencial eléctrico.

Los principales elementos que intervienen como fuentes de corrientes de cortocircuito dentro de un sistema eléctrico de potencia son:

- Motores síncronos.
- Generadores síncronos
- Motores de inducción de gran potencia.
- Conexión de puntos de enlace con SEP externos.

Las causas más comunes de corrientes de cortocircuito son:

En líneas aéreas

- Ruptura o contaminación de las cadenas de aisladores.
- Corte de conductores por efectos mecánicos.
- Balanceo de conductores debido al viento.
- Contacto accidental de la línea con cuerpos extraños.



En líneas subterráneas de distribución

- Ruptura del aislamiento por movimiento de tierras.
- Golpes accidentales con herramientas.
- Infiltración de humedad, dependiendo del aislamiento de conductor.

En sistemas industriales

- Conexiones sueltas o flojas (Punto potencial de elevación de temperatura).
- Sobre voltajes transitorios.
- Deterioro mecánico del aislamiento (Golpes).
- Acumulación de humedad.
- Acción de roedores e insectos.

Otras causas

- Daños en devanados.
- Falsas maniobras.

Los niveles elevados de corriente que se originan al momento de ocurrencia de un cortocircuito originan esfuerzos electromagnéticos y térmicos que pueden provocar destrucción en los componentes de un sistema de energía si no son aislados rápidamente.

Uno de los hechos más destructivos en los sistemas de potencia es la incorrecta operación de un elemento de protección, ante una falla, lo cual conlleva a que los equipos cercanos al cortocircuito sufran un estrés acumulativo provocando que con el tiempo disminuya considerablemente su vida útil.



Para el óptimo modelamiento del sistema eléctrico del Complejo Industrial Shushufindi, ante el ingreso del nuevo turbogenerador se debe realizar un análisis de corrientes de cortocircuito, a fin de analizar la tolerancia del sistema, determinar las características de capacidad de interrupción de los equipos de protección instalados en el sistema, conseguir datos de corriente para la configuración de protecciones y conocer el comportamiento del sistema verificando que las magnitudes de corrientes de cortocircuito no sean superadas por la expansión del sistema.

Para obtener las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito en los diferentes puntos del sistema eléctrico del CIS, se emplea la herramienta computacional DIgSILENT Power Factory la cual considera la norma IEC 60909 [13].

Estos valores de cortocircuito tanto en barras y nodos a nivel de 13.8 kV y 4.16 kV como en los diferentes puntos del sistema, sirven para la coordinación de protecciones (relés) y verificación de la capacidad de equipos de corte.

Cada cambio en la red modifica las impedancias de cortocircuito del sistema y a su vez la capacidad de cortocircuito, dentro de este sistema se analiza fallas monofásicas y trifásicas.

En el Capítulo 6 se analizará los ajustes y la selección de cada variable de interés en los relés o dispositivos de protección electrónica. La selección de estos ajustes parte de estándares dados por la IEEE, el cual es el ente que propone normas para que los fabricantes estandaricen las variables de interés, en cada dispositivo de protección.

5.2 IMPEDANCIA EQUIVALENTE DEL SISTEMA

En la teoría de las redes eléctricas, el teorema de Thévenin, indica que, si una parte de la red está en un nodo A, ésta red puede ser modelada por un circuito equivalente, constituido únicamente por la carga (impedancia) y la fuente; los cuales estarían unidos por el nodo A.



El método para calcular impedancias equivalentes en una red externa, parte de ejecutar cortocircuito trifásico y monofásico en cada barra donde existan fuentes y analizar las impedancias equivalentes.

El procedimiento que se utiliza para el cálculo de las impedancias equivalentes de la red, consiste en la ejecución de fallas trifásicas y monofásicas en los puntos de enlace SEIP-4.16 kV y SEIP-13.8 kV. Los resultados obtenidos son valores que simulan toda la red equivalente.

Cuando no se considera conexión de red externa, se asume que los valores de impedancia son equivalentes para las impedancias de generadores.

Los valores de las impedancias del sistema, para fallas trifásicas, y voltajes de 4,16kV, con punto de conexión en barra X-801 se muestran en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1.- Valores impedancia secuencia positiva con y sin conexión externa.

	Sin conexión de Red Externa	Sin conexión de Red Externa	Con conexión de Red Externa	Con conexión de Red Externa
R	0.076273	0.013200	0,144772	0,025054
X	1.235454	0.213803	0,668565	0,115699
Z	1.237806	0.214210	0,684060	0,118381

Fuente: Simulación DIgSILENT.

Para fallas monofásicas se realiza el mismo procedimiento, pero debido a la presencia de desbalance se crea una impedancia para cada secuencia.

Con conexión de red externa:

Tabla 5.2.- Valores impedancia secuencia positiva, negativa y cero con conexión externa.

	Secuencia Positiva	Secuencia Negativa	Secuencia Cero
R	0,144772	0,165839	0,023985
X	0,668565	0,684205	0,360618
Z	0,684060	0,704017	0,361415

Fuente: Simulación DIgSILENT.



Sin conexión de Red Externa:

Tabla 5.3.- Valores impedancia secuencia positiva, negativa y cero sin conexión externa.

	Secuencia Positiva	Secuencia Negativa	Secuencia Cero
R	0,076273	0,107274	0,016770
X	1,235454	1,362217	0,378401
Z	1,237806	1,366435	0,378772

Fuente: Simulación DIgSILENT.

5.3 ANÁLISIS DE ESCENARIOS

Para el presente estudio se analiza los mismos casos realizados en el Capítulo 4, en los cuales se toma en cuenta redes de secuencia, límites térmicos y límites de corrientes máximas de los equipos.

Las magnitudes de corriente de cortocircuito generalmente deben calcularse para evaluar la aplicación de fusibles, interruptores automáticos y otros dispositivos de interrupción en relación con sus clasificaciones. Dichas corrientes tienen etiquetas, por ejemplo: servicio de interrupción, servicio momentáneo, servicio de cierre y recierre que relacionan esas magnitudes con los valores de clasificación de interruptor específico contra los que deben compararse para determinar si el dispositivo de interrupción tiene calificaciones suficientes para la aplicación. Las guías de aplicación estándar ANSI definen procedimientos específicos para calcular las corrientes de trabajo para evaluar fusibles e interruptores.

Las corrientes de cortocircuito resultantes están determinadas por los voltajes internos de las máquinas síncronas y por las impedancias del sistema entre las tensiones de las máquinas y el punto de falla. Dentro de la red eléctrica del CIS toman magnitudes mayores que las corrientes de operación normales, esto puede ocasionar pérdidas de la vida útil de los equipos y pérdidas económicas si no son despejadas rápidamente.

Los devanados y las barras colectoras de los generadores también pueden sufrir daños mecánicos debido a las altas fuerzas magnéticas durante las fallas.



El ingreso de la nueva unidad GE2804 a la red causa que los niveles de corriente de cortocircuito se eleven, para lo cual en el Capítulo 6 se describen los nuevos ajustes de coordinación de protecciones en los dispositivos IED existentes conectados en las barras principales.

5.4 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS

Se analiza las corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico, en las barras principales del sistema eléctrico de la Refinería Shushufindi, los resultados completos se muestran en el Anexo 5.

En las tablas 5.4, 5.5 y 5.6 se resumen los resultados obtenidos de niveles de corriente inicial de cortocircuito (I_{kss}) y potencia inicial de cortocircuito (S_{kss}) en estado estable con aportaciones de todas las fuentes equivalentes y de generación de acuerdo a cada escenario del sistema actual analizado con falla en la barra principal del CIS.

Tabla 5.4.- Resultados escenario 1, cortocircuito en barra principal X- 801.

Barra X-801	Trifásico		Monofásico	
	I_{kss} [kA]	S_{kss} [MVA]	I_{kss} [kA]	S_{kss} [MVA]
SEIP- 4.16 kV	8,898	64,115	7,134	17,134
GE2803	3,429	24,707	4,495	10,795

Fuente: Simulación DIgSILENT.

Tabla 5.5.- Resultados escenario 2, cortocircuito en barra principal X- 801.

Barra X-801	Trifásico		Monofásico	
	I_{kss} [kA]	S_{kss} [MVA]	I_{kss} [kA]	S_{kss} [MVA]
SEIP- 4.16 kV	8,898	64,115	7,005	16,825
GE2802	8,671	7,209	5,498	1,524
GE2803	3,429	24,707	4,572	10,980

Fuente: Simulación DIgSILENT.



Tabla 5.6.- Resultados escenario 3, cortocircuito en barra principal X- 801.

Barra X-801	Trifásico		Monofásico	
	Ikss [kA]	Skss [MVA]	Ikss [kA]	Skss [MVA]
GE2802	8,671	7,209	6,778	1,878
GE2803	3,429	24,707	3,897	9,361

Fuente: Simulación DIgSILENT.

En las tablas 5.7, 5.8, 5.9, 5.10, 5.11 y 5.12 se muestran los resultados obtenidos correspondientes a niveles de cortocircuito en estado transitorio, con aportaciones de todas las fuentes equivalentes y de generación de acuerdo a cada escenario del sistema futuro analizado con falla en la barra principal del CIS.

Tabla 5.7.- Resultados escenario 4, cortocircuito en barra principal X- 801.

Barra X-801	Trifásico		Monofásico	
	Ikss [kA]	Skss [MVA]	Ikss [kA]	Skss [MVA]
SEIP- 4.16 kV	8,898	64,115	7,699	18,491
SEIP-13.8 kV	0,507	12,118	0,365	2,906
GE2804	2,304	55,070	1,494	11,906

Fuente: Simulación DIgSILENT.

Tabla 5.8.- Resultados escenario 5, cortocircuito en barra principal X- 801.

Barra X-801	Trifásico		Monofásico	
	Ikss [kA]	Skss [MVA]	Ikss [kA]	Skss [MVA]
GE2802	8,671	7,209	6,858	1,901
GE2803	3,429	24,707	3,845	9,234
GE2804	2,385	57,015	1,677	13,365

Fuente: Simulación DIgSILENT.

Tabla 5.9.- Resultados escenario 6, cortocircuito en barra principal X- 801.

Barra X-801	Trifásico		Monofásico	
	Ikss [kA]	Skss [MVA]	Ikss [kA]	Skss [MVA]
GE2803	3,429	24,707	3,800	9,127
GE2804	2,385	57,015	1,696	13,514

Fuente: Simulación DIgSILENT.



Tabla 5.10.- Resultados escenario 7, cortocircuito en barra principal X- 801.

Barra X-801	Trifásico		Monofásico	
	Ikss [kA]	Skss [MVA]	Ikss [kA]	Skss [MVA]
GE2802	8,671	7,209	6,217	1,723
GE2803	3,429	24,707	4,176	10,029
GE2804	2,304	55,070	1,482	11,807
SEIP- 4.16 kV	8,898	64,115	7,663	18,406
SEIP-13.8 kV	0,507	12,118	0,362	2,882

Fuente: Simulación DIgSILENT.

Cabe recalcar que los valores del presente escenario se utilizan para la coordinación de las características de sobrecorriente temporizada e instantánea de fase y tierra (50/51P 50/51N).

Tabla 5.11.- Resultados escenario 8 (incremento), cortocircuito en barra principal X- 801.

Barra X-801	Trifásico		Monofásico	
	Ikss [kA]	Skss [MVA]	Ikss [kA]	Skss [MVA]
GE2802	8,671	7,209	6,217	1,723
GE2803	3,429	24,707	4,176	10,029
GE 2804	2,304	55,070	1,482	11,807
SEIP- 4.16 kV	8,898	64,115	7,663	18,406
SEIP-13.8 kV	0,507	12,118	0,362	2,882

Fuente: Simulación DIgSILENT.

Tabla 5.12.- Resultados escenario 9, cortocircuito en barra principal X- 801.

Barra X-801	Trifásico		Monofásico	
	Ikss [kA]	Skss [MVA]	Ikss [kA]	Skss [MVA]
GE2803	3,429	24,707	3,911	9,393
SEIP- 4.16 kV	8,898	64,115	8,103	19,462
SEIP-13.8 kV	0,605	14,466	0,458	3,649

Fuente: Simulación DIgSILENT.



Los niveles de cortocircuito resultan más elevados en eventos de falla producidos en la zona de 4.16 kV.

Las aportaciones de las fuentes externas y de generación propia están limitadas por las impedancias de secuencia entre sus terminales y el punto de falla. El tipo de cortocircuito, la impedancia de falla y la resistencia de puesta a tierra son también factores importantes para la determinación de las magnitudes de corriente de cortocircuito.

Debido a que en el escenario 7; se consideran todas las fuentes de generación, se verifica que es la condición operativa más crítica en donde se produce la mayor aportación de corrientes de cortocircuito hacia las diferentes zonas del sistema definidas por los secundarios de los transformadores y los niveles de voltaje establecidos en el momento de ocurrencia de la falla.

Se analiza el elemento más importante dentro la red eléctrica del CIS, este elemento es la barra X-801 a un nivel de voltaje de 4.16 kV. Un cortocircuito en esta barra produce la desconexión total de la carga de la Refinería.

En las Figuras 5.1 y 5.2 se muestran oscilogramas de cortocircuito tomado del escenario 7 considerando fallas Trifásica y Monofásica en la barra X-801.

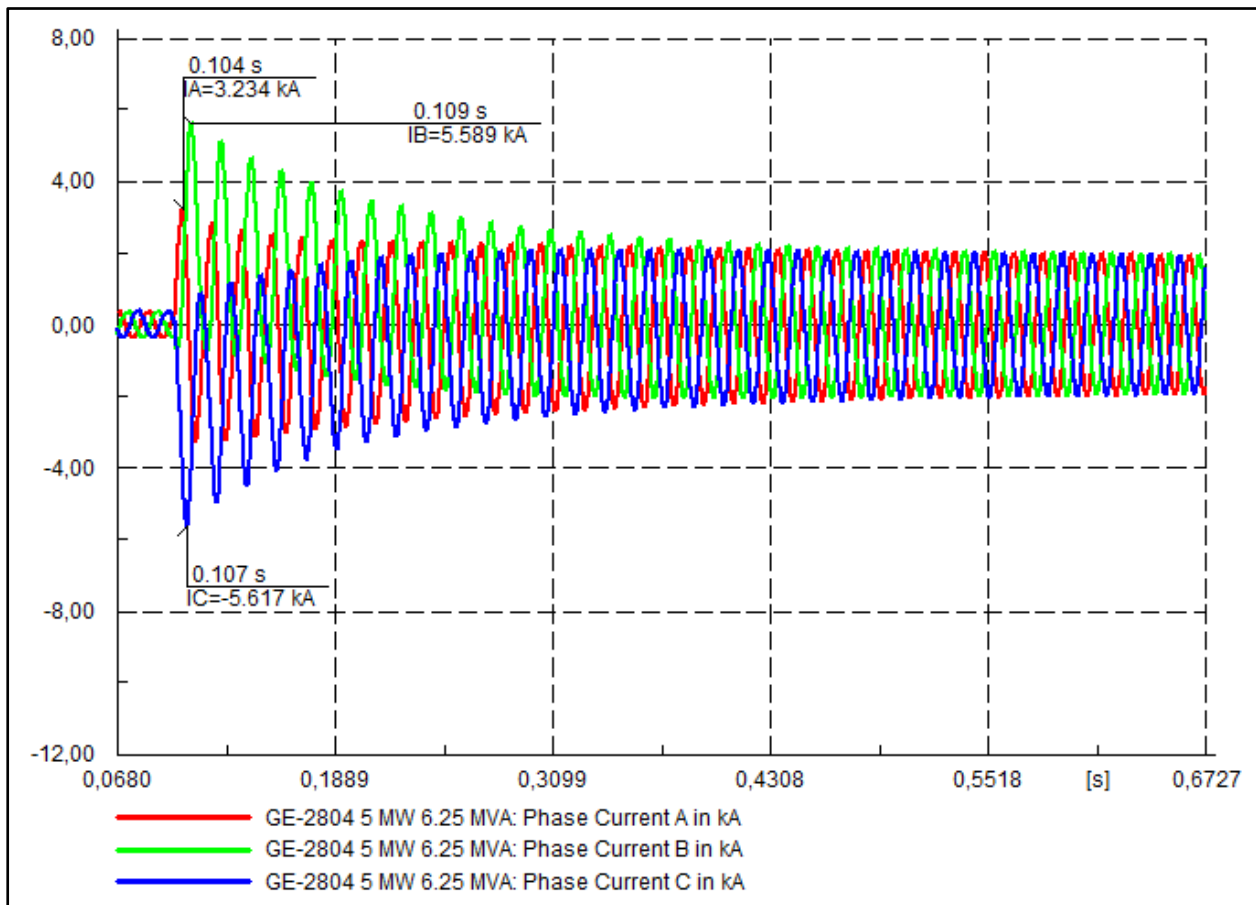


Figura 5.1.- Oscilograma de cortocircuito trifásico en barra X-801.

Fuente: Simulación DIgSILENT.

El valor inicial de cortocircuito (I_{kss}) para el generador GE2804 se refleja en la Tabla 5.10 la cual corresponde al valor RMS de la fase A y en el presente oscilograma se presenta el valor instantáneo de la corriente inicial de cortocircuito trifásico es 3.23 kA.

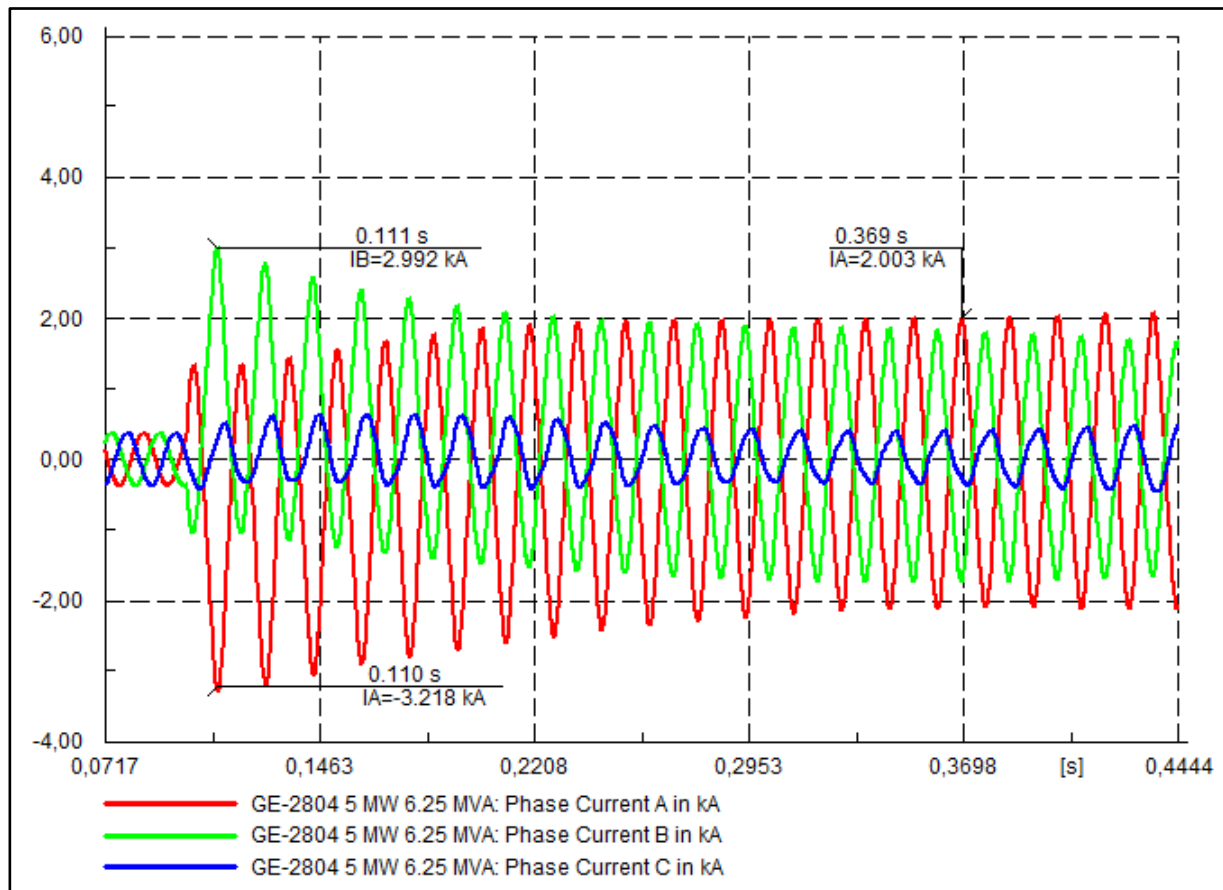


Figura 5.2.- Oscilografía de cortocircuito monofásico en barra X-801.

Fuente: Simulación DIgSILENT.

Ante una falla monofásica a los 100ms se produce el incremento de las corrientes de fase A y B en la zona de 13.8 kV, esto se debe a que el grupo de conexión de los Transformadores TR1 y TR2 de 5 MVA es Dyn5. La magnitud de la corriente de cortocircuito inicial (I_{kss}) se muestra en la Tabla 5.10 que corresponde al valor RMS de estado estable de la fase A y cuyo valor instantáneo es aproximadamente 2.00 kA como se observa en el oscilograma de la Figura 5.2.



CAPÍTULO 6

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

6.1 TOPOLOGIA DE PROTECCIONES

La topología de un sistema eléctrico es el término que relaciona las propiedades constitutivas entre sus elementos.

La red eléctrica de la Refinería Shushufindi tiene topología radial, este término indica que las fuentes siempre tendrán un flujo de potencia en un solo sentido, el cual tiene una magnitud relacionada directamente con la carga instalada.

Un sistema eléctrico de potencia no solamente está constituido por el relé de protección, sino también por otros dispositivos que ayudan a la correcta operación del sistema eléctrico. Estos pueden ser:

- HMI - Interfaz Humano Máquina.
- Controlador de Bahía.
- Relés Auxiliares.
- Relés de Protección.

Interfaz Humano Máquina: Es el medio por el cual dentro de una subestación se puede realizar maniobras. Mediante el HMI, se tiene acceso al control de los diferentes equipos de protección permitiendo su operación de modo local o remoto.

El modo local como su nombre lo indica se asocia a la operación de un interruptor con comando realizado desde la misma subestación; mientras que el modo remoto es para realizar comandos desde un punto SCADA donde el nivel de control es superior.



En este trabajo de titulación no se profundizará en esta área, ya que dentro de estos temas no se asocian los estudios de coordinación de protecciones, sino al control mediante protocolos y redes de comunicación.

Controlador de Bahía: Es el equipo con el cual se realiza control del equipo de protección asociado a esa bahía, al igual que la HMI. Estos equipos adicionalmente tienen funciones de protección los cuales se pueden activar según la lógica implementada.

Relés auxiliares: Operan en respuesta a la apertura o cierre de la operación de un circuito para suplir a otro relé o dispositivo. Estos incluyen temporizadores, relés de contactos múltiples, unidades selladas, relés de aislamiento, relés de cierre y relés de disparo.

Relés de Protección: Son dispositivos de protección, cuyo principio de operación es electromagnético, estos equipos actualmente utilizan microprocesadores de gran capacidad, por lo que un solo dispositivo tiene la capacidad de realizar varias funciones.

Los relés son dispositivos compactos, que pueden ser analógicos o digitales, estos son conectados en todo el sistema de potencia para detectar condiciones intolerantes o no deseadas en un área asignada. A los relés se los puede considerar como una especie de seguros activos, diseñados para mantener un alto grado de servicio continuo y limitar daños en los equipos. El funcionamiento del relé se basa en el retiro inmediato de cualquier elemento o sección de un sistema de potencia, en el momento en que este empiece a funcionar de manera anormal.

Este capítulo se centrará en el estudio de los dispositivos de protección, que se deben instalar en la nueva topología de red del Complejo Industrial Shushufindi.

El esquema de protección de un sistema de potencia incluye interruptores, transformadores de corriente y voltaje.



La principal función dentro del estudio de coordinación de protecciones es la de establecer la coordinación adecuada de la protección principal y de respaldo entre las diferentes zonas de protección del sistema eléctrico.

Para protección de líneas de distribución se considera los criterios normalizados del estándar IEEE C37.230-2007 [14], el cual consiste en una guía para implementación de relés de protecciones en líneas de distribución, aplicaciones y coordinación de protecciones para sistemas radiales.

Para protección de motores el estándar IEEE C37.96-2012 [15] establece los criterios principales para proteger los motores y según sus dimensiones cuales son las protecciones por implementarse.

Para proteger las unidades de generación, se considera el estándar IEEE C37.102-2006 [16], el cual da las directrices para protección de generadores por pérdida de excitación ANSI 40, balance de corriente ANSI 61, por tercer armónico ANSI 59/27 y otras.

Para los relés de protección asociados a transformadores, el estándar IEEE C37.91-2008 [17], especifica el correcto cálculo de ajustes de Tap de alta y baja, y protecciones intrínsecas del transformador, como sobrepresión, temperatura, gases, Buchholz.

Para sistemas eléctricos en modalidad isla, sin conexión de red externa, se considera el estándar IEEE 1547.4-2011 [18], el cual recomienda que para ajuste de protecciones en modo isla y fallas de alta impedancia se debe proteger a los equipos por sobre voltaje ANSI 59V.

Los relés de sobrecorriente son la forma más común de protección usada contra las corrientes excesivas en los sistemas de potencia y como protección principal a la partida de los alimentadores en red de distribución, no se aplican solamente como un medio de protección de los sistemas contra las sobrecargas, sino también como protección contra cortocircuitos. Sin embargo, el ajuste de un relé debe hacerse teniendo en cuenta el compromiso a cubrir tanto en la carga excesiva como en condiciones de cortocircuitos.



La operación de un relé de sobrecorriente depende de dos parámetros básicos:

- El nivel de corriente de mínimo de operación o Pick-up, el cual produce un cambio de estado de los contactos del relé y,
- La característica de tiempo de operación o dial, el cual determina la respuesta del relé en cuanto al tiempo.

Basado en las características de operación tiempo-corriente, los relés de sobrecorriente pueden ser clasificados en tres grupos: instantáneos, tiempo definido y tiempo inverso.

Relé instantáneo: Como el nombre lo sugiere, estos relés operan instantáneamente sin un tiempo de demora introducido de manera intencional; los relés que operan dentro de 20 a 40 ms son considerados como instantáneos ya que en la práctica no es posible que operen en un tiempo de cero. Los relés instantáneos tienen únicamente ajuste de corriente [5].

Relé de tiempo definido: El ajuste de estos relés permite tomar distintos niveles de corriente usando diferentes tiempos de operación. Estos relés pueden ser ajustados de tal manera que el interruptor más cercano a la falla sea disparado en el tiempo más corto, y luego los interruptores restantes sean disparados en forma sucesiva, usando tiempos de retardo grandes, en dirección hacia la fuente. La diferencia entre los tiempos de disparo para la misma corriente se llama tiempo de discriminación.

La protección es más selectiva cuando el tiempo de operación de los relés de corriente definida puede ajustarse en pasos fijos. La gran desventaja con este método de discriminación es que las fallas cercanas a la fuente dan como resultados grandes corrientes, que podrían ser eliminadas en un tiempo relativamente largo. El ajuste de este tipo de relé es configurado con un Tap de corriente para seleccionar el valor al que el relé accionará, más un dial que define el tiempo exacto de operación del relé. Cabe anotar que el tiempo de ajuste es independiente del valor de sobrecorriente requerido para la operación del relé.



Estos relés se usan principalmente cuando la impedancia de la fuente es grande comparada con la del elemento protegido del sistema de potencia.

Relé de tiempo inverso: La propiedad fundamental de los relés de tiempo inverso es que estos operan en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla. La ventaja sobre el relé de tiempo definido es que, para corrientes muy altas, pueden obtenerse tiempos de disparo más cortos sin el riesgo de disminuir la selectividad de la protección. Los relés de tiempo inverso son generalmente clasificados en concordancia con su curva característica que indica la velocidad de operación.

Las principales variables dentro de un relé de tiempo inverso son:

- **I Pick-up:** Es un factor que permite activar la función de sobrecorriente dentro del dispositivo de protección, este término hace referencia al vocablo Tap "M" o "FLA" de protección.

$$M = \frac{I_{actual}}{I_{pickup}} \quad (6.1)$$

Dependiendo del dispositivo se asocian los valores de los ajustes que ingresan. Hay que tomar en cuenta que son valores reflejados a secundarios.

$$I_{pickupSecundario} = \frac{I_{pickupPrimario}}{RTC} \quad (6.2)$$

- **RTC:** Relación de Transformación de Corriente.

Todos los valores que ingresan a los equipos de protección son valores secundarios de los equipos de medición TCs y TPs.

- **Curva:** Los equipos tienen las siguientes curvas de tiempo inverso.
 - o IEC EI: Extremadamente Inversa
 - o IEC VI: Muy Inversa
 - o IEC I: Inversa



- IEC LTI: Largo Tiempo Inverso
 - IEEE EI: Extremadamente Inversa
 - IEEE VI: Muy Inversa
 - IEEE I: Inversa
 - IEEE STI: Corto Tiempo Inverso
 - IEEE STEI: Corto Tiempo Extremadamente Inverso
 - IEEE LTEI: Largo Tiempo Extremadamente Inverso
 - IEEE LTVI: Largo Tiempo Muy Inverso
 - IEEE LTI: Largo Tiempo Inverso
 - Tiempo Definido
- **Dial:** Es el múltiplo de tiempo, ajustable para lograr que las curvas se desplacen en el eje vertical.

Para este estudio se toman en cuenta curvas estandarizadas, para que exista coordinación entre todos los dispositivos de diferentes marcas, estas se muestran en la Figura 6.1.

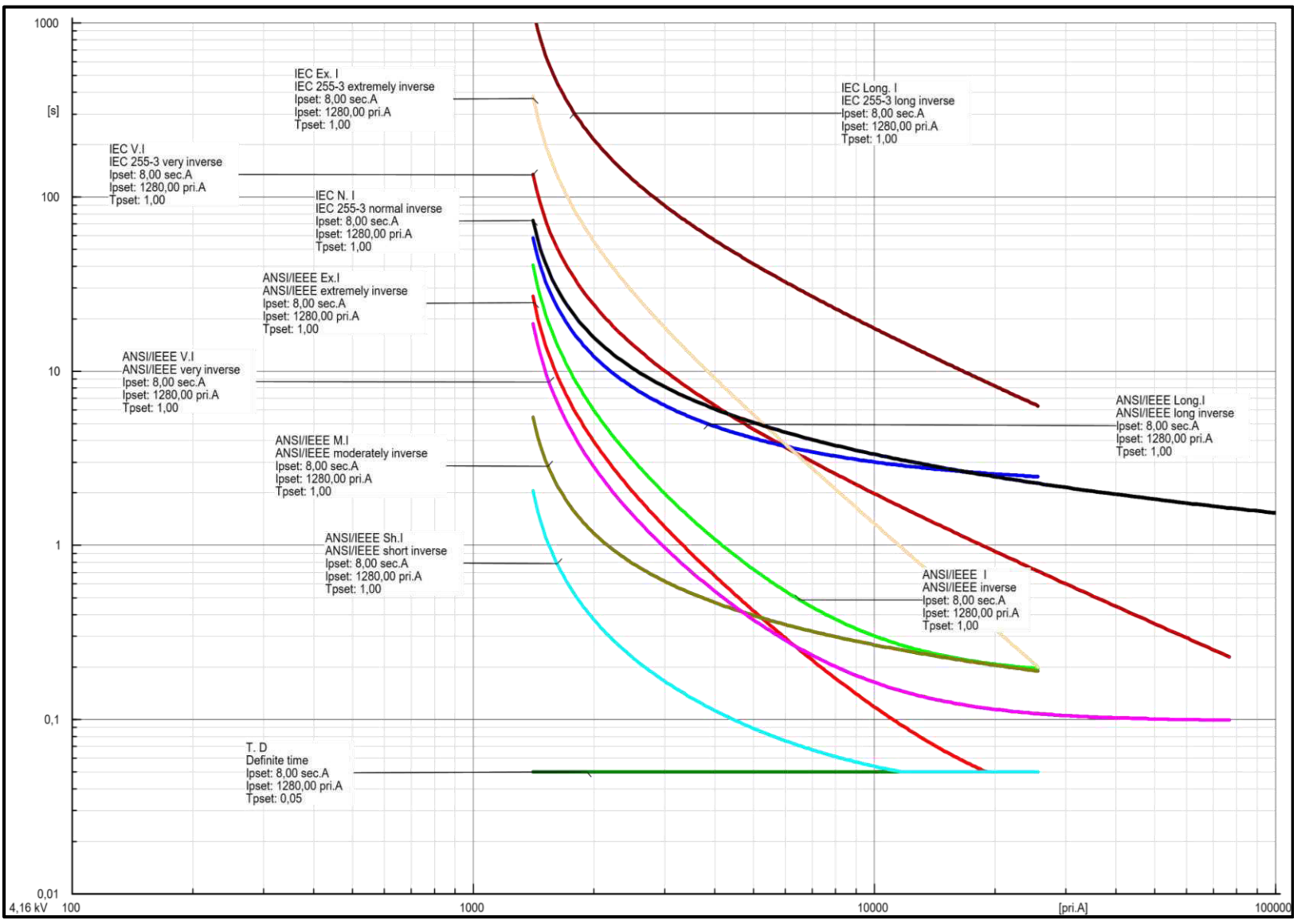


Figura 6.1.- Curvas ANSI/IEEE e IEC de tiempo inverso y de tiempo definido.
Fuente: DlgSILENT.



Como se observa en la Figura 6.1, las curvas poseen el mismo multiplicador de tiempo; la variable T_{pset} o Dial de Tiempo, permite realizar desplazamientos en el eje vertical, mientras que la variable I_{pset} o valor de Pick-up lo hace de forma horizontal.

Las ventajas de los IED son que el procesador tiene la capacidad de tomar lecturas de corriente y voltaje a una muy alta velocidad, y permite administrar los datos según lo deseado, las mediciones permiten calcular la distancia del punto de falla, y su memoria almacena información, como oscilografías y eventos.

Cuando se realiza la coordinación de protecciones, se toma en cuenta los tiempos mínimos de coordinación entre relés de distintos tipos o de distintas marcas, ya sean estos electromecánicos o de microprocesadores.

Los relés numéricos usualmente permiten el muestreo de una cantidad fija antes que el de una cantidad que varía rápidamente. Por lo que la más simple función de un relé requiere ser leída por múltiples entradas, para lo cual se utiliza un multiplexor. Este es un dispositivo que permite que todas las cantidades que entran sean muestreadas una a la vez. El rango y tasa de muestreo requerida permite elegir un diseño particular de relé de protección.

Normalmente los microprocesadores basados en algoritmos requieren que las señales de entrada coincidan en el tiempo. Por lo cual se requiere realizar estos procesos en tiempo real, particularmente para aplicaciones de relés en donde la relación entre señales depende mucho del tiempo.

Un método de muestreo alternativo que es costoso se usa con un solo circuito para todas las entradas. Se aplica un factor de corrección de tiempo para cada una de las muestras que se toma después de la primera.



6.2 CALIBRACIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

El Complejo Industrial Shushufindi requiere que su red eléctrica cumpla con las características de protecciones eléctricas típicamente establecidas bajo norma ante una eventual aparición de fallas o disturbios que puedan provocar daños de forma parcial o total del sistema. En esta parte del capítulo se describe los ajustes de protecciones de las bahías para las diferentes zonas de la red eléctrica al existir fallas en los puntos más importantes del sistema.

La incorporación del generador 2804 y el punto de entrega a 13.8 kV beneficiará al sistema CIS en cuanto a la regulación del voltaje y frecuencia, mientras que las regiones de cortocircuito se desplazarán a la derecha en las plantillas de selectividad adjuntas en el Anexo 6. El aumento de las capacidades de cortocircuito monofásico y trifásico en los nodos del sistema trae como consecuencia un mayor daño y pérdidas de aislamiento durante los eventos de falla si la coordinación de protecciones no cumple con el principio de rapidez o velocidad para la desenergización de la falla.

El enlace de los sistemas de 13.8 kV y 4.16 kV propuesto se realiza a través de dos transformadores trifásicos de 5 MVA con grupo de conexión Dyn5.

Los ajustes de las funciones de sobrecorriente temporizada e instantánea de fase y tierra para las bahías de bajo voltaje de los transformadores se realiza tomando la máxima corriente de cortocircuito que aporta la red de 13.8 kV.

6.2.1 COORDINACIÓN ANSI 50/51 DE FASE Y TIERRA DE LAS BAHÍAS DPU2000R, GEN-2804 Y LS-G3_4.16 kV

Falla en la barra X-801

Una falla permanente en la barra principal de 4.16 kV puede producir la desconexión total del sistema. El tiempo de parada de la producción dependerá del tiempo que dure la corriente de cortocircuito por el daño que producirá en los equipos.

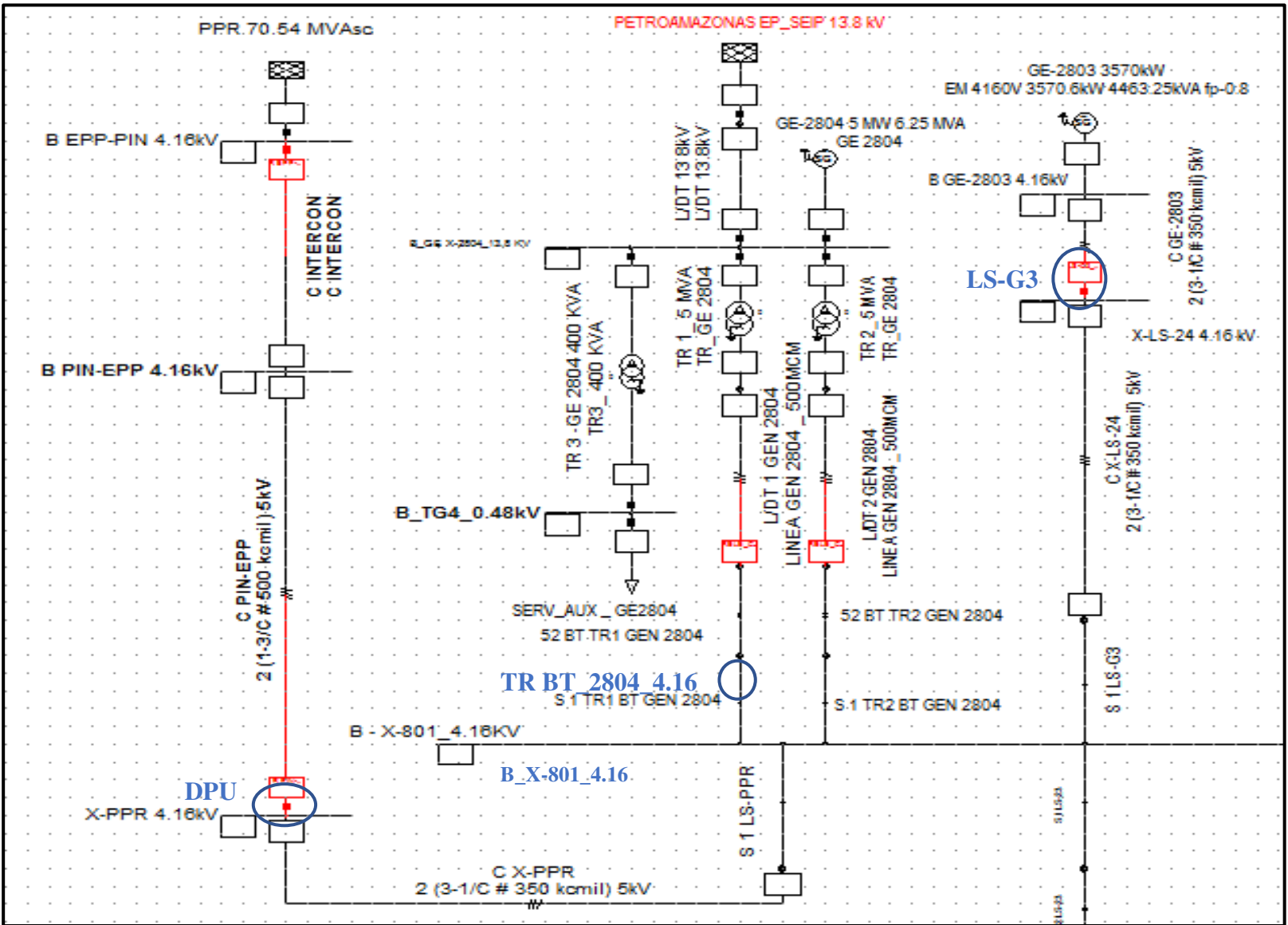


Figura 6.2.- Bahías de 4.16 kV que brindan protección primaria a la barra X-801.

Fuente: Simulación DIGSILENT.



Las corrientes de cortocircuito trifásico pueden ser visualizadas en el Anexo 5, escenario 7.

Ajustes de Pick-up para la protección de fase 50/51P:

Al producirse una falla trifásica en la barra X-801 se tiene las siguientes corrientes circulando por los relés de protección que brindarán protección primaria en esta zona.

$$Ik_{SS_{DPU\ 2000R\ 4.16KV}} = 8.90\ kA$$

$$Ik_{SS_{TR\ BT\ 2804\ 4.16KV}} = 4.63\ kA$$

$$Ik_{SS_{LS-G3_GE\ 489\ 4.16KV}} = 3.43\ kA$$

La protección instantánea de fase debería ajustarse con estos valores de corrientes, sin embargo, para cumplir con el principio de selectividad evitando que opere para fallas en la frontera con las otras zonas se ha multiplicado estos valores de corrientes por 1.25 como un margen de seguridad. Esto permitirá que la protección sea de respaldo para fallas fuera de la zona de protección primaria. La protección instantánea de la bahía correspondiente a Petroamazonas no fue ajustada precisamente para evitar falsos disparos y permitir la operación de las protecciones aguas abajo.

$$RTC_{DPU\ 2000R} = 1000/5$$

$$RTC_{TR\ BT-2804} = 1000/5$$

$$RTC_{LS-G3} = 2000/5$$

$$I_{pick-up\ 50P_{TR\ BT\ 2804}} = \frac{Ik_{SS_{TR\ BT\ 2804}} * 1.25}{RTC_{TR\ BT\ 2804}} = \frac{4628 * 1.25}{1000/5} = 28.92\ kA$$

$$I_{pick-up\ 50P_{LS-G3}} = \frac{Ik_{SS_{LS-G3}} * 1.25}{RTC_{LS-G3}} = \frac{3429 * 1.25}{2000/5} = 10.72\ kA$$



La constante de tiempo TD y el tipo de curva se calibró considerando los ajustes de protecciones aguas arriba y aguas abajo.

Los ajustes de la protección temporizada de fase (ANSI 51P) fueron realizados considerando la capacidad de los transformadores, generadores, máxima carga y límite térmico de los conductores de la red.

$$Inom_{DPU\ 2000R} = 600\ A$$

Se ha considerado suplir la demanda máxima de la Refinería 3.419 MVA, que es la magnitud de demanda total utilizada en los escenarios de flujo de potencia del Capítulo 4 (Anexo 4, escenario 7).

$$Inom_{TR\ BT\ 2804} = 1000\ A$$

Abasteciendo la demanda máxima total de la Refinería Shushufindi.

$$Inom_{LS-G3} = 620\ A$$

Corriente nominal del generador.

$$RTC_{DPU\ 2000R} = 1000/5$$

$$RTC_{TR\ BT\ 2804} = 1000/5$$

$$RTC_{LS-G3} = 2000/5$$

$$I\ pick - up\ 51P_{DPU\ 2000R} = \frac{Inom_{DPU\ 2000R}}{RTC_{DPU\ 2000R}} = \frac{600}{1000/5} = 3.00\ A$$

$$I\ pick - up\ 51P_{TR\ BT\ 2804} = \frac{Inom_{TR\ BT\ 2804}}{RTC_{TR\ BT\ 2804}} = \frac{1000}{1000/5} = 5\ A$$

$$I\ pick - up\ 51P_{LS-G3} = \frac{Inom_{LS-G3}}{RTC_{LS-G3}} = \frac{620}{2000/5} = 1.55\ A$$

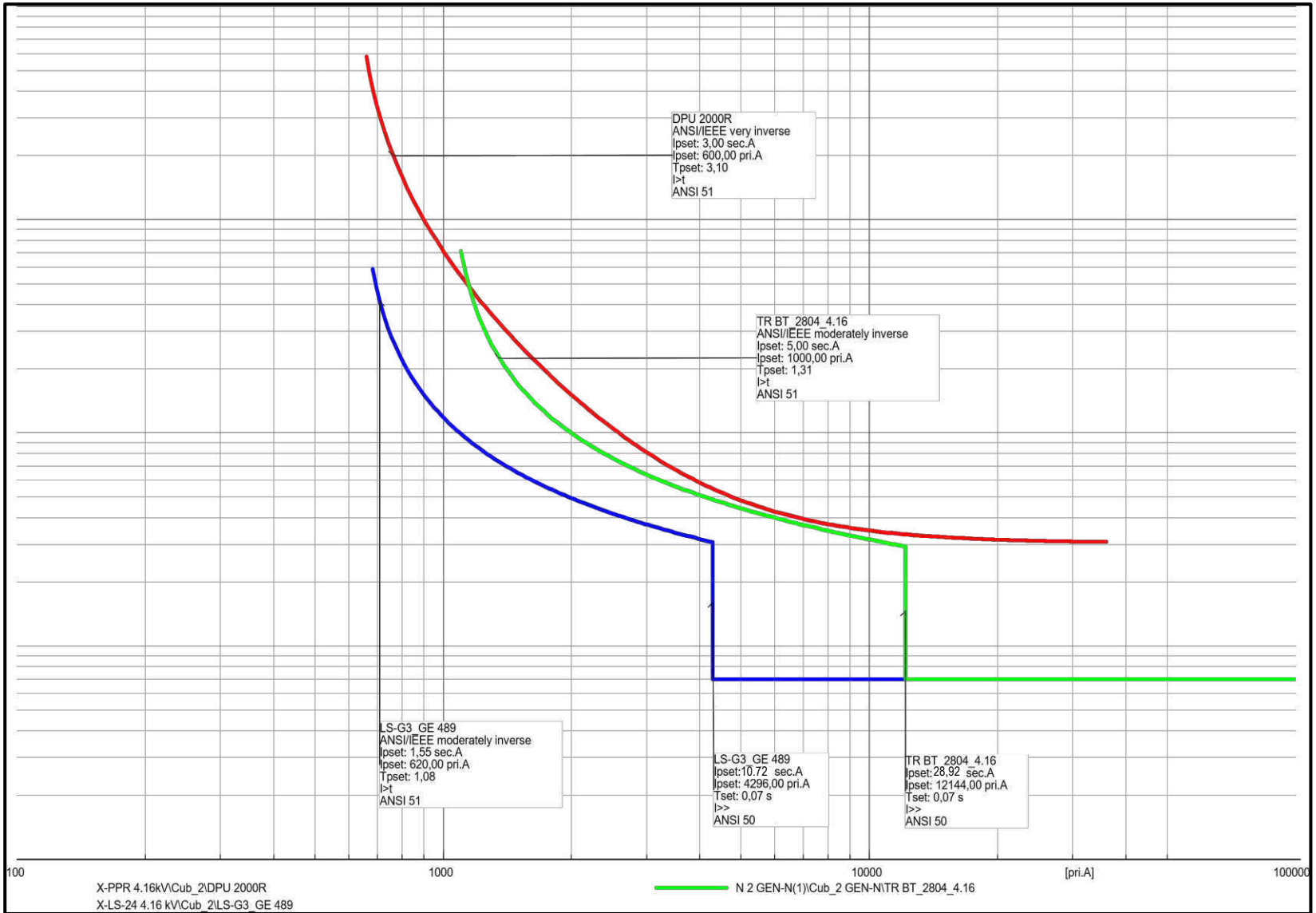


Figura 6.3.- Curvas de protección de fase bahías de fuente y generación de la zona de 4.16 kV.
Fuente: DIgSILENT.



Ajustes de Pickup para la protección de tierra 50/51N

La función para protección contra fallas que involucran corrientes homopolares es también habilitada. La magnitud de la corriente de falla a tierra va a depender del esquema de puesta a tierra que se encuentre instalado en la industria. El sistema considerado para el estudio de coordinación de protecciones es un sistema Y sólidamente aterrizado.

El ajuste fue realizado de la siguiente manera:

$$3I_{DPU\ 2000R} = 1.51\ kA$$

$$3I_{TR\ BT\ 2804} = 15.01\ kA$$

$$3I_{LS-G3} = 5.29\ kA$$

El periodo de operación de la protección instantánea se efectúa antes de los 5 ciclos, en este periodo la corriente de falla que mide el relé es llamada $I''_{rms\ TOTAL}$ del periodo subtransiente. La norma IEEE C37.010-1999 [19] recomienda un factor de asimetría de hasta 1.6 veces la corriente $I''_{AC\ simétrica}$.

Para este caso el factor de asimetría es de 1.2 veces la corriente $I''_{AC\ simétrica}$ que se obtiene del programa DIgSILENT.

$$I_{pick - up\ 50N_{TR\ BT\ 2804}} = \frac{3I_{max\ TR\ BT\ 2804} * 1.2}{RTC_{TR\ BT\ 2804}} = \frac{15014 * 1.2}{1000/5} = 90.08\ A$$

$$I_{pick - up\ 50N_{LS-G3}} = \frac{3I_{max\ LS-G3} * 1.2}{RTC_{LS-G3}} = \frac{5291 * 1.2}{2000/5} = 15.90\ A$$

La protección temporizada de tierra o desbalance es ajustada como un porcentaje de la corriente de Pick-up de la protección de fase, 40%.



$$I_{pick-up} 51N_{DPU 2000R} = I_{pick-up} 51P_{DPU 2000R} * 0.4 = 1.20 A$$

$$I_{pick-up} 51N_{TR BT 2804} = I_{pick-up} 51P_{TR BT 2804} * 0.4 = 2.00A$$

$$I_{pick-up} 51N_{LS-G3} = I_{pick-up} 51P_{LS-G3} * 0.4 = 0.62 A$$

El primer paso para la coordinación fue ajustar las curvas de protección de las fuentes tomando como referencia la protección aguas arriba.

La protección de los alimentadores que parten de la barra principal X-801 es el siguiente paso del estudio. En esta parte de la coordinación, las características de la protección de fase de los interruptores con unidades de disparo (Interruptores Mitsubishi y Westinghouse) produjeron el uso de 2 funciones ANSI 50/51P en las protecciones correspondiente a los alimentadores LS-21, LS-22, LS-23, LS-25, LS-26, LS-27.

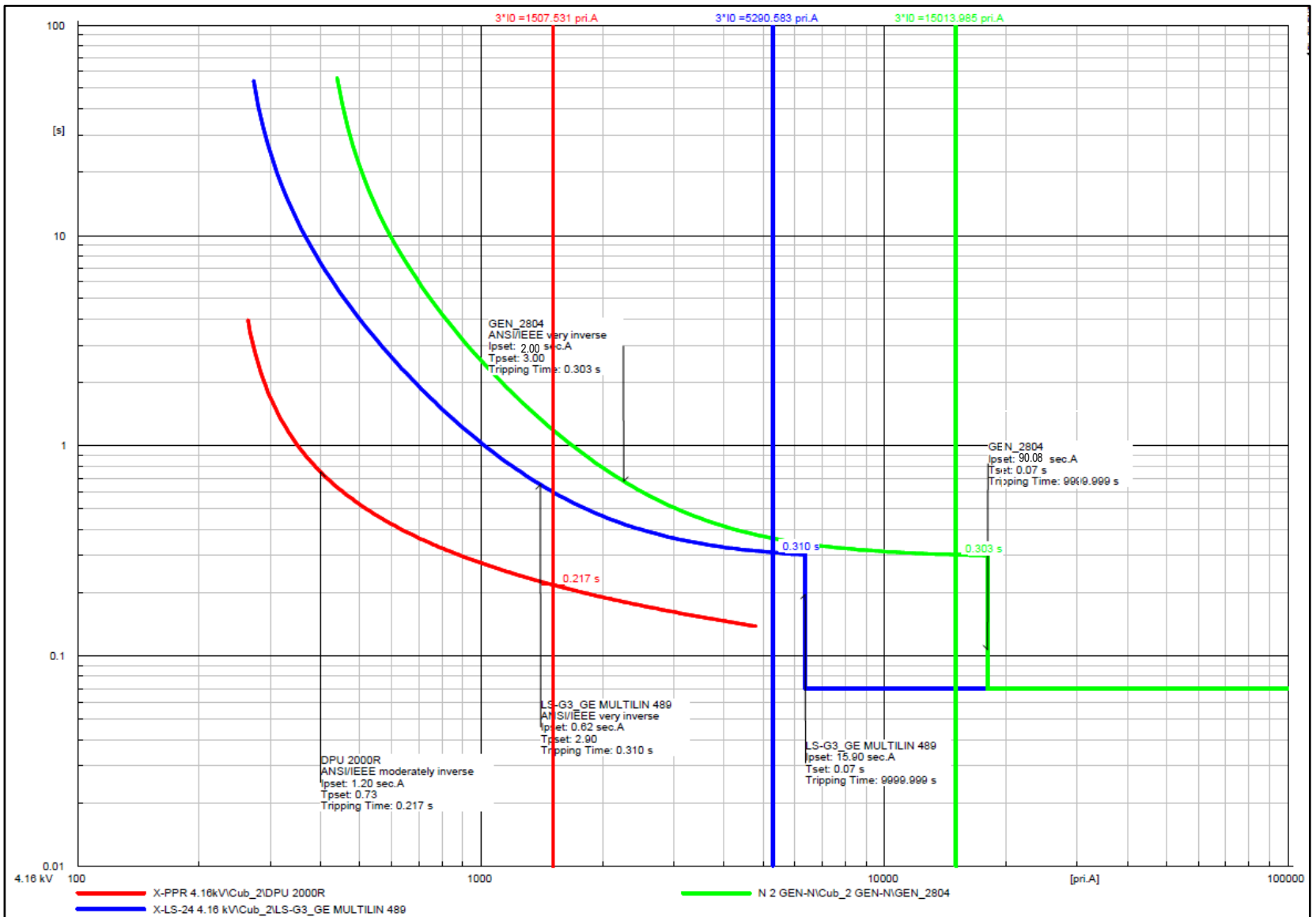


Figura 6.4.- Curvas de protección de neutro bahías de fuente y generación de la zona de 4.16 kV.
Fuente: DlgSILENT.



6.2.2 PROTECCIÓN BAHÍA LS-23

Para realizar la coordinación de la bahía LS-23 se protege de forma instantánea una parte de la zona de protección a la cual pertenece. Produciendo fallas trifásicas y monofásicas solidas a tierra en la barra X-901C_4.16 kV se ajusta las curvas de protección de fase y de tierra de la bahía.

En la Figura 6.5, se muestran las corrientes de cortocircuito que circulan por los interruptores de las bahías que se desean coordinar ante una falla trifásica en la barra X-901C_4.16 kV.

$$I^{AC} sim_{LS-23} = 8.37 \text{ kA}$$

$$I^{AC} sim_{DPU 2000R} = 8.37 \text{ kA}$$

$$I^{AC} sim_{TR BT 2804} = 8.37 \text{ kA}$$

$$I^{AC} sim_{LS-G3} = 8.37 \text{ kA}$$

La protección instantánea de fase 50P es ajustada para que opere con la corriente RMS total del periodo Subtransitorio, para esto multiplicamos la corriente AC simétrica que se obtiene de DigSILENT por 1.2 (El factor de asimetría que considera la Norma IEEE C37.010-1999 [19] es $F_{asimetría rms} = 1.6$)

$$RTC_{LS-23} = 1000/5$$

$$I_{pick-up} 50P_{LS-23} = \frac{I^{AC} sim_{LS-23} * 1.2}{RTC_{LS-23}} = \frac{8365 * 1.2}{1000/5} = 50.20 \text{ A}$$

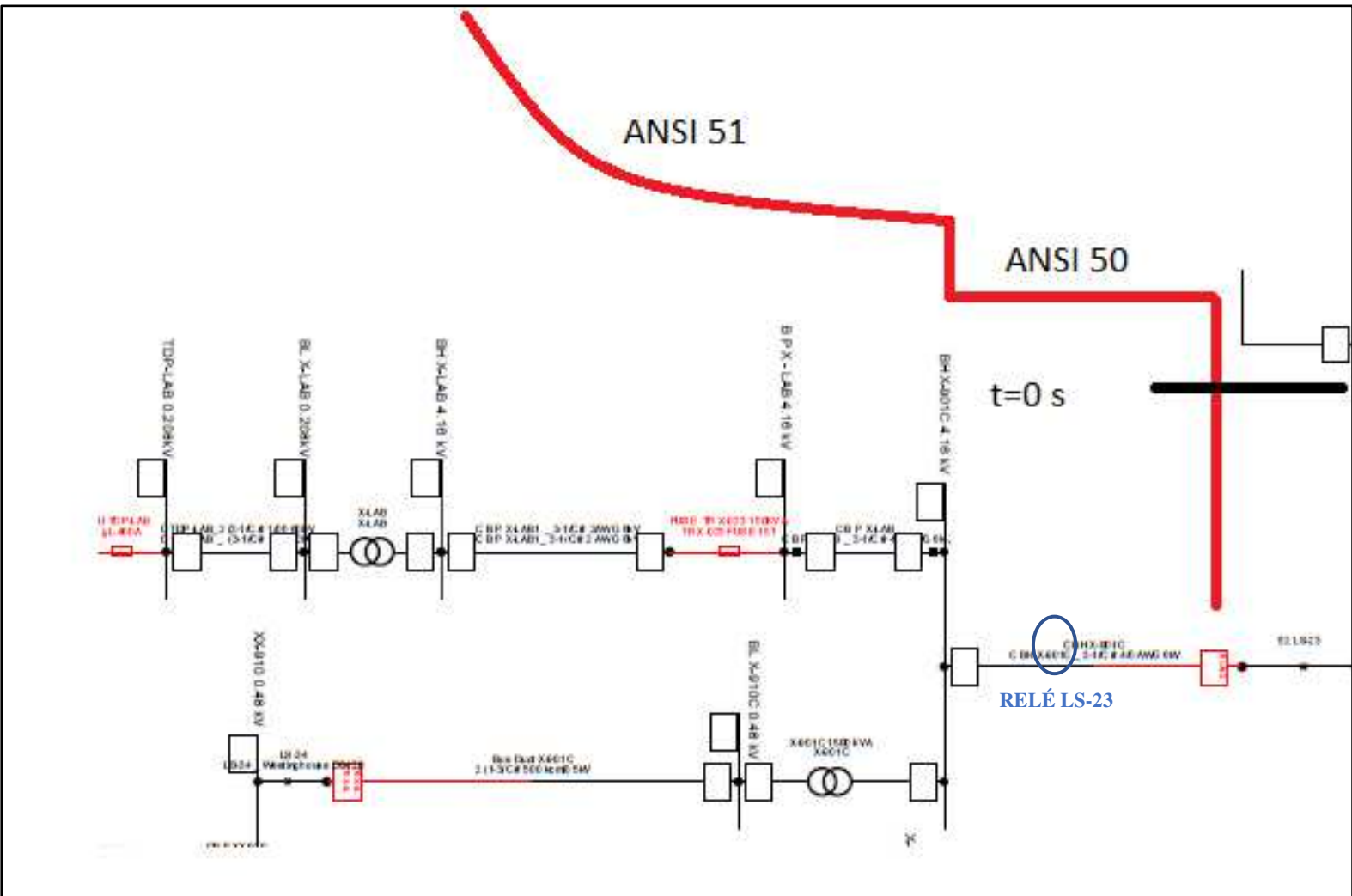


Figura 6.5.- Modelo de la protección Instantánea y Temporizada 50/51 del relé LS-23.
Fuente: DIgSILENT



El ajuste de la segunda protección instantánea se realiza con la corriente $I''AC\ sim$, mientras que el Setting del tiempo se ajusta considerando el tiempo de operación más corto de las protecciones de respaldo aguas arriba.

Tiempos de operación de las protecciones de respaldo:

$$t_{TR\ BT\ 2804} = 521\ ms$$

$$t_{LS-G3} = 733\ ms$$

$$t_{DPU\ 2000R} = 671\ ms$$

$$tiempo\ de\ operación\ 50P2_{LS-23} = t_{GEN_{2804}} - 300 = 521 - 250 = 271\ ms$$

La protección temporizada es ajustada de acuerdo con la carga máxima o nominal que es posible transferir. Aguas debajo de la bahía LS-23 se tiene 2 transformadores X-023 y X-901C de 0.15 y 1.5 MVA respectivamente. La corriente de Pick-up para la protección se calcula de la siguiente forma:

$$Inom_{max} = \frac{(0.15 + 1.5)\ MVA}{\sqrt{3} * 4.16\ kV} \approx 230\ A$$

$$I\ pick - up\ 51P_{LS-23} = \frac{Inom_{max} * F_{sobrecarga}}{RTC_{LS-23}} = \frac{230 * 1.05}{1000/5} \approx 1.20\ A$$

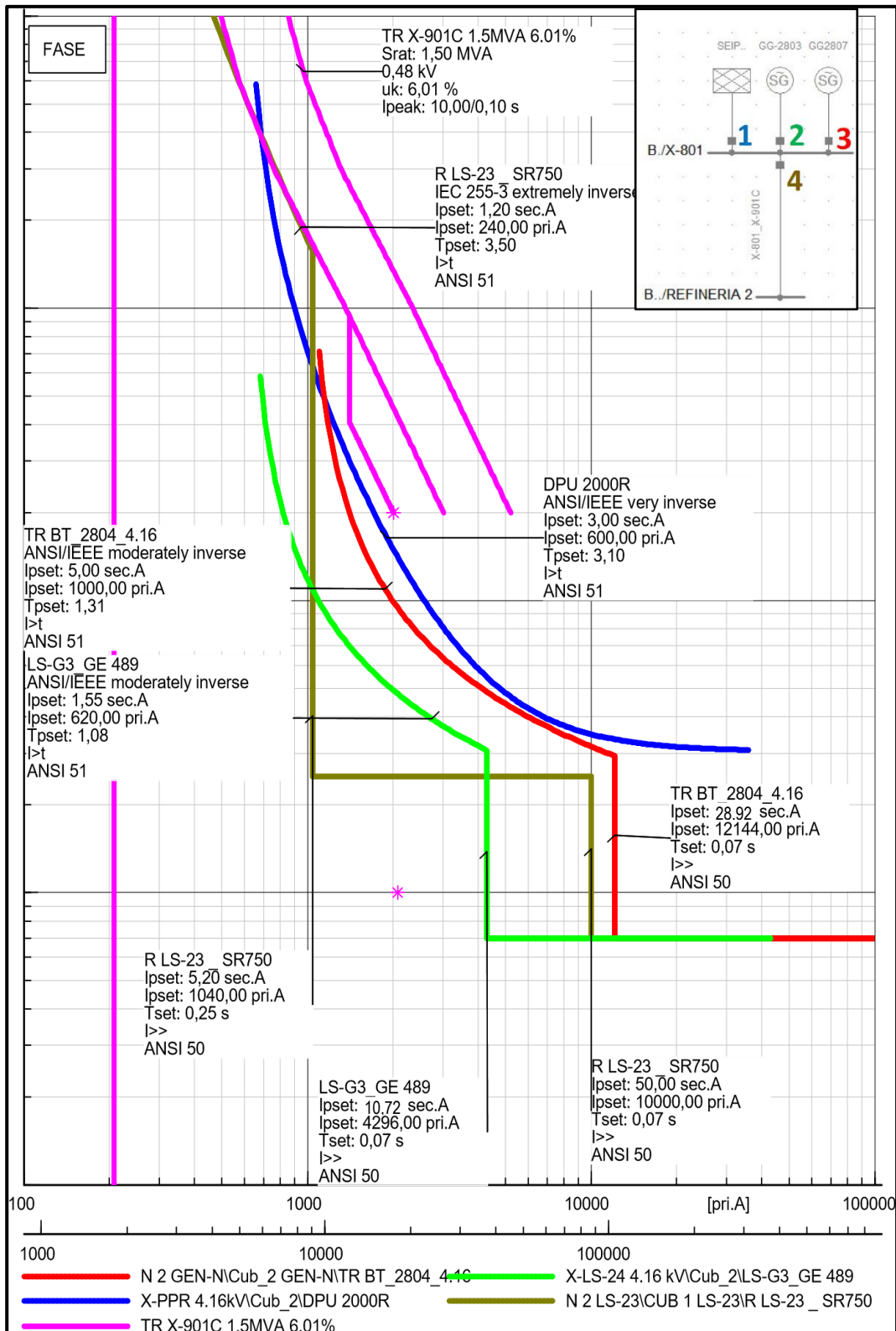


Figura 6.6.- Curvas de selectividad de fase bahías de fuente, generación y LS-23.
 Fuente: DigSILENT



Al coordinar las características de neutro debe considerarse la conexión del transformador aguas abajo, esto debido a que la corriente de secuencia cero no es reflejada en el secundario ante fallas en primario del transformador.

En este caso el grupo de conexiones de los transformadores X-023 y X-901C es en delta en el primario y Yn en el secundario, por lo tanto, para coordinación de la protección ANSI 50/51N la característica debe coordinar únicamente con las protecciones aguas arriba.

$$I''_{AC \text{ sim } 3I0}_{LS-G3} = 2.60 \text{ kA}$$

$$RTC_{LS-23} = 1000/5$$

$$I_{pick-up \ 50N}_{LS-23} = \frac{I''_{AC \text{ sim } 3I0}_{LS-23} * 1.2}{RTC_{LS-23}} = \frac{2600 * 1.2}{1000/5} = 15.60 \text{ A}$$

El desbalance en los alimentadores se ha considerado superior a los ajustes de Pick-up para la protección 51N en las bahías principales que se conectan a la barra X-801. En los alimentadores el desbalance de la protección de neutro es hasta el 63% del Pick-up de fase.

$$I_{pick-up \ 51N}_{LS-23} = I_{pick-up \ 51P}_{LS-23} * 0.6 = 1.20 * 0.63 = 0.75 \text{ A}$$

El Pick-up de la corriente en el primario del TC es:

$$I_{pick-up} = I_{pick-up \ 51N}_{LS-23} * RTC_{LS-23} = 0.75 * \frac{1000}{5} = 150 \text{ A}$$

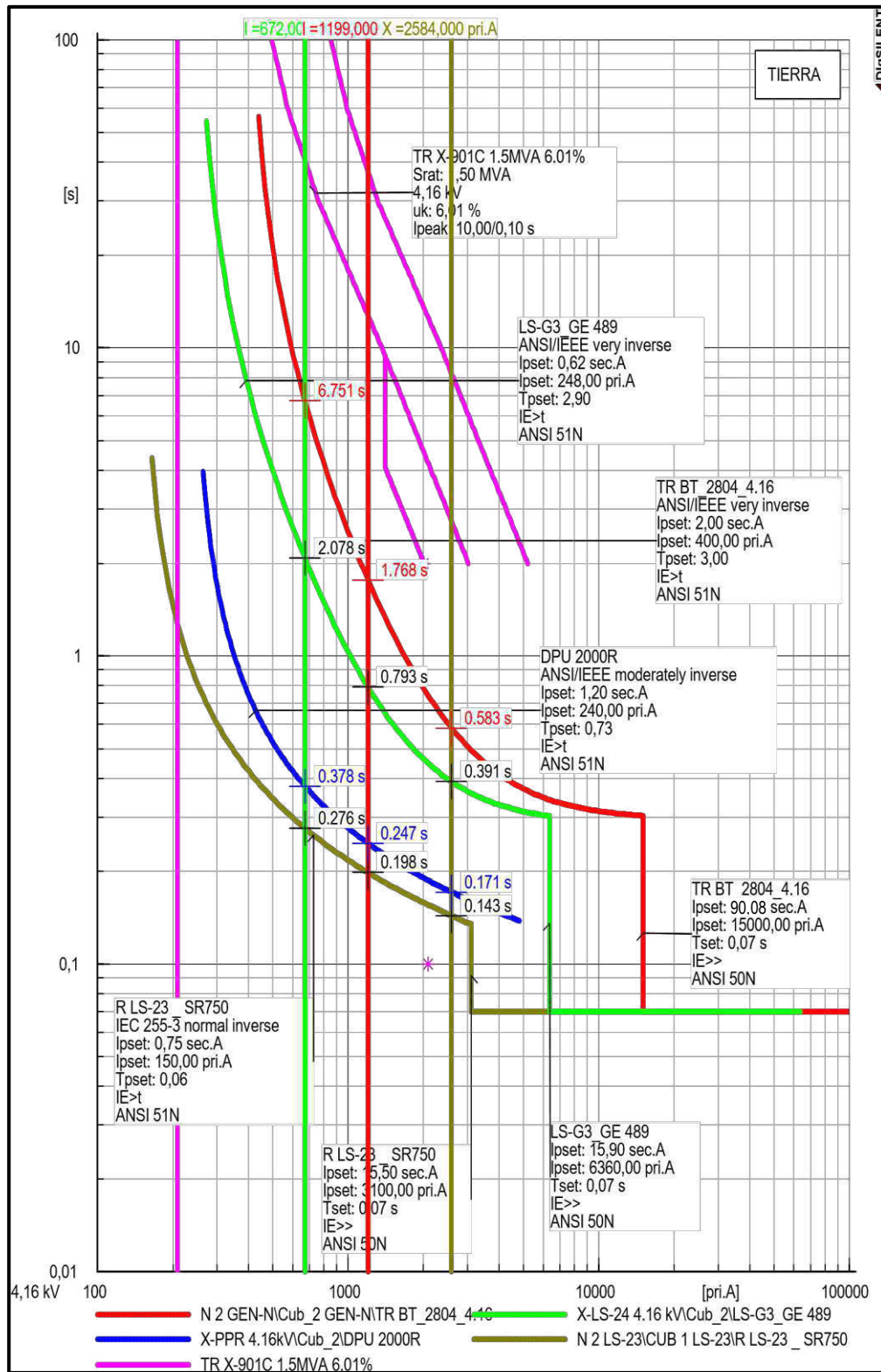


Figura 6.7.- Curvas de selectividad de Neutro bahías de fuente, generación y LS-23.
Fuente: DlgSILENT.



6.2.3 PROTECCIÓN DEL LADO DE BAJO VOLTAJE DEL TRANSFORMADOR X-901C 1500 kVA

La protección corresponde a un Interruptor con unidad de disparo asociada al mecanismo de apertura y cierre del equipo cuya característica de operación contra sobrecarga y cortocircuito es diferente a las curvas de tiempo inverso IEEE, IEC e IAC. Para la calibración y coordinación se tomaron las constantes más apropiadas con la finalidad de que la protección aguas arriba se encuentre debajo de la curva de daño del transformador de mayor capacidad como se observa en las Figura 6.8.

$$I_{nom_{max}} = \frac{1.5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 0.48 \text{ kV}} \approx 1800 \text{ A}$$

La máxima corriente de sobrecarga es ajustada tomando aproximadamente el 110% de la corriente nominal del transformador. Por ello el valor del parámetro Long-delay Pick-up es 1.

El valor de sensor rating es un parámetro propiamente del interruptor WESTINGHOUSE.

Tabla 6.1.- Valores de ajuste y rango interruptor protección transformador X-901C.

INTERRUPTOR WESTINGHOUSE X-901C		
AMPECTOR II A	AJUSTE	RANGO
Sensor rating	2000 A	-
Long-delay Pick-up	1	0.5 to 1.25 X sensor rating
Long-delay	4 s	4 to 36 s, at 6 X sensor rating
Short-delay Pick-up	4	4 to 10 X sensor rating
Short delay	0.18	0.18 seconds to 0.50 s, at 2.5 X Pick-up setting
Instantaneous Pick-up	4	4 to 12 X sensor rating
Ground current Pick-up	500	-
Ground delay time	0.22	0.22 to 0.50 s

Fuente: Simulación DIgSILENT.

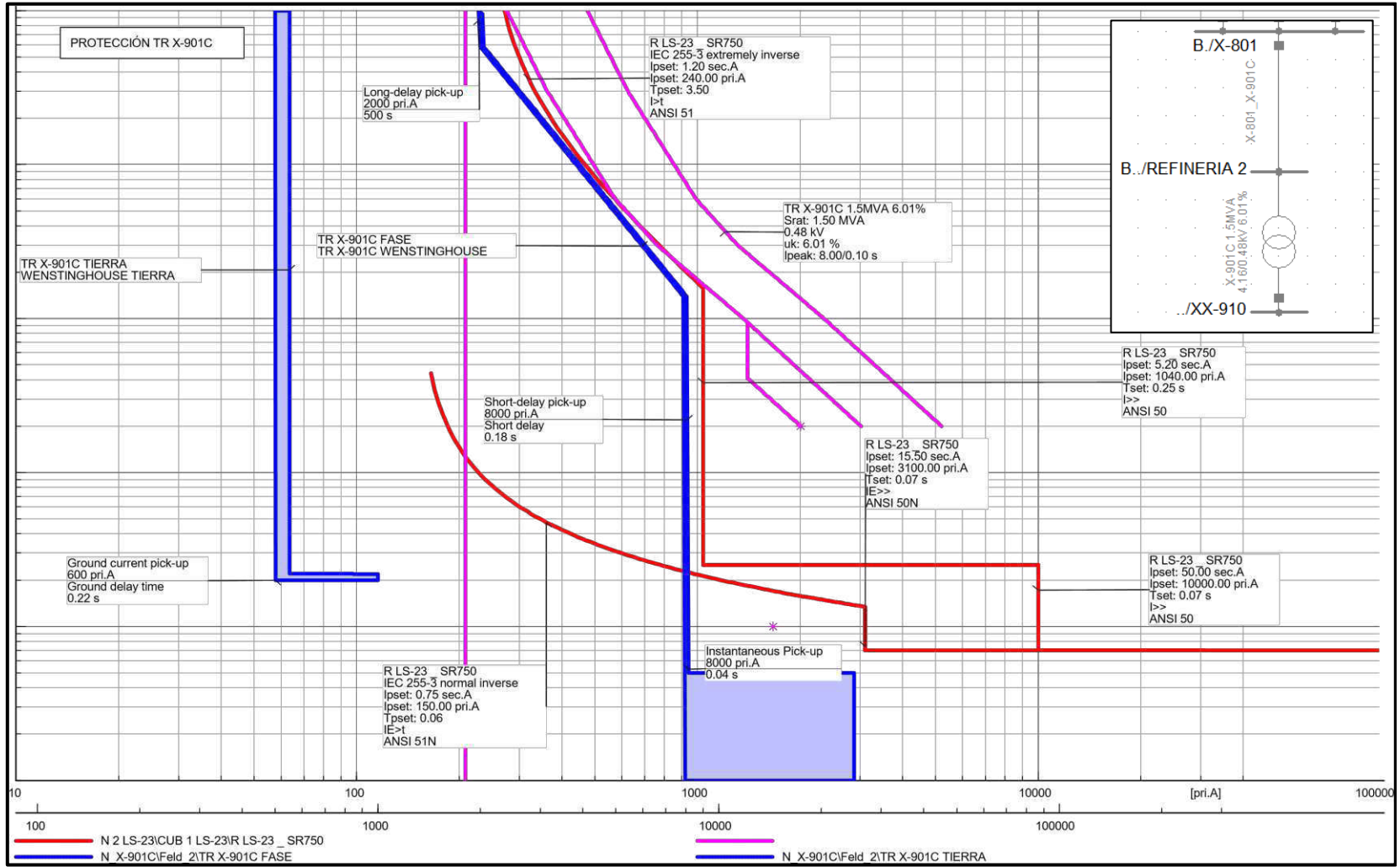


Figura 6.8.- Curvas de selectividad de neutro y de fase para protección del lado secundario del X-901C de 1.5 MVA.

Fuente: DlgSILENT.



6.2.4 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES X-901A, X-901B Y BAHÍAS LS-3, LS-4, LS-5, LS-7 Y LS-35.

Los ajustes de las protecciones para las bahías correspondientes a los interruptores Mitsubishi se resumen en la Tabla 6.2.

Tabla 6.2.- Valores de ajuste interruptores de protección X-901A, X-901B, LS-5 y LS-7.

INTERRUPTOR MITSUBISHI					
IN-MAX	Rango	X-901A	X-901B	LS-5	LS-7
		2000	2000	2000	1600
Rated Current (IN) Setting Dial	Rated current MAX. (IN MAX.) × Setting (A) 0.5-0.6-0.7-0.8-0.9-1.0	1	1	1	1
Uninterrupted Current (IU) Setting Dial	Rated current (IN) × Setting (A) 0.8~1.0	1	1	1	1
Pre-Alarm Current (IP) Setting Dial	Rated current (IN) X setting (A) 0.7-0.8-0.9-1.0-OVER	0.9	0.9	0.9	0.9
STD P.U. Current (IS) Setting Dial	Rated current (1N) x Setting (A) 2-3-4-6-8-10	2	2	2	2
INST. P.U. Current (li) Setting Dial	Rated current (1N) x Setting (A) 4-6-8-10-12-16	12	12	10	10
STD Time(TS) Setting Dial	Time-delay setting (sec.) 0-0.1-0.2-0.3-0.4-0.5	0.4	0.4	0.4	0.1
LTD Time (TL) Setting Dial	Long-time-delay time setting (sec.) S type 50-100-150 SL type 10-15-20-25-30	10	10	10	15
GFR P.U. Current (IG) Setting Dial	Rated current MAX. (IN MAX.) × Setting (A) 0.1-0.2-0.3-0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
GFR Time (TG) Setting Dial	GFR time setting (sec.) 0.3-0.8-1.5-3	1.5	1.5	1.5	0.3

Fuente: Simulación DigSILENT.

Esta parte del sistema posee la particularidad de operar en anillo cuando el interruptor de la bahía LS-5 permanece cerrado. Debe de esperarse que la curva de protección de LS-5 tiene que ajustarse por debajo de las características LS-3 y LS-4 y las mismas por debajo de los ajustes de protección de LS-25 y LS-26 en la plantilla de selectividad.

Cuando se produzca un cortocircuito en la barra X-910A, el interruptor LS-5 debe operar para brindar protección primaria a la zona fallada, unos cuantos milisegundos más tardes debe operar la bahía LS-3 para aislar por completo la falla. Esto debe ocurrir también si la falla se encuentra en la barra X-910B.

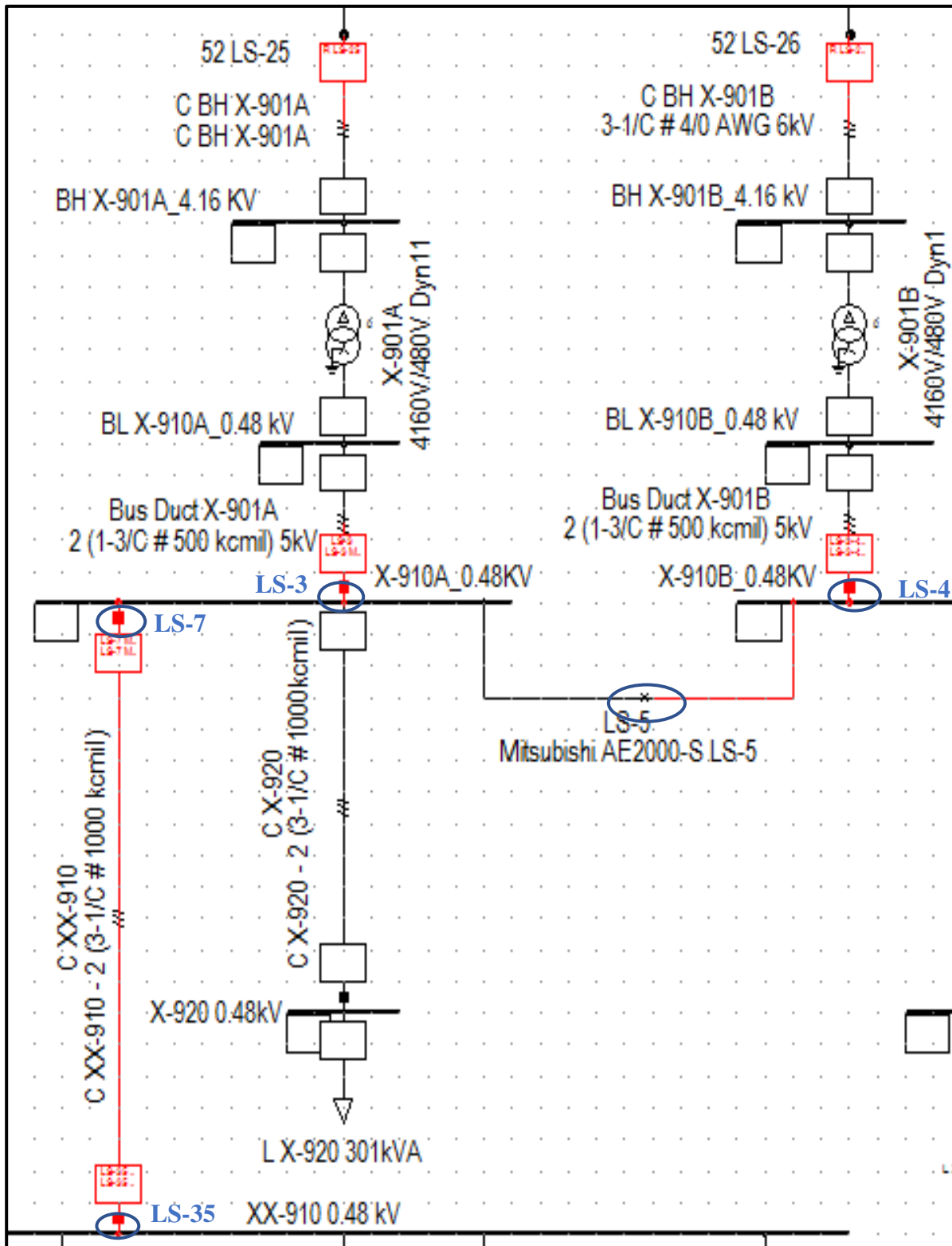


Figura 6.9.- Diagrama unifilar para la protección de los transformadores X-901A y X-901B.
Fuente: DlgSILENT.



En la plantilla de selectividad de la Figura 6.10 se muestran los ajustes de la protección del lado primario y secundario de los transformadores X-901A y X-901B. Un cortocircuito trifásico en la barra X-910A o X-910B produce la apertura del interruptor LS-3 o LS-4 a los 399 ms y 201ms más tarde la operación de la protección de respaldo LS-25 o LS-26 en el caso de falla de la protección primaria.

Ahora en la Figura 6.11 se muestra la coordinación de los interruptores con unidades de disparo LS-3, LS-4, LS-5, LS-7 y LS-35. Se produce un evento de cortocircuito en el 50% de la línea en las barras X-910A y XX-910, la operación de las protecciones se da de la siguiente forma:

1. Actuación del interruptor LS-7 a los 40 ms (Protección primaria).
2. Operación a los 219 ms de la bahía de acople LS-5 y a los 399 ms LS-3 y LS-4 (Protecciones de respaldo).

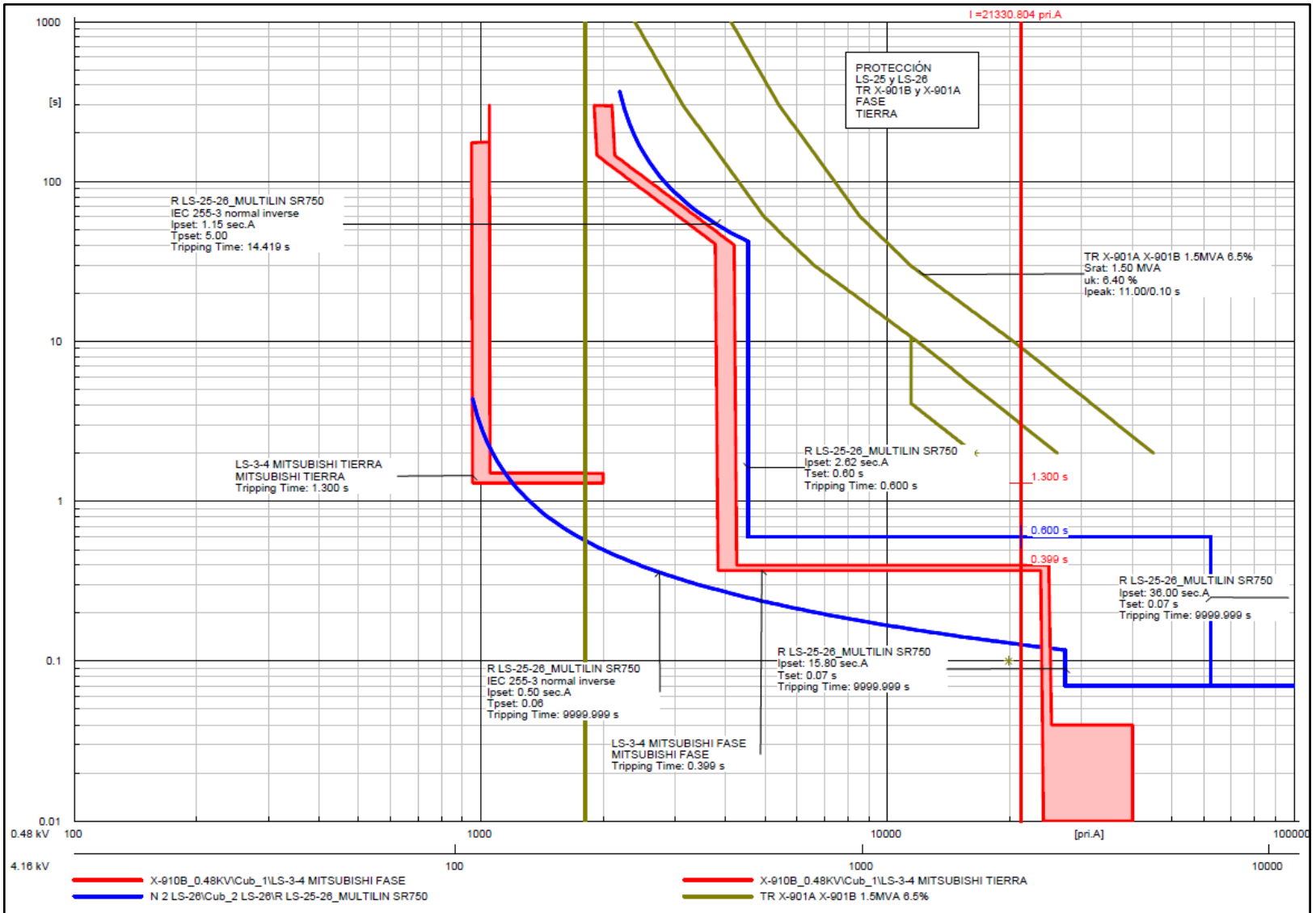


Figura 6.10.- Curvas de selectividad para las protecciones LS-25, LS-26, LS-3 y LS-4. Falla en la barra X-910A, coordinación de 200 ms entre la protección de lado secundario y lado primario del transformador.

Fuente: DlgSILENT.

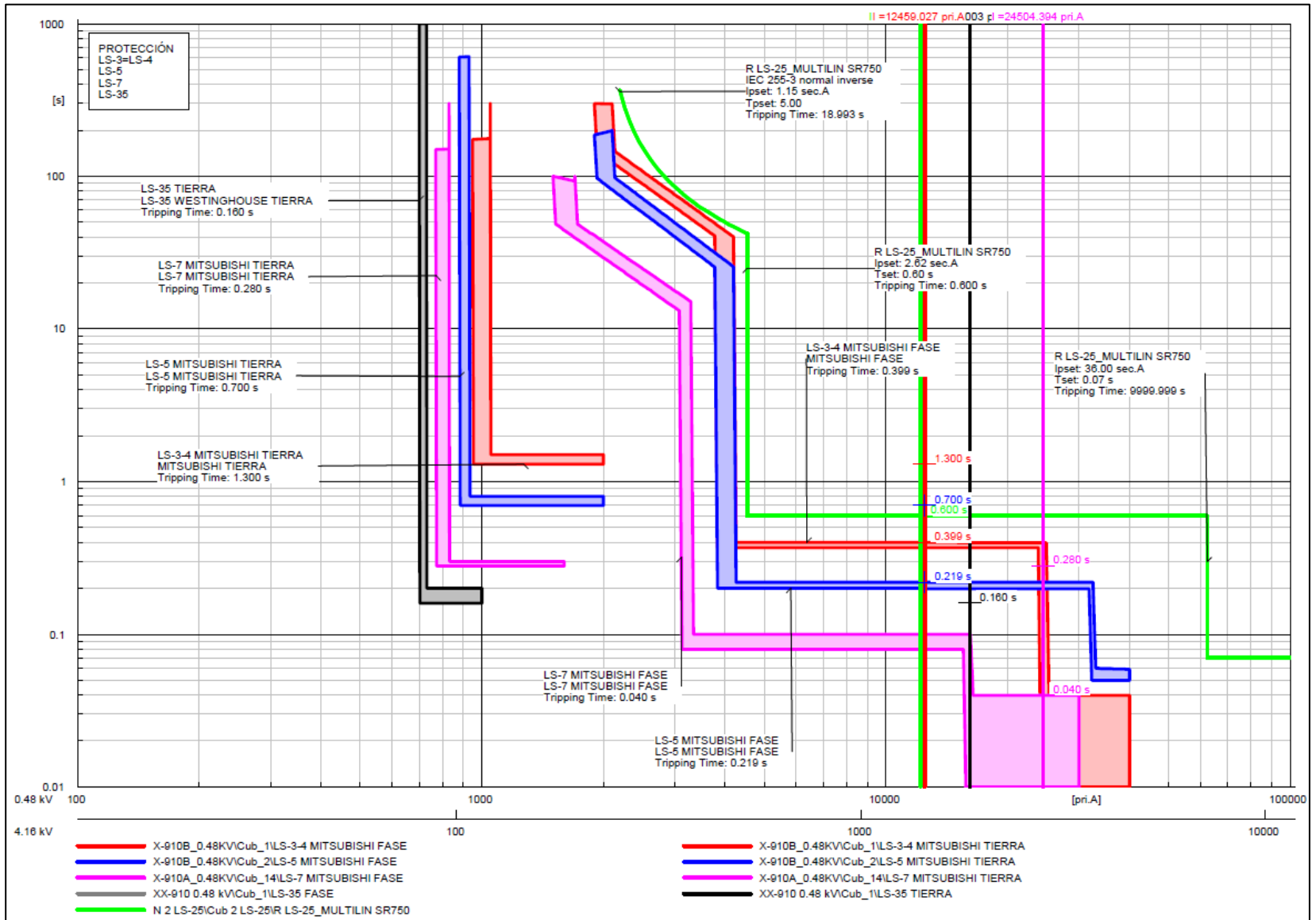


Figura 6.11.- Coordinación de interruptores para la protección de los transformadores X-901A y X-901B.
Fuente: DlgSILENT.



6.2.5 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES CON FUSIBLES

En el sistema eléctrico de la Refinería Shushufindi la protección de transformadores trifásicos de distribución de servicios generales y otras cargas se las realiza con fusibles debido a que no se justifica la protección con relés para las capacidades existentes de los transformadores. Los fusibles tienen la ventaja de ser económicos y requieren poco mantenimiento.

De acuerdo con la norma IEEE C37.91-2008 [17] los fusibles pueden proteger de manera confiable algunos transformadores de potencia contra daños por fallas externas primarias y secundarias. La norma IEEE establece que la protección con fusibles no es recomendable para sobrecargas de transformadores, sino para corrientes de cortocircuito. Debe reconocerse que el soplado de un fusible en un sistema trifásico no necesariamente desenergizará la falla. Si la falla no se desenergiza, el servicio monofásico resultante puede ser perjudicial para los motores polifásicos conectados y otras cargas. Si es necesario, se debe agregar protección especial para las condiciones de una sola fase.

Para la selección de los fusibles se han considerado los siguientes factores:

- Capacidad de interrupción del fusible disponible, corriente de falla del sistema.
- Corriente máxima de carga y pico de carga fría.
- Corriente de falla del sistema disponible e impedancia del transformador.
- Coordinación con el equipo de protección del lado de la fuente o aguas arriba.
- Coordinación con el equipo de protección aguas abajo.
- Conexión del transformador e impedancia de neutro.
- Corriente de magnetización Inrush.



La corriente de magnetización o excitación transitoria (Inrush) que puede fluir en el devanado del transformador se ha considerado de 8 a 12 veces la corriente nominal *I_{nom}*.

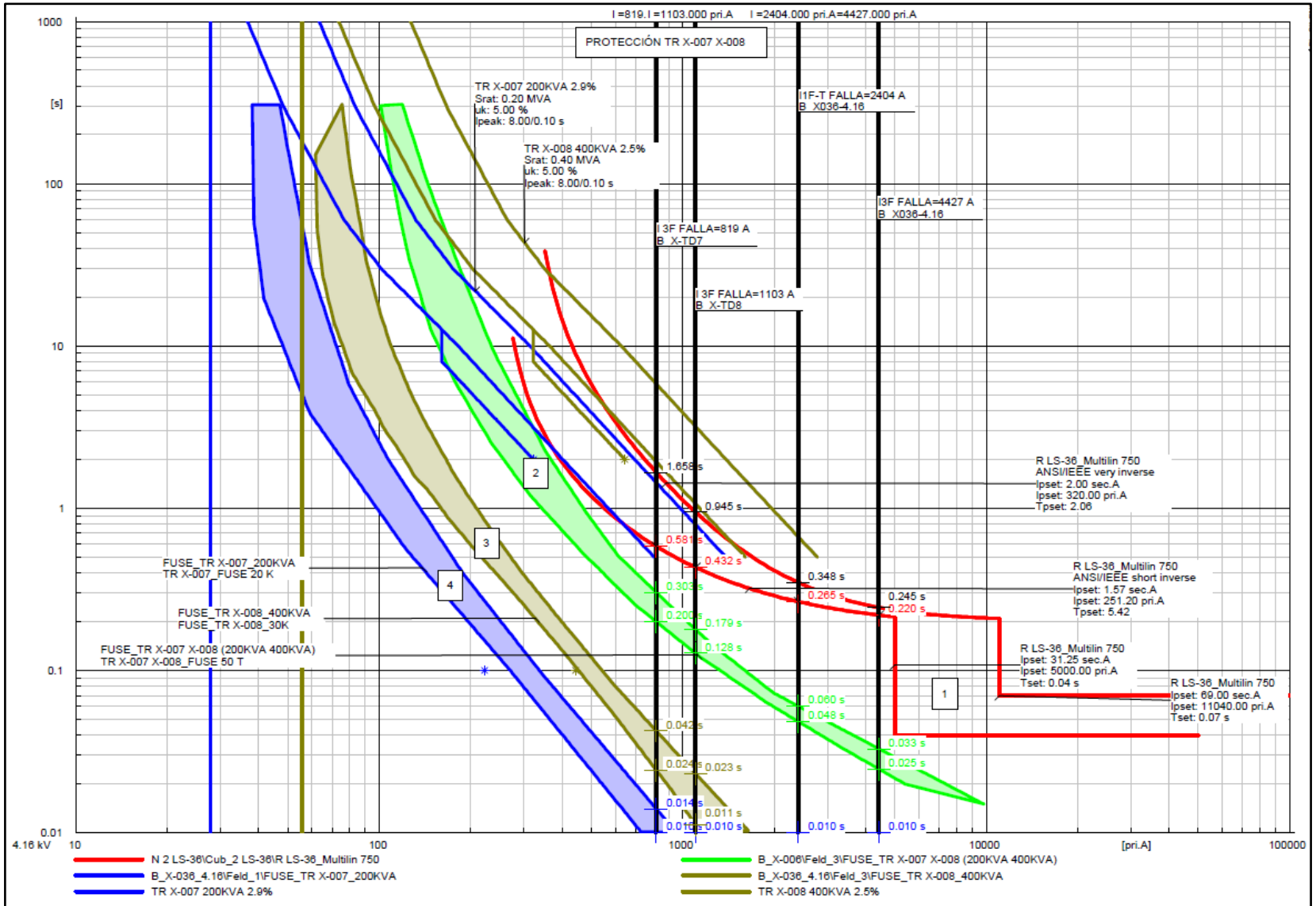


Figura 6.12.- Curvas de selectividad para la protección con fusibles de los transformadores X-007 y X-008.
Fuente: DlgSILENT.



6.2.6 COORDINACIÓN BAHÍAS DE 13.8 kV PETROAMAZONAS Y GENERADOR 2804

Las protecciones correspondientes a las bahías de 13.8 kV estarán coordinadas con las características de tiempo inverso y definido de las bahías de 4.16 kV de los transformadores TR1-GE2804 y TR2-GE2804. Las funciones de protección contra sobrecorrientes del lado primario de estos transformadores no serán habilitadas, pues la operación de los interruptores se realizará por las protecciones mecánicas y diferencial.

El ajuste de las funciones de protección tomará como referencia la región de cortocircuito de las corrientes de falla trifásica y monofásica en la Barra X-801_4.16 kV referidas al lado de 13.8 kV. El dial de tiempo será definido manteniendo coordinación en un rango de 200 a 400 ms.

En las curvas de selectividad del Anexo 6: CIS 13.8_1 y CIS 13.8_2, se muestran 2 grupos de protecciones, debido a que las magnitudes de las corrientes de falla que circulan por los relés de protección van a depender de la operabilidad de los transformadores TR1-GE2804 y TR2-GE2804. La variable Dial de Tiempo (TD) desplazará las curvas justo en la región de cortocircuito para mantener coordinación en ambas configuraciones, mientras que el valor de Pick-up de la protección 50/51 de fase y tierra, mantendrá su magnitud.

Al producirse una falla trifásica en la barra X-801 con ambos transformadores conectados a la red se tiene corrientes circulando por los relés de protección principal y de respaldo que definen la región para la coordinación de acuerdo a los siguientes valores:

$$Ik_{SS_{GE\ 2804_{13.8\ kV}}} = 2.30\ kA$$

$$Ik_{SS_{TR\ BT_{2804_{4.16\ KV}}} = 4.63\ kA$$

$$Ik_{SS_{PETROAMAZ.13.8\ kV}} = 0.51\ kA$$



Para el caso de disponer de un solo transformador conectado a la red, las regiones de cortocircuito se definen por las siguientes magnitudes de corrientes:

$$Ik_{SS_{GE\ 2804_{13.8\ kV}}} = 1.93\ kA$$

$$Ik_{SS_{TR\ BT_{2804_{4.16KV}}} = 7.74\ kA$$

$$Ik_{SS_{PETROAMAZ.13.8\ kV}} = 0.42\ kA$$

6.3 RESUMEN DE SETTINGS

De acuerdo a las simulaciones realizadas en el presente estudio, en la Tabla 6.3 se muestran los resultados de ajuste obtenidos.

Tabla 6.3.- Resumen de valores de ajustes obtenidos para los diferentes relés de protección.

Equipo	TCs	Voltaje [kV]	Marca	Función	Estado	TAP [A]	Dial [s]	Curva
DPU 2000R	800/5	4.16	ABB	67/50 P (FORWARD)	DESHABILITAD A			
				67/51 P (FORWARD)	HABILITADA	400	3.1	ANSI/IEEE VI
				67/50 N (FORWARD)	DESHABILITAD A			
				67/51 N (FORWARD)	HABILITADA	140	1	ANSI/IEEE MI
				67/50 P (REVERSE)	HABILITADA	1000		T. DEFINIDO
				67/51 P (REVERSE)	HABILITADA	400	0.05	IEC NI
				67/50 N (REVERSE)	HABILITADA	800		T. DEFINIDO
				67/51 N (REVERSE)	HABILITADA	160	0.05	IEC NI
LS-G4	1000/5	13.8	7UM62	ANSI 32	HABILITADA	2 MW	60	
				51 P	HABILITADA	1000	1.31	ANSI/IEEE MI
				50 P	HABILITADA	12144		T. DEFINIDO
				51 N	HABILITADA	400	3	ANSI/IEEE VI
				50 N	HABILITADA	15000		T. DEFINIDO

Fuente: Los Autores.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Equipo	TCs	Voltaje [kV]	Marca	Función	Estado	TAP [A]	Dial [s]	Curva
LS-21	1000/5	4.16	GE-750	51 P	HABILITADA	220	1.8	IEC NI
				50 P1	HABILITADA	550	0.35	T. DEFINIDO
				50 P2	HABILITADA	20000		T. DEFINIDO
				51 N	HABILITADA	110	0.06	IEC NI
				50 N	HABILITADA	14000		T. DEFINIDO
LS-22	1000/5	4.16	GE-750	51 P	HABILITADA	220	1.8	IEC NI
				50 P1	HABILITADA	550	0.35	T. DEFINIDO
				50 P2	HABILITADA	20000		T. DEFINIDO
				51 N	HABILITADA	110	0.06	IEC NI
				50 N	HABILITADA	14000		T. DEFINIDO
LS-23	1000/5	4.16	GE-750	51 P	HABILITADA	240	3.5	IEC Ex.I
				50 P1	HABILITADA	1040	0.22	T. DEFINIDO
				50 P2	HABILITADA	9000		T. DEFINIDO
				51 N	HABILITADA	150	0.06	IEC NI
				50 N	HABILITADA	3100		T. DEFINIDO
LS-25	1000/5	4.16	GE-750	51 P	HABILITADA	230	5	IEC NI
				50 P1	HABILITADA	524	0.6	T. DEFINIDO
				50 P2	HABILITADA	2800		T. DEFINIDO
				51 N	HABILITADA	100	0.06	IEC NI
				50 N	HABILITADA	3160		T. DEFINIDO
LS-26	1000/5	4.16	GE-750	51 P	HABILITADA	230	5	IEC NI
				50 P1	HABILITADA	524	0.6	T. DEFINIDO
				50 P2	HABILITADA	2800		T. DEFINIDO
				51 N	HABILITADA	100	0.06	IEC NI
				50 N	HABILITADA	3160		T. DEFINIDO
LS-27	1000/5	4.16	GE-750	51 P	HABILITADA	280	7.5	IEC Ex.I
				50 P1	HABILITADA	1600	0.6	T. DEFINIDO
				50 P2	HABILITADA	13000		T. DEFINIDO
				51 N	HABILITADA	140	0.06	IEC NI
				50 N	HABILITADA	10000		T. DEFINIDO
LS-36	800/5	4.16	GE-750	51 P	HABILITADA	320	2.06	ANSI/IEEE VI
				50 P	HABILITADA	11040		T. DEFINIDO
				51 N	HABILITADA	251	5.42	ANSI/IEEE Short.I
				50 N	HABILITADA	5000		T. DEFINIDO

Fuente: Los Autores.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Equipo	TCs	Voltaje [kV]	Marca	Función	Estado	TAP [A]	Dial [s]	Curva
LS-G2	3000/5	0.48	GE-489	ANSI 32	HABILITADA			
				ANSI 46	HABILITADA			
				51 P	HABILITADA	2040	1.5	IEC NI
				50 P1	HABILITADA	4440	0.4	T. DEFINIDO
				50 P2	HABILITADA	10800		T. DEFINIDO
				51 N	HABILITADA	1200	0.11	IEC NI
				50 N	HABILITADA	28200		T. DEFINIDO

Fuente: Los Autores.



CAPÍTULO 7

EVALUACIÓN DE RESULTADOS Y DIMENSIONAMIENTO DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS PARA NUEVO TURBOGENERADOR

La verificación de la coordinación de protección puede ser realizada tomando las trayectorias de las corrientes de falla que circulan por los sistemas de protección aguas arriba del punto de cortocircuito.

En las plantillas de selectividad que se encuentran en los anexos correspondientes al Capítulo 6, se incluyen las corrientes de falla con las cuales, 2 o más curvas de protección, coordinan dentro de la región de cortocircuito con tiempos superiores a 250 ms.

Para los ajustes de Pick-up de las funciones de sobrecorriente instantánea y temporizada, se calcularon en base a las capacidades máximas de sobrecarga de los equipos protegidos, con el objetivo principal de mantener un alto nivel la continuidad del servicio, y cuando se originen condiciones anormales en la red se realice el corte únicamente del equipo con falla sin afectar a la carga no involucrada en el evento.

7.1 DETERMINACIÓN CAPACIDAD DE CORTE INTERRUPTOR PRINCIPAL

La determinación de la capacidad de interrupción del interruptor principal se realiza considerando lo recomendado en la Tabla 7.1 [20].



Tabla 7.1.- Voltaje y nivel de aislamiento para interruptores en celdas de distribución tipo Metal Clad.

Voltaje máximo nominal (kV rms)	Niveles de aislamiento		
	Resistencia a la energía (kV rms)	Resistencia a impulsos por rayos (kV Pico)	Resistencia referencial a DC (kV)
4.76	19	60	27
8.25	36	95	50
15.0	36	95	50
27	60	125	*
38.0	80	150	*

Fuente: IEEE Std C37.20.2 -1999.

(*) Debido a la distribución de voltaje variable encontrada al hacer las pruebas de resistencia DC, se debe contactar al fabricante para obtener recomendaciones antes de que se apliquen pruebas de resistencia DC al interruptor [20].

El nivel de voltaje nominal del nuevo turbogenerador es de 13.8 kV, según la Tabla 7.1 la norma indica que el nivel básico de aislamiento a utilizarse es de 15 kV y se requiere que tenga un BIL de 95 kV pico con el objetivo de prevenir averías de los equipos por descargas atmosféricas.

Para el voltaje de 4.16 kV, se selecciona el rango de 4.76 kV, de acuerdo a la norma, tomando el máximo nivel de aislamiento de 60 kV pico.

Para dimensionar el interruptor se requiere conocer las corrientes máximas asimétricas de cortocircuito.

En las Figuras 7.1 y 7.2 se presenta oscilografías de las corrientes que circulan por el interruptor principal del nuevo turbogenerador, para ello se crearon eventos de cortocircuito donde se puede observar la máxima corriente instantánea durante los periodos subtransitorios de falla.

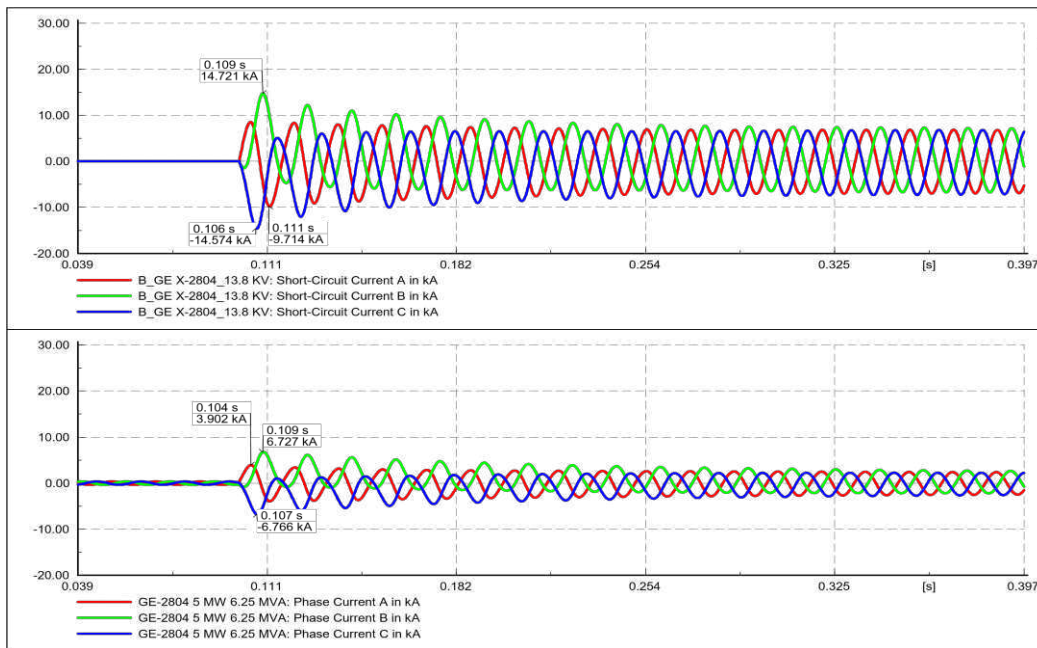


Figura 7.1.- Corrientes de fase ante un evento de cortocircuito trifásico sólido en la barra de 13.8 kV y en terminales del nuevo generador GE2804.

Fuente: Simulación DIgSILENT.

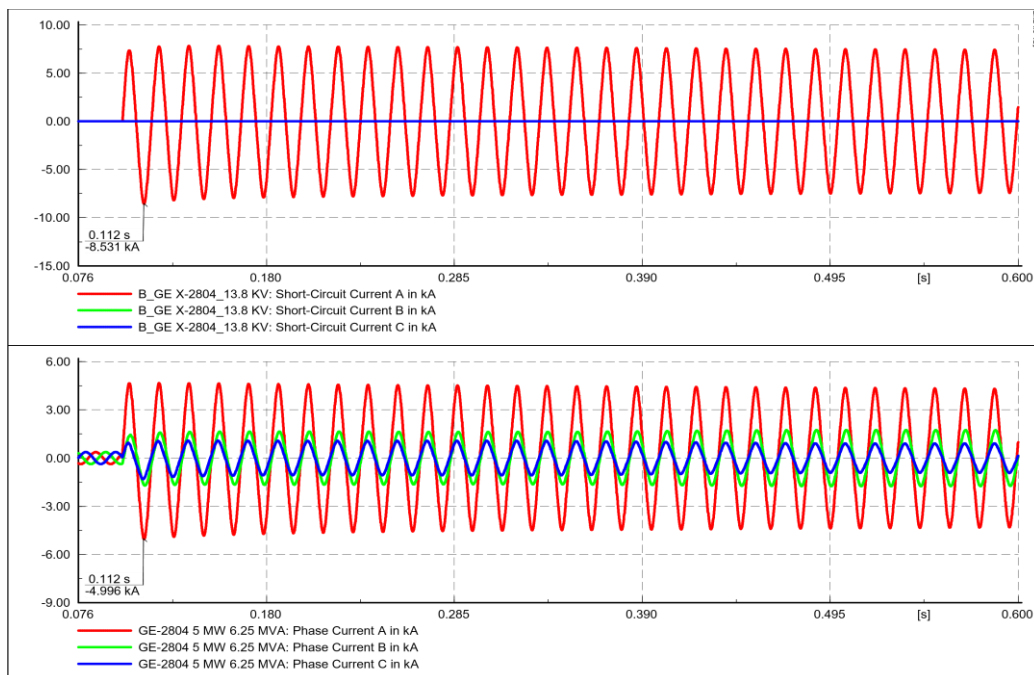


Figura 7.2.- Corrientes de fase ante un evento de cortocircuito monofásico sólido a tierra en la barra de 13.8 kV y en terminales del nuevo generador GE2804.

Fuente: Simulación DIgSILENT.



Los interruptores del sistema deben ser capaces de despejar corrientes de falla ante la operación de las protecciones que ordenan el disparo del interruptor durante los primeros tres ciclos o régimen subtransitorio (Protección Instantánea 50P, 50N, 87G, etc.).

Para determinar las características momentáneas y de interrupción de forma teórica del interruptor principal que forma parte del sistema, se toma la corriente de falla máxima que circula por los contactos y la relación X/R vista por la bahía del interruptor.

La ecuación de la corriente de falla viene dada por la ecuación 7.1.

$$i(t) = \frac{V_{max}}{|Z|} * sen(wt + \alpha - \theta) - e^{\frac{R}{L} * t} * sen(\alpha - \theta) \quad (7.1)$$

Donde $(\alpha - \theta)$, es el desplazamiento angular entre el voltaje y la corriente en un instante dado.

El valor máximo de la corriente se consigue cuando $\alpha - \theta = -\frac{\pi}{2}$ y $t = 1/2$ ciclos

Se tiene entonces:

$$I_{pico} = \sqrt{2} * I''_{ACsim-rms} * \left[1 + e^{-\frac{\pi}{X/R}} \right] \quad (7.2)$$

$$I_{pico} = i(1/2) = I''_{ACsim-rms} * (F_{asim-pico}) \quad (7.3)$$

$$F_{asim-pico} = \sqrt{2} * \left[1 + e^{-\frac{\pi}{X/R}} \right] \quad (7.4)$$



Las relaciones X/R del generador ante una falla trifásica y monofásica son:

$$\frac{X}{R}(3F) = \frac{3.055}{0.095} = 32.16$$

$$\frac{X}{R}(1F) = \frac{2.437}{0.186} = 13.10$$

Las magnitudes $I''_{ACsim-rms}$ del periodo subtransiente de acuerdo con los resultados de la simulación son:

$$I''_{ACsim-rms\ max\ 3F} = 2.87\ kA$$

$$I''_{ACsim-rms\ max\ 1F} = 3.59\ kA$$

La capacidad momentánea (I_{pico}) es, por lo tanto:

$$I_{pico-52\ GEN-2804}(3F) = 2.867 * \sqrt{2} * \left[1 + e^{-\frac{\pi}{32.158}}\right] = 2.867 * 1.27605 = 3.66\ kA$$

$$I_{pico-52\ GEN-2804}(1F) = 3.585 * \sqrt{2} * \left[1 + e^{-\frac{\pi}{13.102}}\right] = 3.585 * 1.075113 = 3.85\ kA$$

En las oscilografías de las Figuras 7.1 y 7.2 las capacidades momentáneas trifásica y monofásica tomando los valores de la fase A son 3.90 y 4.99 kA respectivamente.

La capacidad interrupción (I_{inter}) se determina a partir de la misma red de régimen subtransitorio, y es el producto de la componente I''_{ACsim} por un factor de multiplicación que se obtiene de la Figura 7.3 tomada de la norma IEEE C37.010-1999.

Considerando un tiempo de apertura de 5 ciclos, la corriente de interrupción es:

$$I_{Inter\ 3F} = 2.867 * 1.14\ kA = 3.27\ kA$$

$$I_{Inter\ 1F} = 3.585 * 1\ kA = 3.59\ kA$$

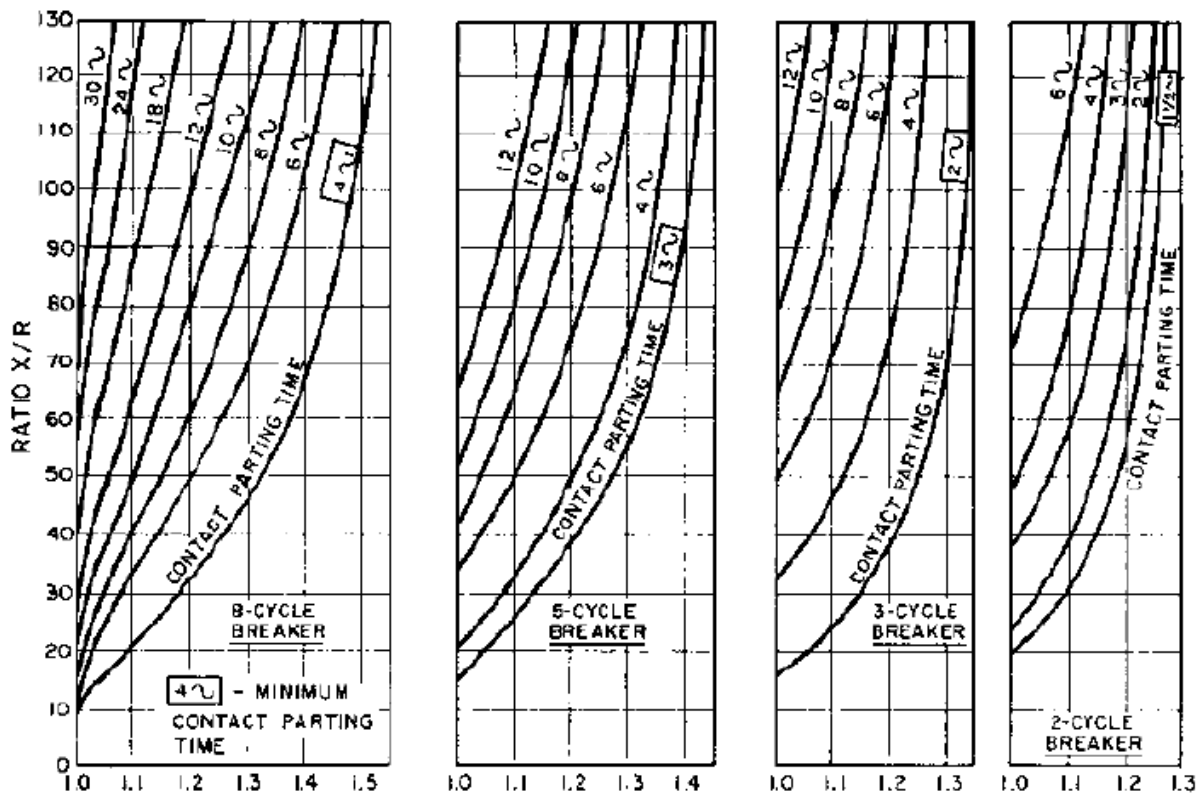


Figura 7.3.- Factores de multiplicación de fallas trifásicas y monofásicas para I''_{ACsim} .

Fuente: Norma IEEE Std C37.010-1999.



7.2 DETERMINACIÓN DE RELÉS DE PROTECCIÓN DE ALIMENTADOR Y TRANSFORMADOR

La topología de la nueva red muestra que la unidad de generación GE2804, se conecta a una barra de 13.8 kV y a una barra principal de 4.16 kV a través de 2 transformadores cuya capacidad nominal es de 5 MVA cada uno.

Los lados de bajo voltaje de los transformadores se conectan a la barra de 4.16 kV a través de 2 alimentadores trifásicos con aislamiento tipo XLPE de 700 MCM. El esquema de protección para cada transformador abarca el lado primario de 13.8 kV hasta el extremo inferior del alimentador trifásico, por lo tanto, en esta sección se describe únicamente las protecciones para los transformadores de potencia debido a que no se ha considerado como parte del esquema a los alimentadores por su corta longitud.

Las protecciones de sobrecorriente instantánea y temporizada del lado de 4.16 kV son ajustadas en el Capítulo 6.

Protección diferencial ANSI-87

Para la protección diferencial los relés numéricos no requieren que se realice la compensación de las corrientes secundarias de los TCs por el grupo de conexión de los transformadores, como se realizaba con los relés electromecánicos.

Los algoritmos de estos relés de protección permiten ingresar las variables del grupo de conexión y las relaciones de los TCs de AV y BV para realizar la compensación, lo único que se debe tomar en cuenta son las polaridades que ingresan al relé de protección.

El ajuste de esta función de protección se realiza considerando los siguientes errores presentes:

- Error de los TCs debido a su clase de exactitud. El valor máximo para este error es del 20%.



- Errores asociados con la conmutación del Tap del transformador de potencia efectuados con y sin carga. El error máximo aquí es de 10%.
- Margen de seguridad. Normalmente del 5%.

Efecto de la corriente de magnetización.

Cuando un transformador es energizado, una elevada corriente de magnetización o excitación transitoria de 8 a 12 veces la corriente nominal denominada INRUSH puede fluir en el devanado, la misma que es vista como una falla interna por la protección diferencial. Esta corriente puede originarse en tres escenarios de operación:

- Energización inicial del transformador.
- En la restitución de una falla, especialmente falla trifásica.
- En la energización de transformadores en paralelo.

La configuración del sistema eléctrico del CIS con dos transformadores en paralelo puede producir entonces que una elevada corriente INRUSH produzca falla del esquema de protección; sin embargo, los relés de protección normalmente aplican dos estrategias para evitar la operación de la protección diferencial ante la presencia de la corriente INRUSH.

1. Bloqueo por contenido de armónico de 2do orden.
2. Restricción basada en armónico de 2do orden.

En la Figura 7.4 se representa el esquema de protección de los transformadores.

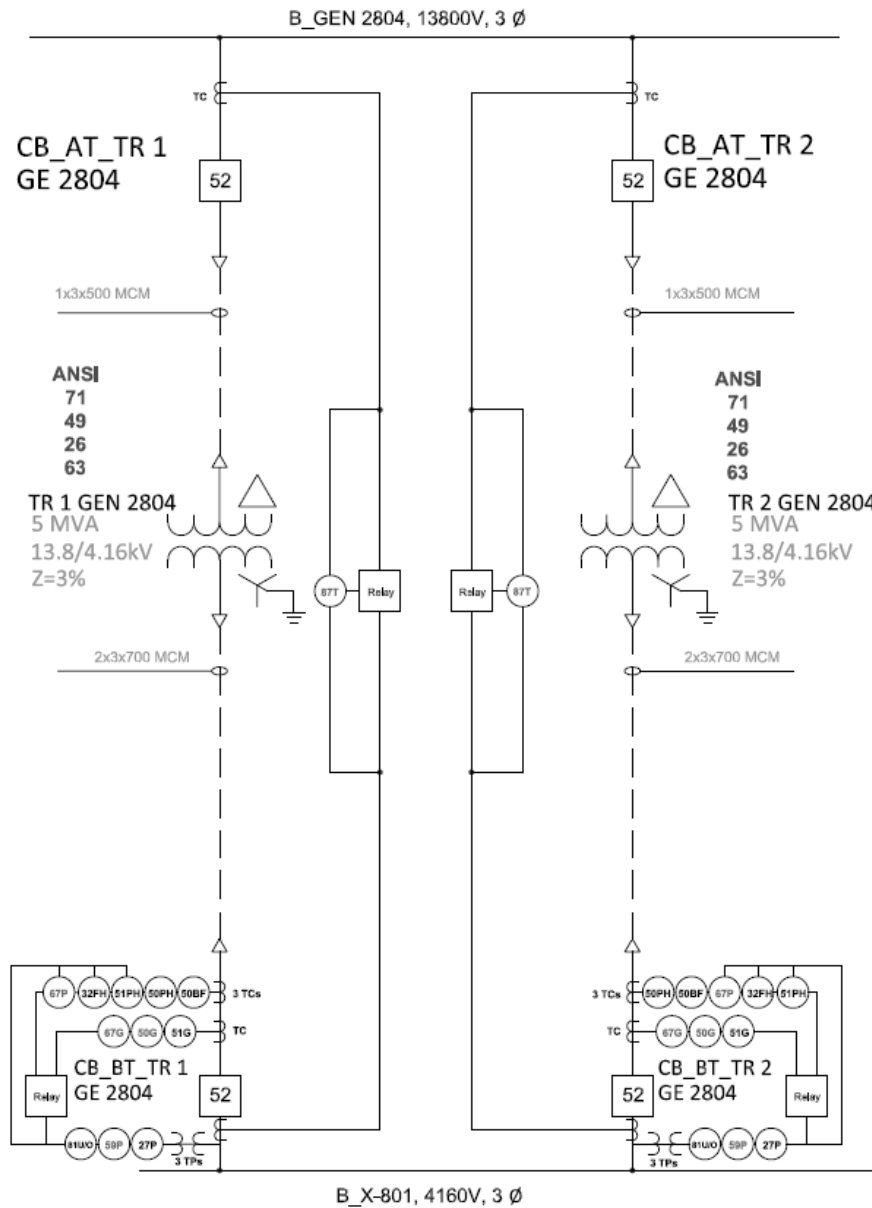


Figura 7.4.- Esquema recomendado para protección de transformador y alimentador.

Fuente: Los Autores.

En la simulación del sistema eléctrico del CIS se utilizaron las siguientes relaciones de TCs para AV y BV como se muestra en la Figura 7.4.

$$RTC_{AT} = 400/5$$

$$RTC_{BT} = 1200/5$$



En la Tabla 7.2 se resumen los ajustes para la protección diferencial larga.

Tabla 7.2.- Resumen de ajustes de protección diferencial larga para transformador.

Transformadores de corriente	Valores
TC's de protección AT 5P20-60VA	400/5
TC's de protección BT 5P20-60VA	1200/5
Sistema de Ajuste para Transformador	
Numero de devanados	2
Devanado de Referencia	Automático
Compensación de Fase	Interno (Software)
Devanado W1 del Transformador	
Potencia ONAN MVA	5
Potencia ONAF MVA	6.25
Voltaje AT Nominal kV	13.8
Conexión	Delta
Corriente Nominal [A] ONAF	261.5
Devanado W2 del Transformador	
Potencia ONAN MVA	5
Potencia ONAF MVA	6.25
Voltaje AT Nominal kV	4.16
Conexión	Estrella-sólidamente aterrizado
Corriente Nominal [A] ONAF	867.4
Ajustes de la Protección Diferencial	
Grupo de Conexión	Dyn5
Función 87 T	Activo
Pick-Up Corriente de operación	0.35
Slope 1	25
Slope 2	50
Disparo por Inrush	Deshabilitado
Instantáneo Diferencial	Activo
Pick-Up	10 [pu]

Fuente: Los Autores.

Las protecciones intrínsecas que serán utilizadas en cada transformador se indican en la Tabla 7.3.



Tabla 7.3.- Resumen de protecciones ANSI intrínsecas para cada transformador.

Número	Función
71	Protección Switch de Líquido: Visualiza los cambios de nivel de aceite.
49	Protección Térmica de Sobrecarga: Obtiene la Temperatura del arrollamiento del transformador de modo indirecto, es decir, través de la medición de la corriente eléctrica.
26	Termómetro de aceite
63	Protección de detección de Presión Buchholtz: Su principio se basa en la determinación de gas producto de las altas temperaturas ocasionadas por arco eléctrico en el sistema de aislamiento.

Fuente: IEEE Std C37.2 -2008.

7.3 DETERMINACIÓN DE RELÉS DE PROTECCIÓN DE GENERADOR

Los generadores son diseñados para trabajar de forma continua a un elevado factor de sobrecarga y para permitir la incidencia de ciertas condiciones anormales de trabajo, tanto de origen mecánicas como eléctricas.

El elemento de potencia más importante dentro del CIS corresponde al generador de mayor capacidad cuya potencia máxima efectiva será de 5 MW. Por lo cual la Jefatura de Generación y Mantenimiento Eléctrico, tiene previsto la adquisición de un relé digital de protección de generador de la marca Siemens modelo SIPROTEC 7UM6211 el cual dispone de todas las funciones de protección necesarias.

La nueva unidad de generación por su capacidad requiere una óptima protección por lo cual el fabricante del equipo tal como se muestra en el esquema de la Figura 7.5 recomienda configurar protección redundante ya que es indispensable contar con mayor confiabilidad de las funciones de protección descritas en la Tabla 7.4.

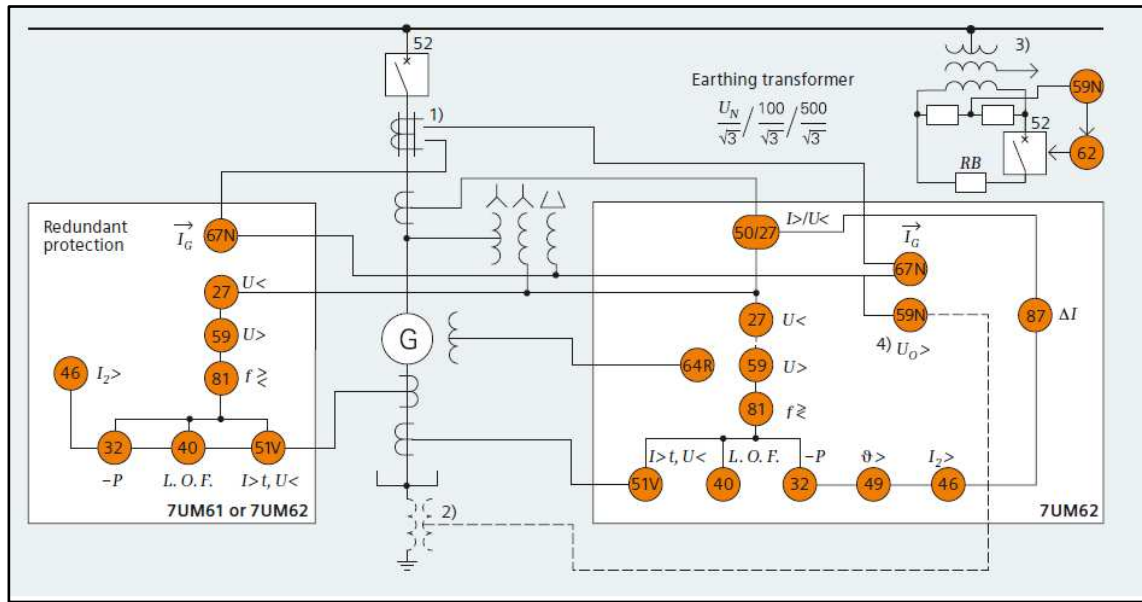


Figura 7.5.- Esquema de funciones de protección recomendado para el generador GE2804.

Fuente: Catalogo Relé Siemens Siprotec serie 7UM62.

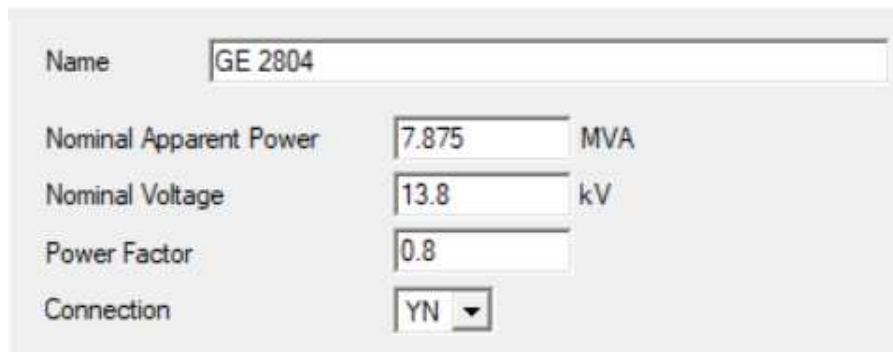
Tabla 7.4.- Resumen de funciones de protección recomendado para GE2804.

No.	Descripción de protección
1	Protección de sobrecarga (ANSI 49)
2	Protección de carga desequilibrada (ANSI 46)
3	Protección diferencial - ANSI 87G, TN
4	Protección de subexcitación - ANSI 40
5	Protección de inversión de potencia - ANSI 32R
6	Protección control de potencia generada - ANSI 32F
7	Protección de bajo voltaje - ANSI 27
8	Protección de sobre voltaje - ANSI 59
9	Protección de frecuencia - ANSI 81
10	Protección de sobreexcitación - ANSI 24
11	Protección 90% del estator, fallas de tierra - ANSI 59N, 64G, 67G.
12	Protección sensitiva de tiempo a tierra - ANSI 64R
13	Protección del rotor fallas a tierra - ANSI 64R - 1-4HZ.
14	Supervisión de tiempo de arranque - ANSI 48
15	Protección fallo del interruptor - ANSI 50BF

Fuente: IEEE Std C37.2 -2008.

En el Capítulo 5 se detallaron las magnitudes de corrientes de cortocircuito que fluyen por las bahías de las fuentes de generación durante los eventos de falla, la mayor aportación de cortocircuito viene del generador GE2804. En esta sección se describen las protecciones más relevantes del generador de acuerdo con las bondades del relé de protección seleccionado.

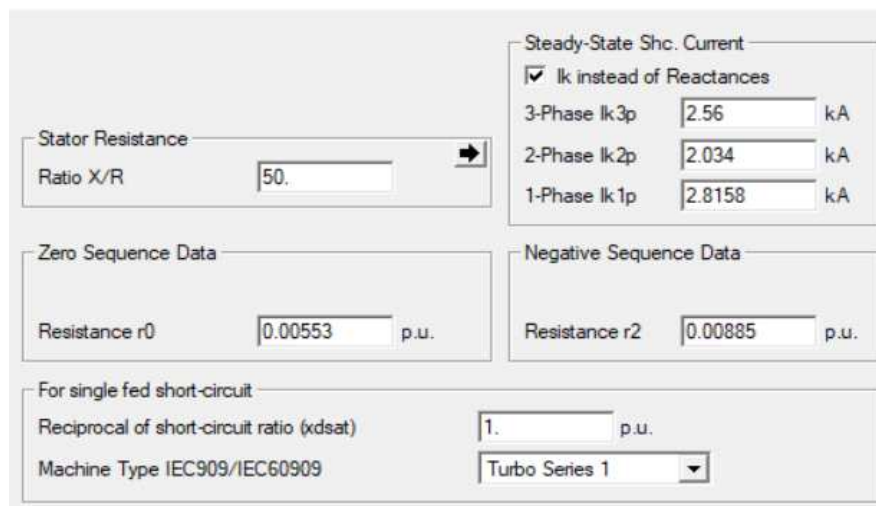
Los parámetros establecidos en el programa de simulación DlgSILENT Power Factory para los diferentes análisis dentro del sistema eléctrico del CIS; como capacidad y características propias del generador se muestran en las Figuras 7.6, 7.7 y 7.8.



Name	GE 2804	
Nominal Apparent Power	7.875	MVA
Nominal Voltage	13.8	kV
Power Factor	0.8	
Connection	YN	

Figura 7.6.- Parámetros eléctricos generador GE2804 ingresados en DlgSILENT.

Fuente: Simulación DlgSILENT.



Stator Resistance	Ratio X/R	50.	→
Steady-State Shc. Current	<input checked="" type="checkbox"/> Ik instead of Reactances		
	3-Phase Ik3p	2.56	kA
	2-Phase Ik2p	2.034	kA
	1-Phase Ik1p	2.8158	kA
Zero Sequence Data	Resistance r0	0.00553	p.u.
Negative Sequence Data	Resistance r2	0.00885	p.u.
For single fed short-circuit	Reciprocal of short-circuit ratio (xdsat)	1.	p.u.
	Machine Type IEC909/IEC60909	Turbo Series 1	

Figura 7.7.- Parámetros de resistencia del estator, valores de secuencia negativa/cero y corriente sincrónica de estado estable establecidos para GE-2804.

Fuente: Simulación DlgSILENT.

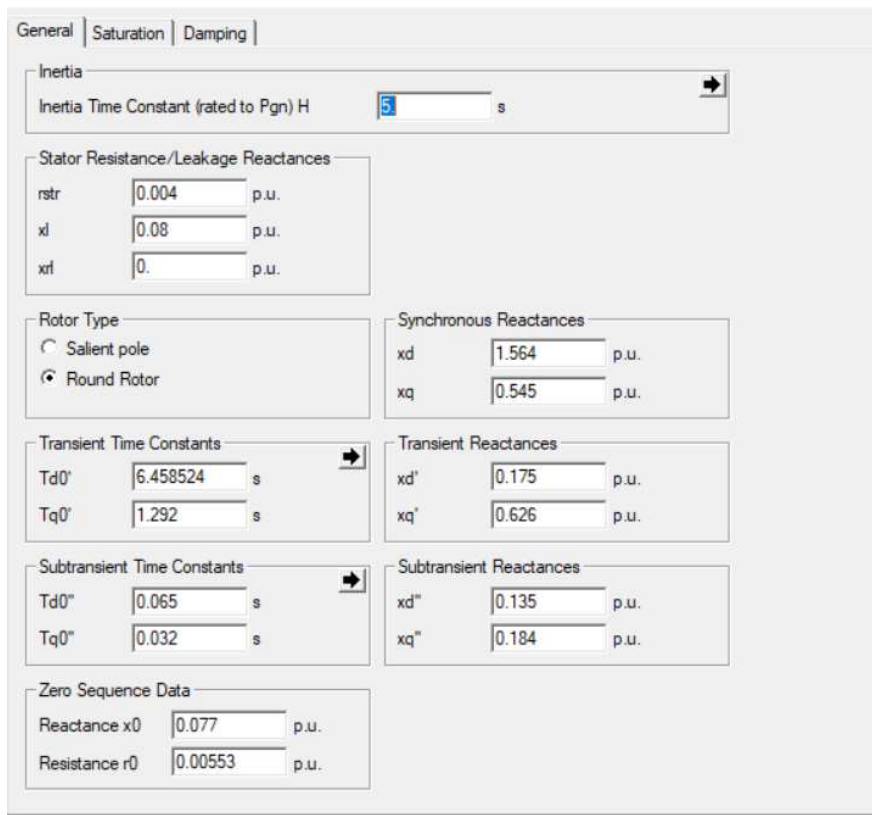


Figura 7.8.- Parámetros de resistencia/reactancia de fuga del estator, tipo de rotor, reactancia y constantes de tiempo transitorio y subtransitorio establecidos para GE2804.

Fuente: Simulación DlgSILENT.

En la Figura 7.9 se muestran los valores de corriente de cortocircuito que aporta el generador ante fallas solidas en sus terminales.

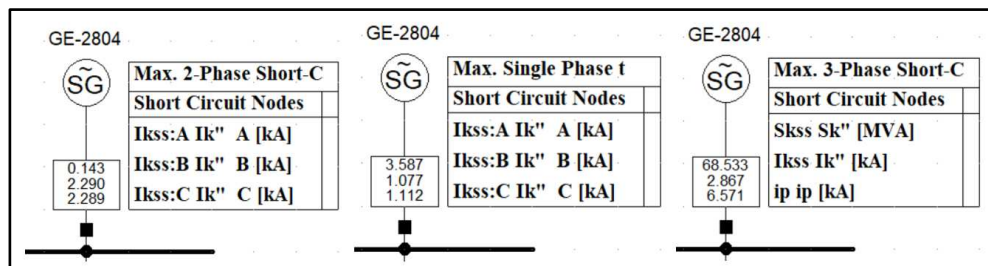


Figura 7.9.- Valores de corriente de cortocircuito en GE2804 por fallas bifásica, monofásica a tierra y trifásica.

Fuente: Simulación DlgSILENT.



De acuerdo a las recomendaciones dentro del manual correspondiente al equipo de protección del generador de siemens modelo SIPROTEC 7UM62 se describen a continuación las funciones más relevantes para su implementación.

Protección Térmica - ANSI 49

La protección térmica para el núcleo del estator y los devanados del generador puede ser provista para las siguientes anomalías [16]:

- Sobrecarga del generador.
- Falla del sistema de enfriamiento.
- Puntos calientes localizados producidos por fallas en el aislamiento de la laminación del núcleo o por fallas en el devanado o en rápido desarrollo.

La protección de sobrecarga previene el sobre calentamiento térmico en el estator de la máquina que está siendo protegida.

El dispositivo calcula una sobre temperatura de acuerdo con un modelo térmico de carga única basado en la ecuación 7.5.

$$\frac{d\theta}{dt} + \frac{1}{\tau}\theta = \frac{1}{\tau} * I^2 + \frac{1}{\tau}\theta_K \quad (7.5)$$

Donde:

θ : Temperatura real de operación expresada en porcentaje de temperatura de operación correspondiente a la máxima corriente de operación permisible $k * I_n$.

θ_K : Temperatura refrigerante o temperatura ambiente como una diferencia de temperaturas.

τ : Constante de tiempo térmico.

I : Corriente de operación expresa en porcentaje de corriente de operación máxima permisible $max = k * I_n$



En condiciones de emergencia, es permisible exceder la capacidad de salida continua por un corto tiempo. De acuerdo con IEEE C37.102-2006 [16], la capacidad térmica del devanado de armadura está dada por los valores anotados en la Tabla 7.5.

Tabla 7.5.- Valores capacidad térmica devanado de armadura en condiciones de emergencia.

Tiempo (s)	Corriente de armadura (%)
10	218
30	150
60	127
120	115

Fuente: IEEE Std C37.102-2006.

Falla de campo - ANSI 40

La protección de subexcitación protege una máquina síncrona contra eventos de falla en la excitación o en la regulación de sobreexcitación local del rotor. Cualquiera sea la causa, una pérdida de excitación puede presentar condiciones de operación serias para el generador y el sistema.

La pérdida de excitación en el generador puede darse por [16]:

- Cortocircuito en la bobina de campo.
- Apertura en la bobina de campo.
- Falla en el circuito de excitatriz.
- Apertura accidental (indebida) del interruptor de campo.
- Mal contacto en las escobillas de la excitatriz.

Las principales causas de la pérdida del campo son:

- Sobrevelocidad súbita del rotor.
- Sobrecalentamiento en el rotor.
- Sobrecalentamiento en el estator.

- Si el generador se encuentra entregando Potencia Reactiva al sistema, pasará luego a absorber gran cantidad de reactivo y habrá caída de voltaje en sus terminales.
- Compromete a la estabilidad de las máquinas operando en paralelo dentro del mismo sistema.

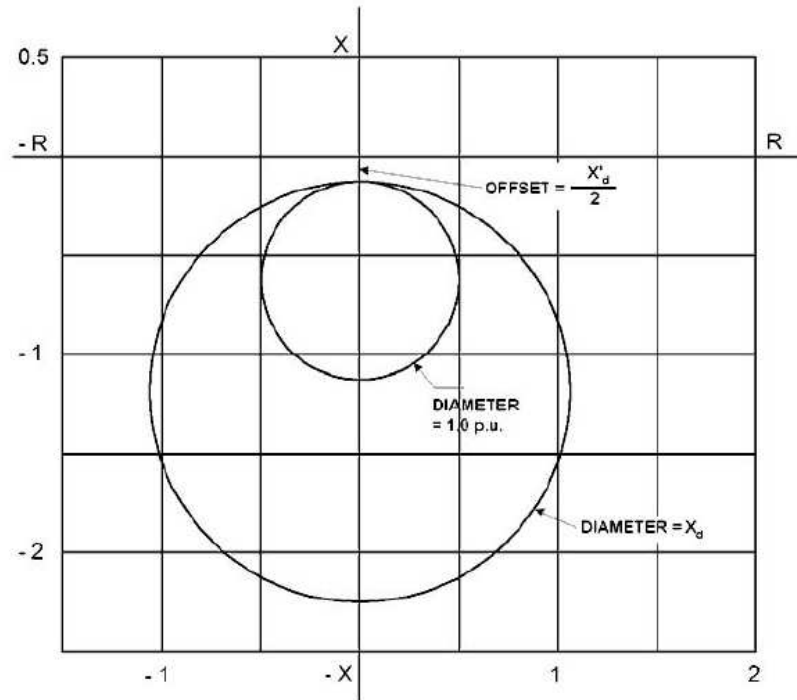


Figura 7.10.- Protección de generador usando relé de protección de pérdida de excitación.

Fuente: IEEE Std C37.102-2006.

$$OFFSET = \frac{X'_d}{2} = \frac{0.175}{2} = 0.0875 pu$$

$$X_d = 1.56 pu$$

Dependiendo de los parámetros de la máquina y del sistema, a veces se usan dos relés, como se muestra en la Figura 7.10.



Además, con el advenimiento de sistemas de protección de generador multifunción dual, el uso de dos zonas es cada vez más frecuente. El relé con un diámetro de impedancia de 1.0 pu (base del generador) detectará una pérdida de campo desde carga completa hasta aproximadamente 30% de carga. Se sugiere un pequeño retraso de aproximadamente 0.1 s para la seguridad contra transitorios [16].

Potencia inversa - ANSI 32R

La función protección potencia reversa propia del equipo, es usada para proteger una unidad turbogeneradora por una falla de energía, la función previene que se motorice el equipo, lo cual significa que el turbogenerador empieza a consumir energía.

Esa condición forma estrés en las láminas de la turbina, por lo cual ante estas condiciones se requiere que sea interrumpido dentro de un tiempo corto el interruptor de la red. Hay que tener en cuenta que en un generador siempre existirá un movimiento residual. Por esta razón es necesario que el sistema sea aislado después de existir un disparo por detección de potencia activa hacia la máquina.

El principio de operación que utiliza los relés de protección consiste en calcular precisamente la potencia activa mediante las componentes simétricas de las dos ondas fundamentales de corriente y voltaje.

La motorización del generador puede darse por:

- Defectos en los cojinetes.
- Defectos en el circuito de excitación.
- Defecto interno en el generador.
- Defectos en la turbina.
- Cualquier evento que provoque la pérdida de la fuerza motriz.

Para el ajuste de la protección direccional de potencial requiere de un factor de motorización F_{mot} , este es un valor porcentual de la potencia nominal del generador que,



en función del tipo de accionamiento existente en el eje del generador (máquina primaria), define el ajuste de Pick-up de la protección ANSI 32.

$$P_{pick-up\ ANSI\ 32} = F_{mot} * P_{nom-1F} * \frac{1}{RTC * RTP} W \quad (7.6)$$

$$RTC = \frac{300}{5} = 60$$

$$RTP = \frac{13.8}{0.115} = 120$$

El accionamiento es una turbina a gas (eje simple) y para este tipo el F_{mot} es 100%.

$$P_{pick-up\ ANSI\ 32} = F_{mot} * P_{nom-1F} * \frac{1}{RTC * RTP} = 100 * \frac{7875}{3} * \frac{1}{60 * 120} = 36.46 W$$

Bajo voltaje - ANSI 27

La protección de bajo voltaje inverso protege principalmente a los consumidores, por causas de voltaje peligrosas en redes aisladas evitando condiciones de operación inadmisibles o pérdida de estabilidad. También puede ser usada como un criterio para deslastre de carga en redes interconectadas. Circuitos cortos bipolares o fallas a tierra lo cual causa un colapso de voltaje asimétrica.

Comparada con sistemas de medición monofásica, la detección de sistema de secuencia de fase positiva da un principio para esos procedimientos y esos desajustes; forma especialmente útil para la disponibilidad de problemas de estabilidad.

Por medio de una característica de disparo, dependerá del tiempo y voltaje la protección, puede ser enlazada exactamente con una característica de estabilidad de motores. La



subestación o el motor pueden causar que la característica de estabilidad de los motores sea desplazada, lo cual causa que el equipo pierda velocidad o deje de funcionar.

Una protección de bajo voltaje consiste en un elemento de tiempo inverso. Esto evita el mal funcionamiento de la protección al existir una desconexión de los voltajes secundarios por el disparo del interruptor y podrá ser bloqueada por una entrada binaria, por ejemplo, por algún pequeño contacto auxiliar de relé del transformador de potencial o por la posición principal del interruptor cuando la máquina este en estado estacionario.

Protección de carga desbalanceada, Secuencia negativa - ANSI 46

La protección ANSI 46 detecta cargas desbalanceadas de motores de inducción trifásicos. Las cargas desbalanceadas crean un campo de rotación contraria al eje del rotor a la par con la frecuencia. Las corrientes parasitas son inducidas a la superficie del rotor produciendo sobrecalentamiento local de zonas finas del rotor o láminas laterales.

La protección de carga desbalanceada usa filtros las corrientes de fase en sus componentes simétricas, evalúa el sistema de secuencias de fase negativa y la corriente de secuencia negativa I_2 . Si I_2 excede un valor límite parametrizado, por un tiempo, este realizará el disparo del interruptor.

Protección de Sobre Voltaje - ANSI 59

La protección de sobre voltaje sirve para proteger las máquinas eléctricas y componentes eléctricos conectadas que se encuentran sometidos a aumentos inadmisibles de voltaje. Las sobretensiones pueden ser causadas por la operación manual incorrecta del sistema de la excitación, el defecto de funcionamiento del regulador de voltaje automático, deslastre de carga de un generador, separación del generador con el sistema o durante la operación en isla.

Protección de contacto a tierra - ANSI 64

Es la protección contra defectos monofásicos a tierra en casi el 100% del devanado del estator.

Esta función requiere de una resistencia de puesta a tierra en el neutro del generador a través de un transformador de distribución.

Su ajuste típico es del 8% del voltaje de línea a neutro del secundario del transformador de distribución.

La impedancia de aterrizamiento en el generador produce que la protección diferencial, en el caso de ser implementada, no provea protección del 100% del estator ante fallas fase-tierra.

El relé de protección SIPROTEC 7UM62 que será utilizado para la protección del generador GE2804, ofrece una característica que brindará protección entre el 10% y 100% del devanado del estator, esta es la protección por tercer armónico. Se requiere de otras características para su implementación las cuales se muestran en la Figura 7.11.

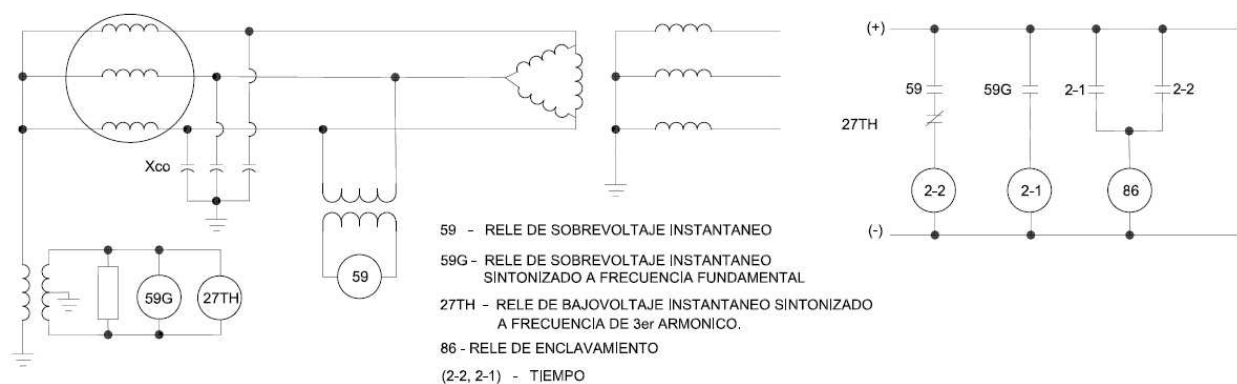


Figura 7.11.- Esquema de bajo voltaje de tercer armónico para la protección de tierra del generador.

Fuente: IEEE Std C37.102-2006.

Al producirse fallas a lo largo del devanado del generador el potencial al principio y al final del arrollamiento del estator posee la componente de tercer armónico la cual es filtrada y detectada por las funciones ANSI 27/59 mediante transformadores de voltaje instalados como se muestra en la Figura 7.11.



CAPÍTULO 8

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 CONCLUSIONES

- 1 El estudio de coordinación de protecciones es de vital importancia realizarlo periódicamente, debido a que el aumento o retiro de un componente del sistema afecta los niveles de cortocircuito y por lo tanto desplaza las regiones de coordinación en las plantillas de selectividad.
- 2 Los parámetros seleccionados como ajustes de los relés de protección de la Refinería Shushufindi, obtenidos en este trabajo permiten mejorar la confiabilidad del sistema, debido a la selectividad en la operación de los equipos de protección y la suficiente velocidad para que existan tiempos mínimos de coordinación.
- 3 Con la nueva configuración del sistema eléctrico, al incorporar un nuevo punto de conexión con un sistema capaz de mantener la regulación de la frecuencia en la red eléctrica de Refinería Shushufindi y la implementación de una unidad nueva de generación a 13.8 kV, los niveles de voltajes en todos los nodos y barras se mantienen regulados y de acuerdo a normas establecidas.
- 4 El correcto ingreso de los parámetros eléctricos de conductores, líneas de distribución, transformadores, generadores y demandas al programa computacional DigSILENT permite determinar los flujos de potencia y corrientes de cortocircuito aproximados para establecer los ajustes de protecciones apropiados que cumplan con las características de protección del sistema y sus elementos a la hora de producirse anomalías en la red.
- 5 Es indispensable la calibración de otras funciones de protección como: sobre voltaje, bajo voltaje, sobre frecuencia, baja frecuencia, entre otras, ya que debido a las condiciones ambientales y geográficas tan adversas que afronta el sistema



eléctrico de la Refinería Shushufindi, lo hacen vulnerable a diversos tipos de fallas y que sin una adecuada protección podrían provocar graves problemas.

- 6 Los resultados obtenidos en este estudio y su aplicación permite minimizar los efectos de posibles fallas y condiciones anormales que pueden presentarse dentro del sistema, sin embargo, es importante buscar la manera de disminuir este tipo de problemas realizando limpieza de aisladores y desbroce de árboles cercanos a la red aérea que es la línea eléctrica más propensa a sufrir daños.

8.2 RECOMENDACIONES

- 1 Se recomienda realizar estudios de transferencia de potencia en los alimentadores correspondientes a los 2 puntos de interconexión con el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero. Esto debido a que la capacidad de generación interna de la Refinería es superior a la demanda máxima de la red pudiendo entonces inyectar potencia por esos alimentadores al Sistema Externo.
- 2 Verificar los Taps de los transformadores de distribución cercanos y alejados de la barra Principal de 4.16 kV, debido a que con la incorporación del nuevo punto de interconexión y la nueva fuente de generación los niveles de voltaje se mantendrán por encima de los valores nominales como se muestran en los escenarios del Capítulo 4.
- 3 La operación de los esquemas de protección se da también por fallas en mantenimiento y pruebas de los equipos del sistema. Se recomienda por lo tanto realizar pruebas de aislamiento de transformadores de instrumentación y pruebas de inyección de corriente secundaria para analizar las características de las funciones de protección, pruebas de resistencia de contacto en los interruptores, tiempos de apertura y cierres de interruptores: ya que son de vital importancia a la hora de la actuación de los esquemas de protección.



- 4 Se recomienda realizar un estudio técnico económico para la reconfiguración de la barra principal denominada X-801, ya que a través de esta se realiza la inyección de potencia de los generadores y la distribución respectiva hacia las diferentes barras del sistema, su operación es constante y jamás recibe mantenimiento. Por tal razón es importante plantear soluciones para su versatilidad operativa y de mantenimiento.



CAPÍTULO 9

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] G.E. Harper, “Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales”, 2013.
- [2] J. L. Blackburn, T. J. Domin, “Protective Relaying, *Principles and Applications*”. 2006.
- [3] J. D. Glover, M. S. Sarma, T. J. Overbye, “*Power System Analysis and Design*”. 2010.
- [4] C. R. Mason, “*The Art y Science of Protective Relaying*”. 2010.
- [5] B Bhalja, RP Maheshwari, NG Chothani, “Protection and Switchgear”. 2011.
- [6] C.A. Villegas, “Aspectos Generales de protección”, Protecciones Eléctricas - FIECO 1693, ESPOL.
- [7] W. Brokering, R. Palma, L. Vargas, “Los Sistemas Eléctricos de Potencia”. 2008.
- [8] G. Klempner, I. Kerszenbaum, “*Turbo-Generator Operation and Maintenance*”.
- [9] <https://www.powellind.com/sites/downloads/ProductAssets/01.4TB.047%20X-R%20Ratio.pdf>
- [10] Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. Boletín Estadístico 2016.
- [11] Regulación No. Conelec - 004/01
- [12] A. V. Meier, “Electric Power Systems a Conceptual Introduction”. 2006.
- [13] IEC 60909 “The Calculation of Short-Circuit Currents in Three-Phase AC Systems”.
- [14] IEEE Std C37.230-2007 “Guide for Protective Relay Applications to Distribution Lines”.
- [15] IEEE Std C37.96-2012 “Guide for AC Motor Protection”.
- [16] IEEE Std C37.102-2006 “Guide for AC Generator Protection”.
- [17] IEEE Std C37.91-2008 “Guide for Protecting Power Transformers”.
- [18] IEEE Std 1547.4-2011 “Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems”.
- [19] IEEE Std C37.010-1999 “Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis”.
- [20] IEEE Std C37.20.2-1999 “Standard for Metal-Clad Switchgear”.



CAPÍTULO 10

ANEXOS

ANEXO 1.- DIAGRAMA UNIFILAR CIS SITUACIÓN ACTUAL

ANEXO 2.- DIAGRAMA UNIFILAR CIS SITUACIÓN FUTURA

ANEXO 3.- DATOS DE EQUIPOS ELÉCTRICOS DEL CIS

ANEXO 4.- ESQUEMAS Y RESULTADOS COMPLETOS FLUJOS DE POTENCIA

ANEXO 5.- ESQUEMAS Y RESULTADOS COMPLETOS DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

ANEXO 6.- CURVAS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

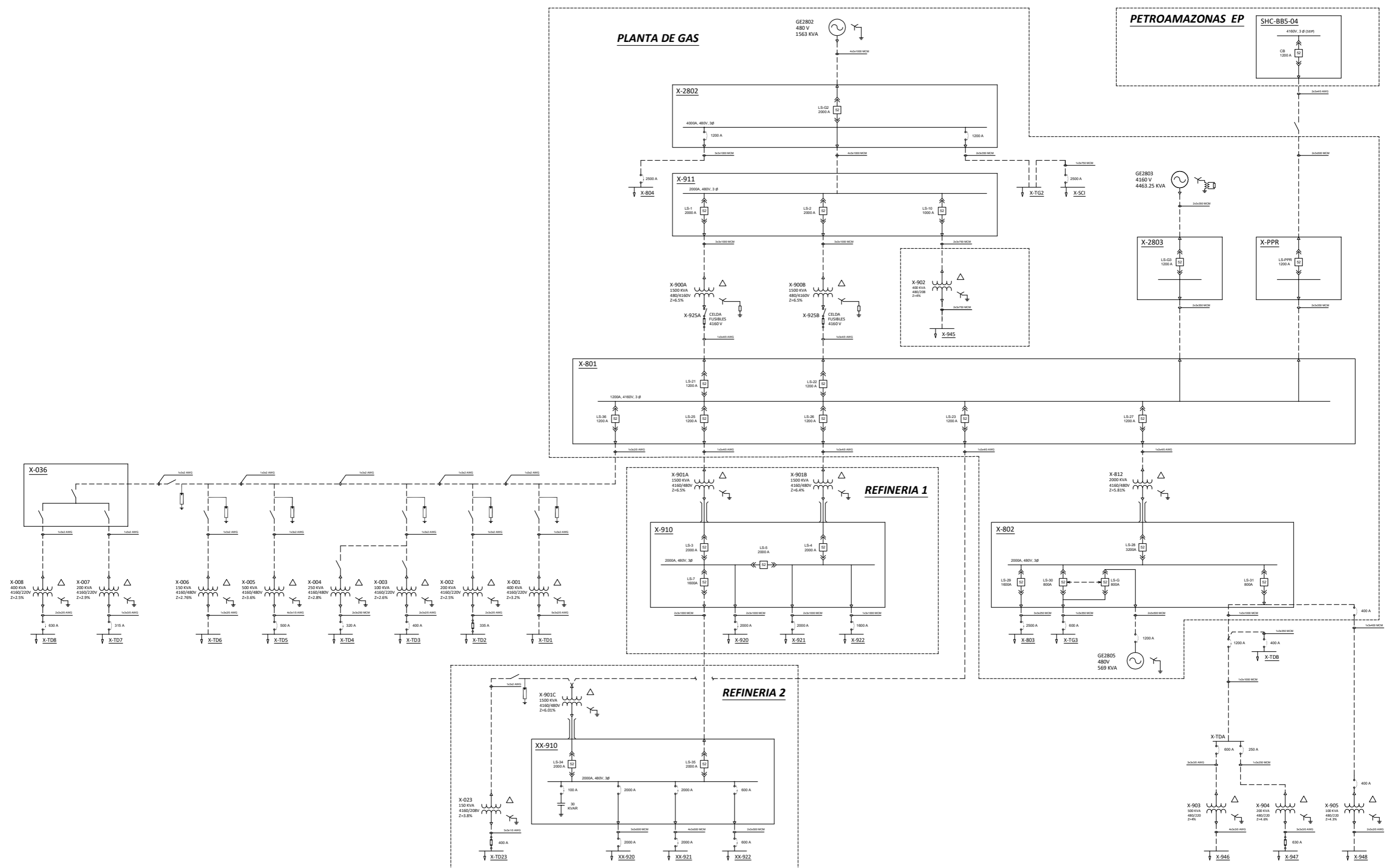
ANEXO 7.- ESQUEMA DE PROTECCIONES ANSI RECOMENDADAS PARA IMPLEMENTACIÓN CIS SITUACIÓN FUTURA

ANEXO 1

PLANTA DE GAS

PETROAMAZONAS EP

SHC-BB5-04



**COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA REFINERÍA SHUSHUFINDI
CONSIDERANDO EL INGRESO DE UN NUEVO TURBOGENERADOR DE 5 MW**

DIAGRAMA UNIFILAR CIS SITUACION ACTUAL

PROYECTO:	TESIS
AUTORES:	RONALD APOLO A. GEOVANNY SIBAÑA P.
FECHA:	07/24/2018
ANEXO:	1
	UNIFILAR ACTUAL

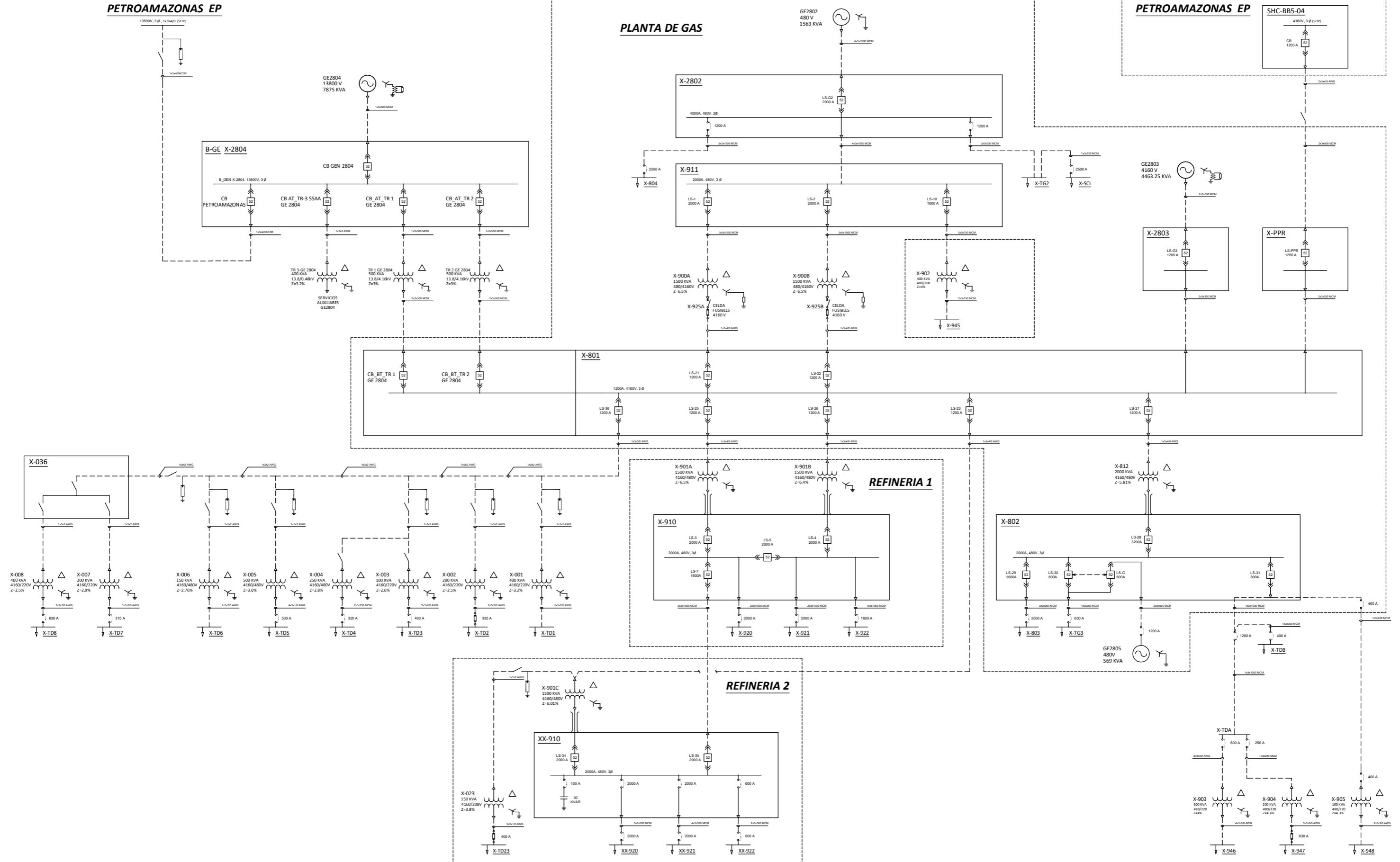
ANEXO 2

PETROAMAZONAS EP

PLANTA DE GAS

PETROAMAZONAS EP

SHC-BB5-04



**COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA REFINERÍA SHUSHUFINDI
CONSIDERANDO EL INGRESO DE UN NUEVO TURBOGENERADOR DE 5 MW**

DIAGRAMA UNIFILAR CIS SITUACION FUTURA

PROYECTO:	TESIS
AUTORES:	RONALD APOLO A. GEOVANNY SIBAÑA P.
FECHA:	07/24/2018
ANEXO:	2 ENLACE FUTURO A 13.8 kV

ANEXO 3

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIO VOLTAJE.

• BARRAS

No.	Equipo	Servicio	No. Barras	Icc [KA]	Capacidad [A]
1	X-801	Celda distribución principal de Refinería Shushufindi	3	36	1200
2	X-2803	Celda distribución generador GE2803	3	36	1200
3	X-PPR	Celda distribución enlace con el SEIP	3	36	1200

• LÍNEAS ELÉCTRICAS

No.	Línea	Servicio		Longitud [m]	Composición
		Desde	Hasta		
1	L-2803	GE2803	X-2803	28	2 x 3 x 350 MCM
2	L-G3	X-2803	X-801	28	2 x 3 x 350 MCM
3	L-PPR	X-PPR	X-801	3	2 x 3 x 350 MCM
4	L-25	X-801	X-901A	980	1 x 3 x 4/0 AWG
5	L-26	X-801	X-901B	980	1 x 3 x 4/0 AWG
6	L-23	X-801	X-901C	980	1 x 3 x 4/0 AWG
7	L-23-1	X-901C	X-023	200	1 x 3 x 2 AWG
8	L-21	X-801	X-900A	72	1 x 3 x 4/0 AWG
9	L-22	X-801	X-900B	72	1 x 3 x 4/0 AWG
10	L-27	X-801	X-812	40	1 x 3 x 4/0 AWG
11	L-36	X-801	L-36-1	550	1 x 3 x 2/0 AWG
12	L-001	L-36	X-001	38	1 x 3 x 2 AWG
13	L-36-1	L-36	L-36-2	180	1 x 3 x 2 AWG (Al)
14	L-002	L-36-1	X-002	90	1 x 3 x 2 AWG
15	L-36-2	L-36-1	L-36-3	200	1 x 3 x 2 AWG (Al)
16	L-003	L-36-2	X-003, X-004	170	1 x 3 x 2 AWG
17	L-36-3	L-36-2	L-36-4	160	1 x 3 x 2 AWG (Al)
18	L-004	L-36-3	X-005	18	1 x 3 x 2 AWG
19	L-36-4	L-36-3	L-36-5	130	1 x 3 x 2 AWG (Al)

No	Línea	Servicio		Longitud [m]	Composición
		Desde	Hasta		
20	L-005	L-36-4	X-006	17	1 x 3 x 2 AWG
21	L-36-5	L-36-4	X-036	120	1 x 3 x 2 AWG (Al)
22	L-006	X-036	X-007	5	1 x 3 x 2 AWG
23	L-007	X-036	X-008	170	1 x 3 x 2 AWG

• **CELDA DE MANIOBRAS**

No.	Equipo	Servicio	No. Barras	Icc [KA]	Capacidad [A]
1	X-036	Celda de maniobras X-007 y X-008	3	50	1200

• **DISYUNTORES - RELÉS DE PROTECCIÓN**

No.	Equipo	Interruptor			Relé
		Marca Modelo	In [A]	Icc [kA]	Marca Modelo
1	LS-PPR	ABB Power T&D AA2111110000P	1200	36	ABB DPU 2000R
2	LS-G3	General Electric VB1 4.16-250-2	1200	58	General Electric Multilin 489
3	LS-21	Square D Comp. V3D31-55Y000	1200	36	General Electric Multilin 750
4	LS-22	Square D Comp. V3D31-55Y000	1200	36	General Electric Multilin 750
5	LS-23	Square D Comp. V3D31-55Y000	1200	36	General Electric Multilin 750
6	LS-25	Square D Comp. V3D31-55Y000	1200	36	General Electric Multilin 750
7	LS-26	Square D Comp. V3D31-55Y000	1200	36	General Electric Multilin 750
8	LS-27	Square D Comp. V3D31-55Y000	1200	36	General Electric Multilin 750
9	LS-36	Square D Comp. V5D3153Y000	1200	40	General Electric Multilin 750

• **TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS**

No.	Equipo	Servicio	Voltaje [V]		S [KVA]	Grupo Conexión	Z [%]
			Prim.	Sec.			
1	X-901A	Celda distribución X-910A	4160	480	1500	Dyn11	6.5
2	X-901B	Celda distribución X-910B	4160	480	1500	Dyn11	6.4
3	X-901C	Celda distribución XX-910	4160	480	1500	Dyn11	6.01
4	X-023	TCP Laboratorio Control de Calidad	4160	208 120	150	Dyn5	3.8
5	X-900A	Celda distribución X-911	4160	480	1500	Ynd11	6.5
6	X-900B	Celda distribución X-911	4160	480	1500	Ynd11	6.5
7	X-812	Celda distribución X-802	4160	480	2000	Dyn11	5.81
8	X-001	TCP Bodega de Abastecimientos	4160	220 127	400	Dyn5	3.2
9	X-002	TCP Campamento Nuevo Norte	4160	220 127	200	Dyn5	2.5
10	X-003	TCP Edificio Nuevo Contratos	4160	220 127	100	Dyn5	2.6
11	X-004	TCP Tracing de Calentamiento	4160	480	250	Dyn5	2.8
12	X-005	CCM Transferencia de Residuo	4160	480	500	Dyn5	3.6
13	X-006	TCP Isla Despacho de Residuo	4160	480	150	Dyn5	2.76
14	X-007	TCP Oficinas Petrocomercial	4160	220 127	200	Dyn5	2.9
15	X-008	TCP Campamento Petrocomercial	4160	220 127	400	Dyn5	2.5

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN BAJO VOLTAJE.

• BARRAS

No.	Equipo	Servicio	No. Barras	Icc [KA]	Capacidad [A]
1	X-2802	Celda distribución generador GE2802	4	65	4000
2	X-911	Celda distribución principal Planta de Gas	3	50	2000
3	X-TG2	CCM servicios auxiliares generador GE2802	3	50	1200
4	X-TG3	CCM servicios auxiliares generador GE2803	3	30	2000
5	X-802	Celda distribución ampliación Planta de Gas	3	50	2000
6	X-910	Celda distribución principal R1	3	50	2000
7	X-920	CCM Refinería 1	3	30	2000
8	X-921	CCM Refinería 1	3	30	2000
9	X-922	CCM Refinería 1	3	30	1600
10	XX-910	Celda distribución principal R2	3	30	2000
11	XX-920	CCM Refinería 2	3	30	2000
12	XX-921	CCM Refinería 2	3	30	2000
13	XX-922	CCM Refinería 2	3	30	600
14	X-TD23	Tablero distribución Laboratorio Control Calidad	3	30	600
15	X-803	CCM Planta de Gas	3	50	800
16	X-804	CCM Planta de Gas	3	50	800
17	X-SCI	CCM Planta de Gas	3	50	800
18	X-TDA	Tablero distribución Campamento Viejo, Oficinas SSA	3	30	1200
19	X-TDB	Tablero distribución Poliducto	3	30	600
20	X-945	Tablero distribución Campamento Nuevo Sur, Oficinas Administrativas	4	30	1200
21	X-946	Tablero distribución Campamento Viejo	4	30	800
22	X-947	Tablero distribución Oficinas SSA	4	30	800
23	X-948	Tablero distribución Taller Eléctrico y Turbinas	4	30	800
24	X-TD1	Tablero distribución Bodega Abastecimientos	4	30	120
25	X-TD2	Tablero distribución Campamento Nuevo Norte	4	30	800
26	X-TD3	Tablero distribución Edificio Nuevo de Contratos	4	30	600
27	X-TD4	Tablero distribución Tracing de Calentamiento	4	30	600

No.	Equipo	Servicio	No. Barras	Icc [KA]	Capacidad [A]
28	X-TD5	CCM Transferencia de Crudo Reducido	4	30	2000
29	X-TD6	Tablero distribución Isla Despacho de Residuo	4	30	800
30	X-TD7	Tablero distribución Oficinas Petrocomercial	4	30	600
31	X-TD8	Tablero distribución Campamento Petrocomercial	4	30	600

• LÍNEAS ELÉCTRICAS

No.	Línea	Servicio		Longitud [m]	Composición
		Desde	Hasta		
1	L-2802	GE2802	X-2802	21	4 x 3 x 1000 MCM
2	L-911	X-2802	X-911	10	4 x 3 x 1000 MCM
3	L-PG1	X-2802	X-804	100	3 x 3 x 1000 MCM
4	L-PG2	X-2802	X-TG2	20	2 x 3 x 350 MCM
5	L-SCI	X-TG2	X-SCI	17	1 x 3 x 750 MCM
6	L-1	X-911	X-900A	30	3 x 3 x 1000 MCM
7	L-2	X-911	X-900B	30	3 x 3 x 1000 MCM
8	L-10	X-911	X-902	500	2 x 3 x 750 MCM
9	L-28	X-812	X-802	15	Bus 2000A
10	L-29	X-802	X-803	23	3 x 3 x 250 MCM
11	L-30	X-802	X-TG3	15	1 x 3 x 500 MCM
12	L-G	GE2805	LS-G	150	2 x 3 x 500 MCM
13	L-3	X-901A	X-910	15	Bus 2000A
14	L-4	X-901B	X-910	15	Bus 2000A
15	L-920-1	X-910	X-920	15	2 x 3 x 1000 MCM
16	L-921-1	X-910	X-921	15	2 x 3 x 1000 MCM
17	L-922-1	X-910	X-922	15	2 x 3 x 1000 MCM
18	L-7	X-910A	XX-910	150	2 x 3 x 1000 MCM
19	L-34	X-901C	XX-910	15	Bus 2000A
20	L-920-2	XX-910	XX-920	18	3 x 3 x 500 MCM
21	L-921-2	XX-910	XX-921	12	4 x 3 x 500 MCM
22	L-922-2	XX-910	XX-922	16	2 x 3 x 500 MCM

No.	Línea	Servicio		Longitud [m]	Composición
		Desde	Hasta		
23	L-023	X-023	X-TD23	10	3 x 3 x 1/0 AWG
24	L-31-1	X-802	X-TDA	300	1 x 3 x 1000 MCM
25	L-31-2	X-802	X-TDB	50	1 x 3 x 400 MCM
26	L-31-3	X-802	X-905	255	1 x 3 x 400 MCM
27	L-TDA1	X-TDA	X-903	10	3 x 3 x 3/0 AWG
28	L-TDA2	X-TDA	X-904	160	1 x 3 x 250 MCM
29	L-903	X-903	X-946	5	4 x 3 x 3/0 AWG
30	L-904	X-904	X-947	2	3 x 3 x 3/0 AWG
31	L-905	X-905	X-948	8	2 x 3 x 2/0 AWG
32	L-TD1	X-001	X-TD1	8	5 x 3 x 2/0 AWG
33	L-TD2	X-002	X-TD2	10	2 x 3 x 2/0 AWG
34	L-TD3	X-003	X-TD3	8	2 x 3 x 2/0 AWG
35	L-TD4	X-004	X-TD4	10	2 x 3 x 250 MCM
36	L-TD5	X-005	X-TD5	15	4 x 3 x 1/0 AWG
37	L-TD6	X-006	X-TD6	10	1 x 3 x 2/0 AWG
38	L-TD7	X-007	X-TD7	160	1 x 3 x 3/0 AWG
39	L-TD8	X-008	X-TD8	5	2 x 3 x 2/0 AWG

• DISYUNTORES - RELÉS DE PROTECCIÓN

No.	Equipo	Interruptor			Relé
		Marca Modelo	In [A]	Icc [kA]	Marca Modelo
1	LS-G2	General Electric TPMMF7	2000	100	General Electric Multilin 489
2	LS-1	Mitsubishi AE 2000-S	2000	65	-
3	LS-2	Mitsubishi AE 2000-S	2000	65	-
4	LS-3	Mitsubishi AE 2000-S	2000	65	-
5	LS-4	Mitsubishi AE 2000-S	2000	65	-
6	LS-5	Mitsubishi AE 2000-S	2000	50	-
7	LS-7	Mitsubishi AE 1600-SS	1600	65	-
8	LS-10	Mitsubishi AE 1000-S	1000	50	General Electric Multilin 750
9	LS-28	Square D DS 632	3200	65	-

No.	Equipo	Interruptor			Relé
		Marca Modelo	In [A]	Icc [kA]	Marca Modelo
10	LS-29	Square D DS 416	1600	50	-
11	LS-30	Square D DS 206S	800	42	-
12	LS-31	Square D DS 206S	800	42	General Electric Multilin 750
13	LS-34	Westinghouse DS-420	2000	65	-
14	LS-35	Westinghouse DS-420	2000	65	-
15	LS-G	Square D DS 206S	800	42	-

• **TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS**

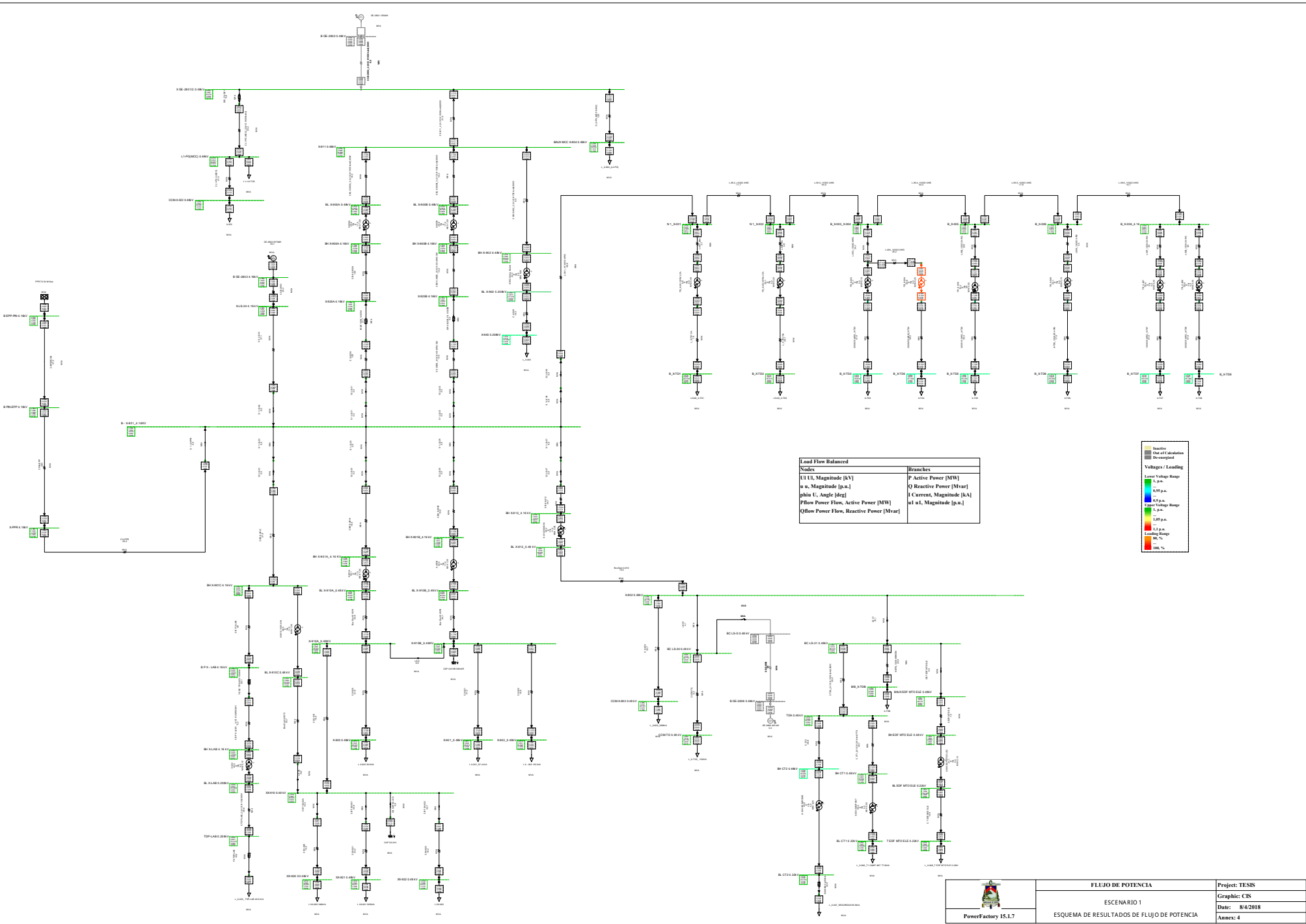
No.	Equipo	Servicio	Voltaje [V]		S [KVA]	Grupo Conexión	Z [%]
			Prim.	Sec.			
1	X-902	Campamento Nuevo Sur, Oficinas Administrativas	480	208 120	400	Dy5	4
2	X-903	Cocina, Lavandería, Campamento Viejo	480	220 127	500	Dyn5	4
3	X-904	Edificio Seguridad, Salud y Ambiente	480	220 127	200	Dyn5	4.6
4	X-905	Talleres de Mantenimiento Eléctrico y Turbinas	480	220 127	100	Dyn5	4.3

DEMANDA Y CARGAS ELÉCTRICAS.

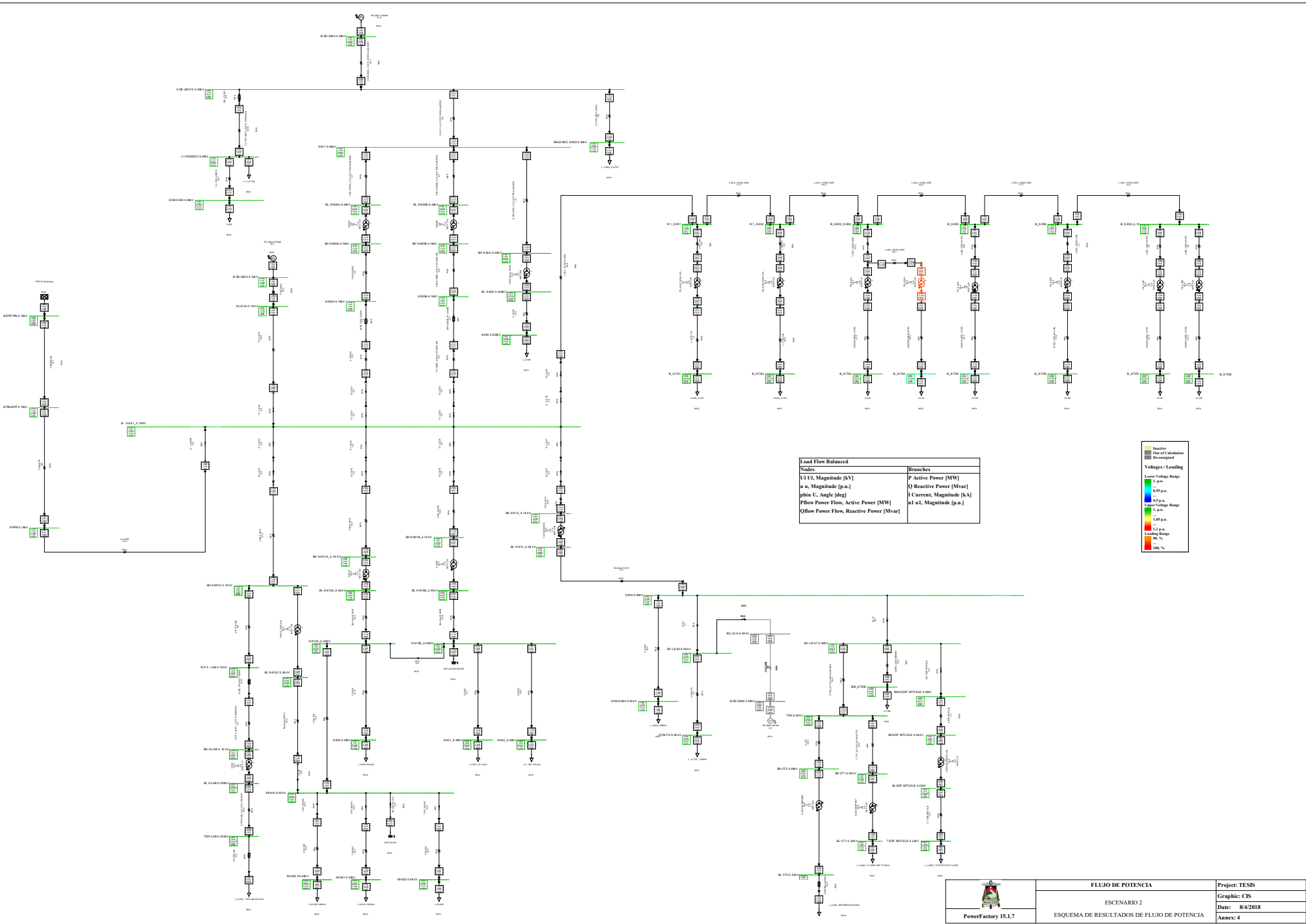
La demanda promedio de Refinería Shushufindi se encuentra estimada actualmente en aproximadamente 2521 KW, distribuidos de acuerdo a la presente tabla que demuestra las cargas con demanda mínima y máxima.

No.	Cargas Eléctricas	Demanda Mínima		Demanda Máxima	
		P [kW]	Q [kVAR]	P [kW]	Q [kVAR]
REFINERÍA 1					
1	X-920	38	35	256	108
2	X-921	75	56	319	148
3	X-922	129	125	168	127
REFINERÍA 2					
4	XX-920	72	54	150	83
5	XX-921	332	249	368	215
6	XX-922	100	75	131	94
7	X-023	22	5	48	36
PLANTA DE GAS					
8	X-803	206	155	241	166
9	X-804	160	120	191	142
10	X-SCI	46	29	210	157
11	X-TG2	16	10	27	17
12	X-TG3	20	15	22	17
SERVICIOS GENERALES					
13	X-945	54	10	70	52
14	X-946	123	25	216	162
15	X-947	54	22	75	40
16	X-948	12	1	30	8
17	X-TDB	48	36	65	38
18	X-TD1	11	6	28	21
19	X-TD2	15	3	62	46
20	X-TD3	14	2	40	30
21	X-TD4	120	90	180	135
22	X-TD5	80	60	200	150
23	X-TD6	2	1	30	19
24	X-TD7	10	1	48	36
25	X-TD8	20	2	84	63

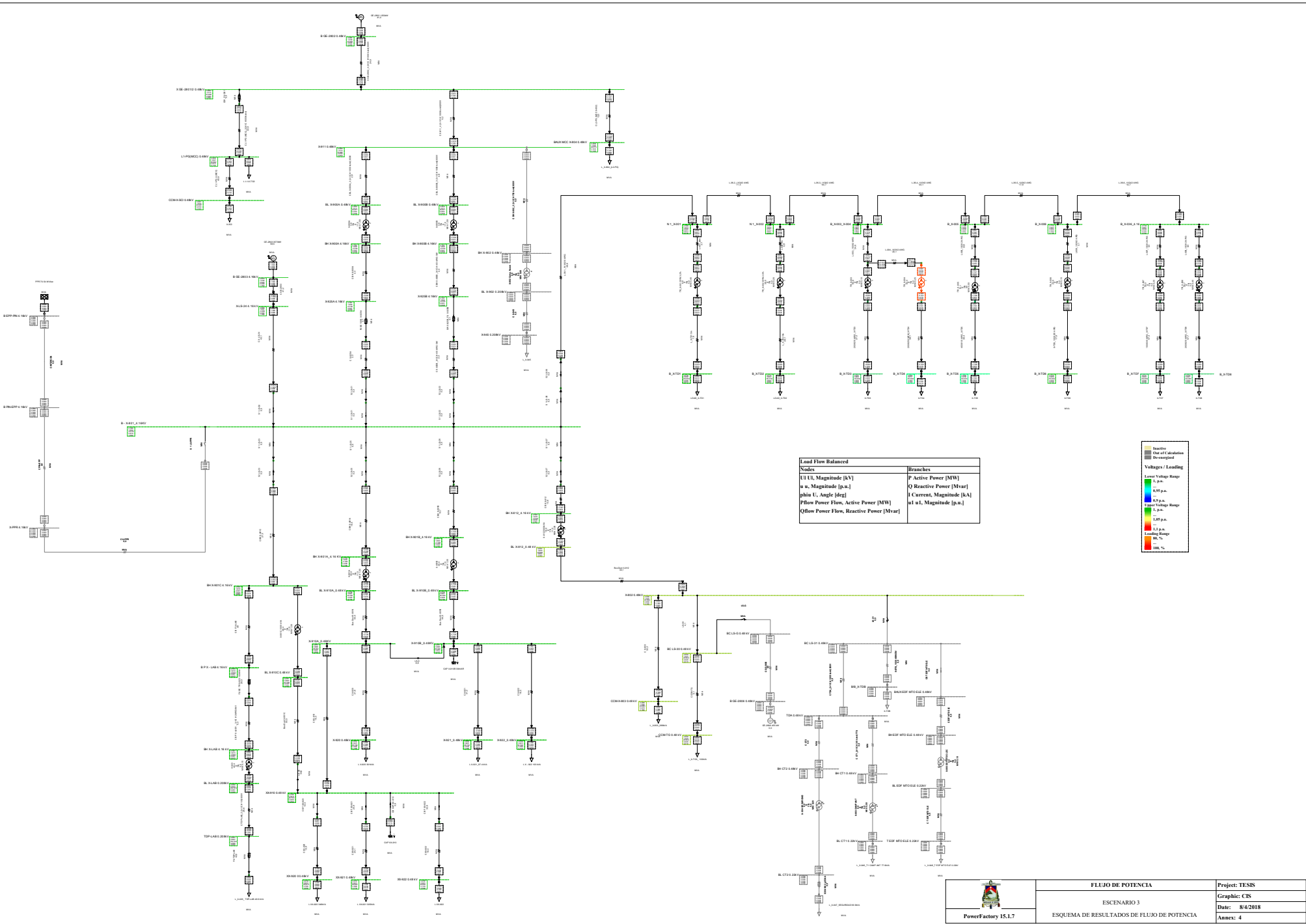
ANEXO 4



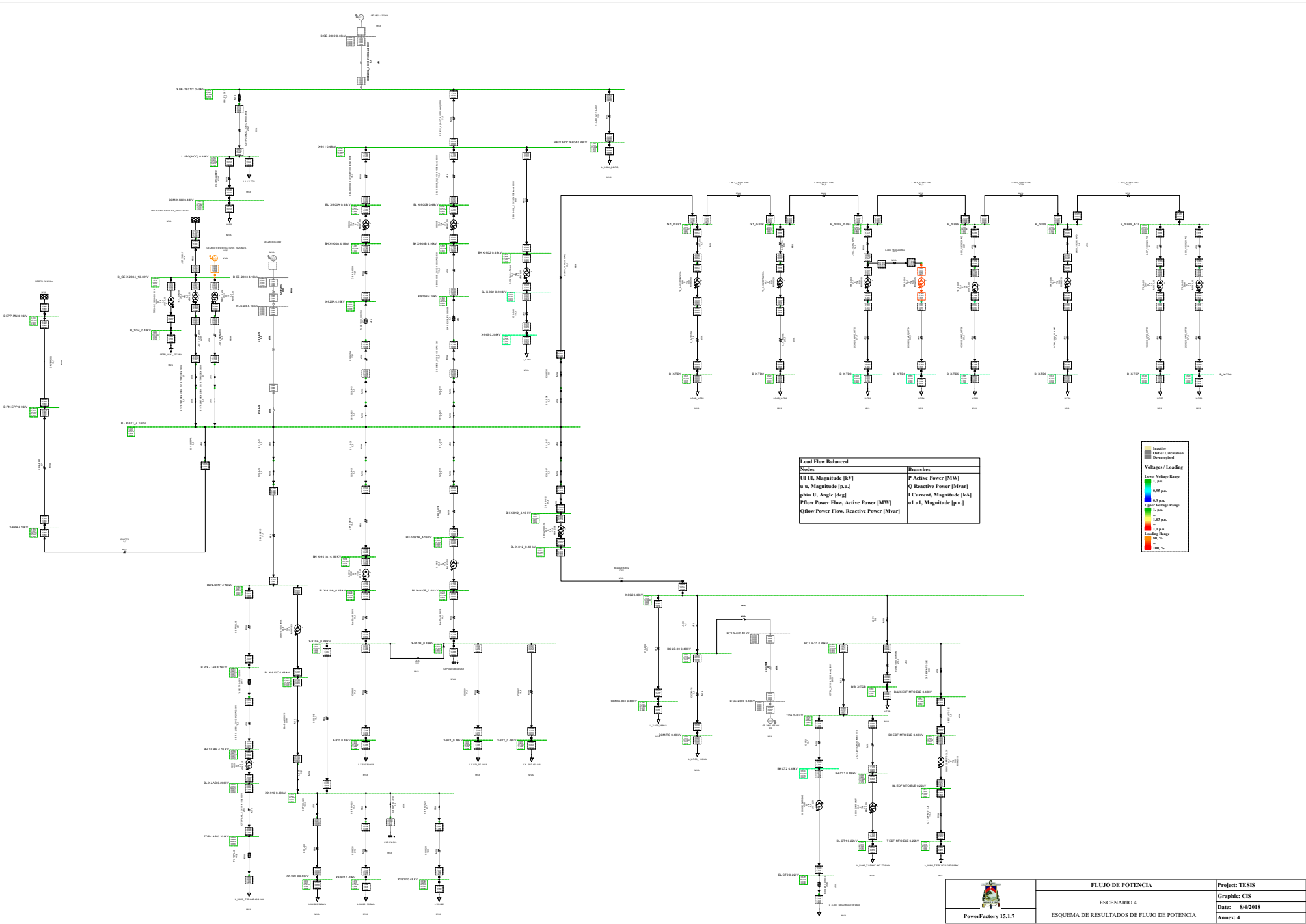
FLUJO DE POTENCIA		Project: TESIS
ESCENARIO 1		Graphic: CIS
ESQUEMA DE RESULTADOS DE FLUJO DE POTENCIA		Date: 8/4/2018
		Annex: 4



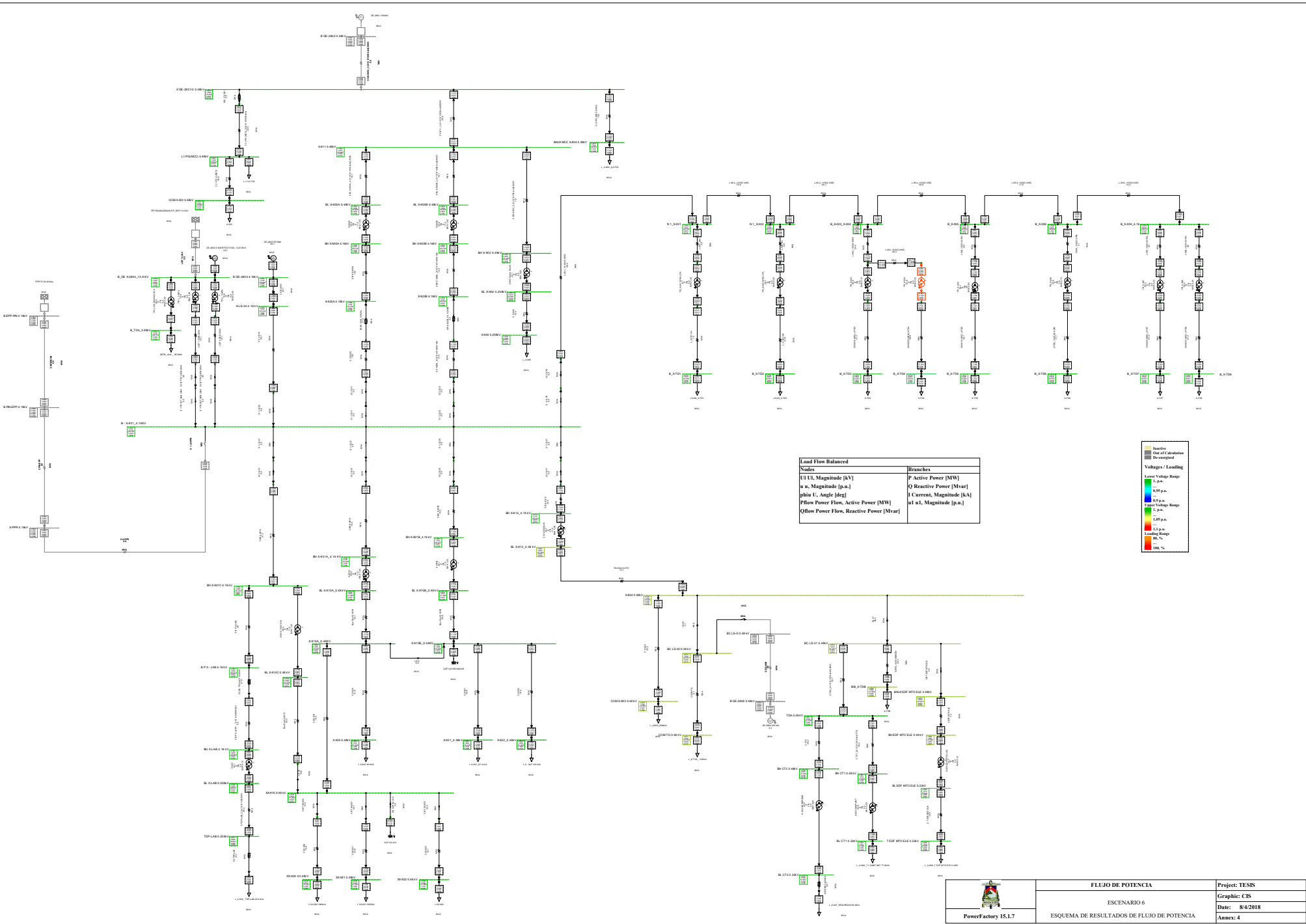
FLUJO DE POTENCIA		Project: TESIS
ESCENARIO 2		Graphic: CIS
ESQUEMA DE RESULTADOS DE FLUJO DE POTENCIA		Date: 8/4/2018
		Annex: 4



FLUJO DE POTENCIA		Project: TESIS
ESCENARIO 3		Graphic: CIS
ESQUEMA DE RESULTADOS DE FLUJO DE POTENCIA		Date: 8/4/2018
		Annex: 4



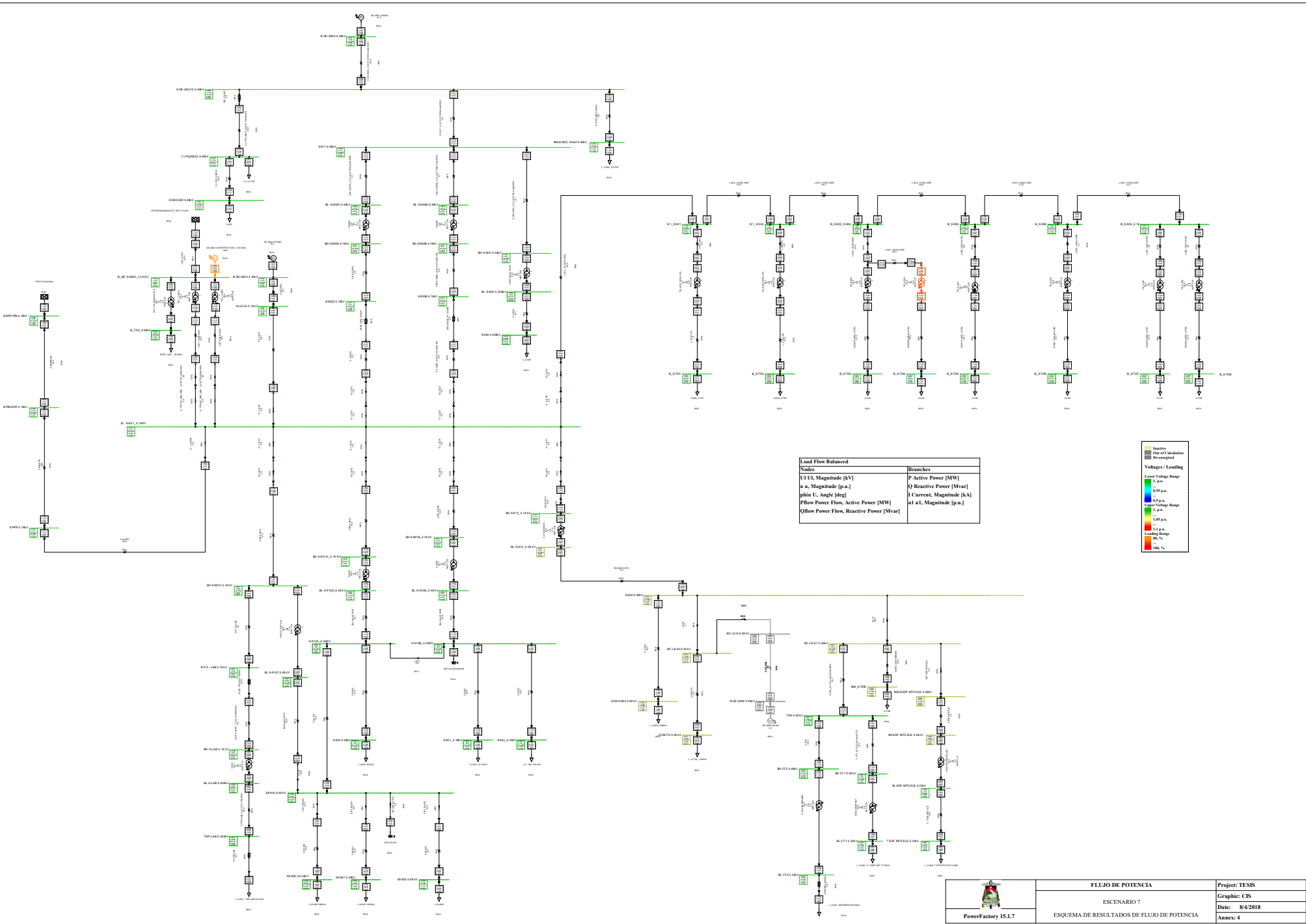
FLUJO DE POTENCIA		Project: TESIS
ESCUENARIO 4		Graphic: CIS
ESQUEMA DE RESULTADOS DE FLUJO DE POTENCIA		Date: 8/4/2018
		Annex: 4



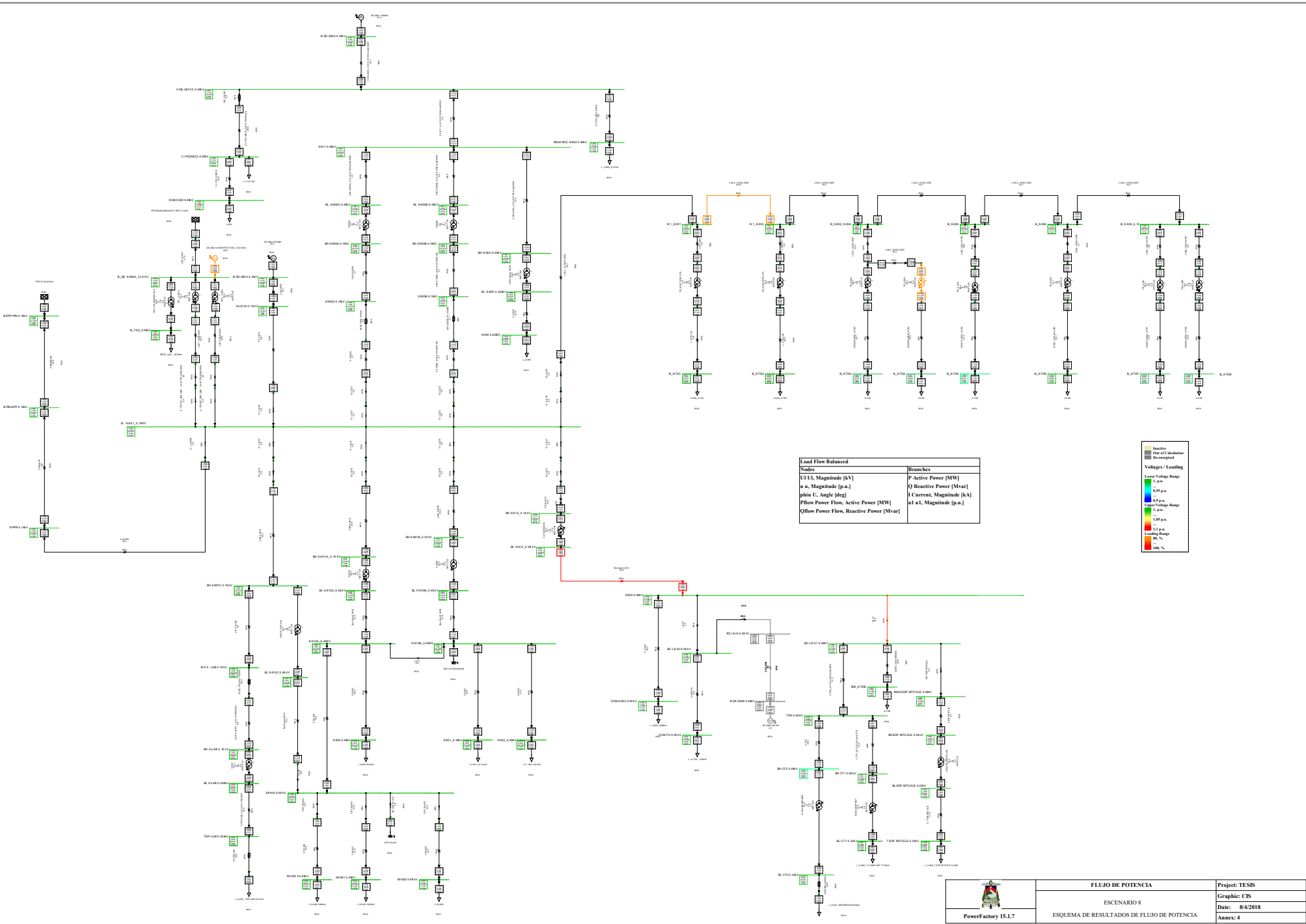
Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
U U _i Magnitude [kV]	F Active Power [MW]
u u _i Magnitude [p.u.]	Q Reactive Power [Mvar]
phi phi _i Angle [deg]	I Current Magnitude [kA]
P P _{flow} Power Flow, Active Power [MW]	u u _i Magnitude [p.u.]
Q Q _{flow} Power Flow, Reactive Power [Mvar]	

Nodes / Loading

- Lower Voltage Range
- 0.5 p.u.
- 0.75 p.u.
- 1.0 p.u.
- Upper Voltage Range
- 1.25 p.u.
- 1.5 p.u.
- 1.75 p.u.
- 2.0 p.u.
- 200 %



FLUJO DE POTENCIA		Project: TESIS
ESCENARIO 7		Graphic: CIS
ESQUEMA DE RESULTADOS DE FLUJO DE POTENCIA		Date: 8/4/2018
		Annex: 4



Load Flow Balanced

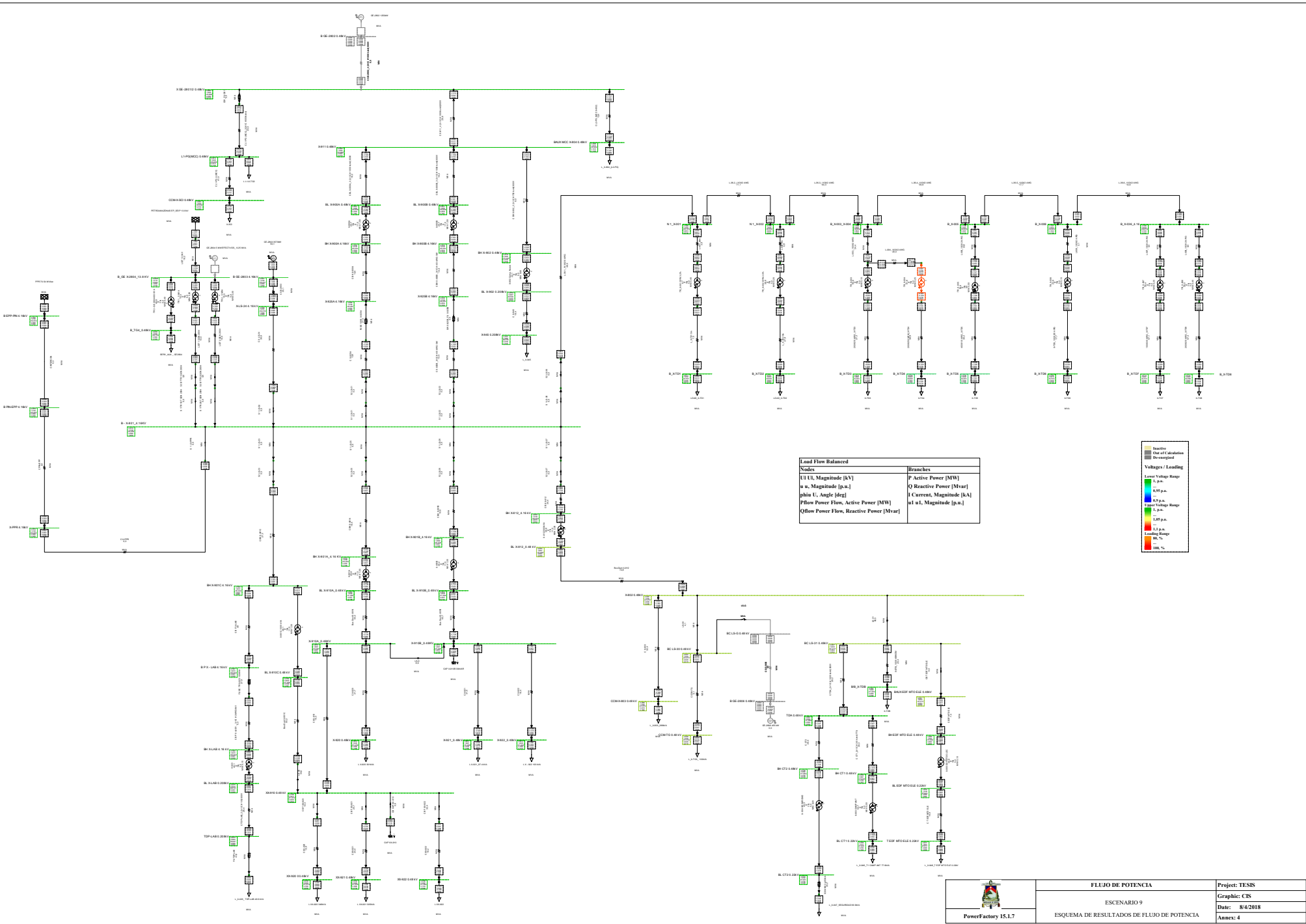
Nodes	Branches
U U _l , Magnitude [kV]	F Active Power [MW]
u u _l , Magnitude [p.u.]	Q Reactive Power [Mvar]
θ θ _l , Angle [deg]	I Current, Magnitude [kA]
P Power Flow, Active Power [MW]	of u _l , Magnitude [p.u.]
Q Power Flow, Reactive Power [Mvar]	

Volages / Loading

- Lower Voltage Range
- 0.95 p.u.
- 0.9 p.u.
- Upper Voltage Range
- 1.05 p.u.
- 1.1 p.u.
- 1.15 p.u.
- 1.2 p.u.
- 1.25 p.u.
- 1.3 p.u.
- 1.35 p.u.
- 1.4 p.u.
- 1.45 p.u.
- 1.5 p.u.
- 1.55 p.u.
- 1.6 p.u.
- 1.65 p.u.
- 1.7 p.u.
- 1.75 p.u.
- 1.8 p.u.
- 1.85 p.u.
- 1.9 p.u.
- 1.95 p.u.
- 2.0 p.u.



FLUJO DE POTENCIA		Project: TESIS
ESCAPERIO 8		Graphic: CIS
ESQUEMA DE RESULTADOS DE FLUJO DE POTENCIA		Date: 8/4/2018
		Annex: 4




Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
U U _i Magnitude [kV]	F Active Power [MW]
w w _i Magnitude [p.u.]	Q Reactive Power [Mvar]
theta theta _i Angle [deg]	I Current Magnitude [kA]
P Flow Power Flow, Active Power [MW]	at a _i Magnitude [p.u.]
Q Flow Power Flow, Reactive Power [Mvar]	

Legend

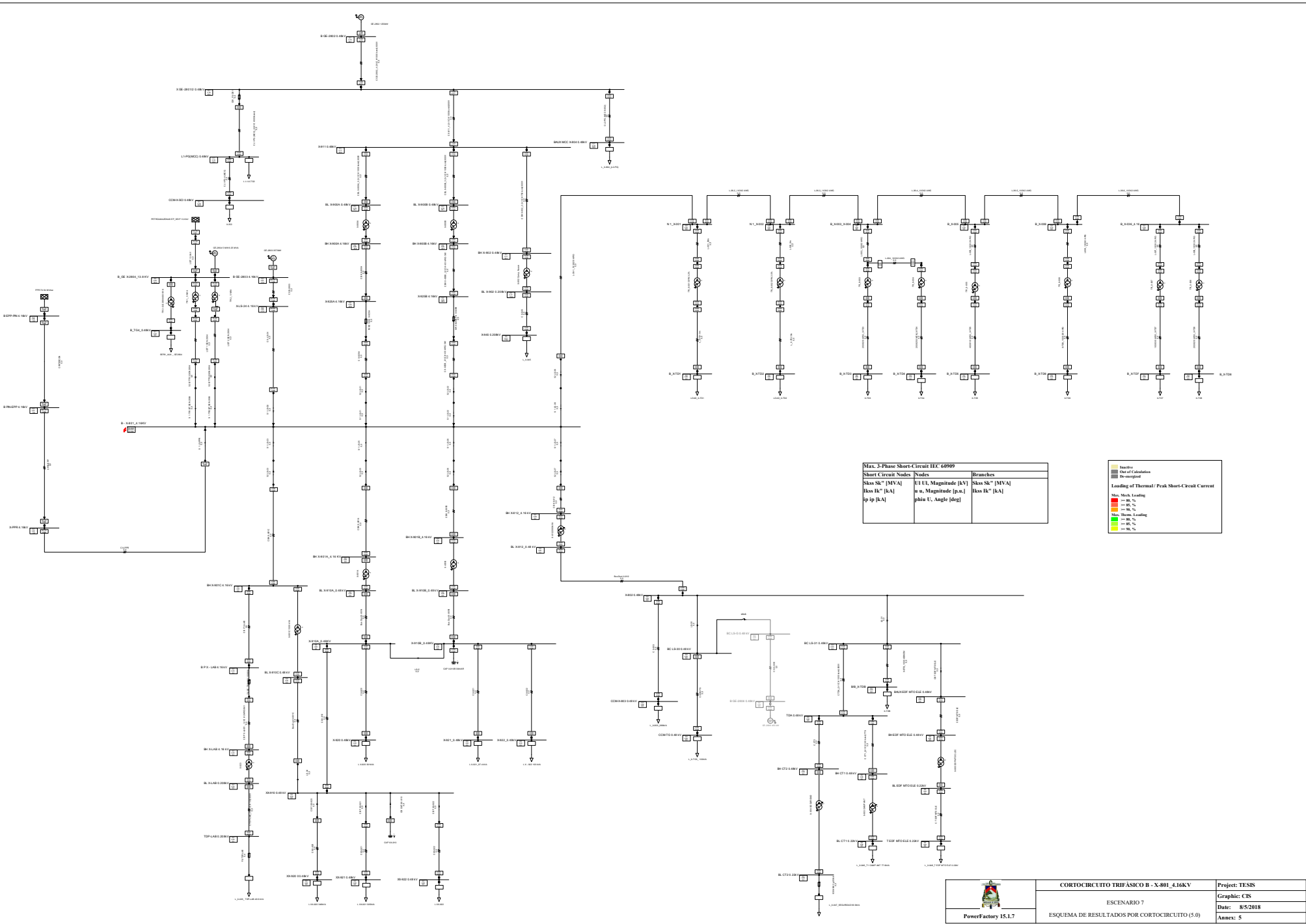
■ Inactive
■ Out of Calculation
■ Deactivated

Voltages / Loading

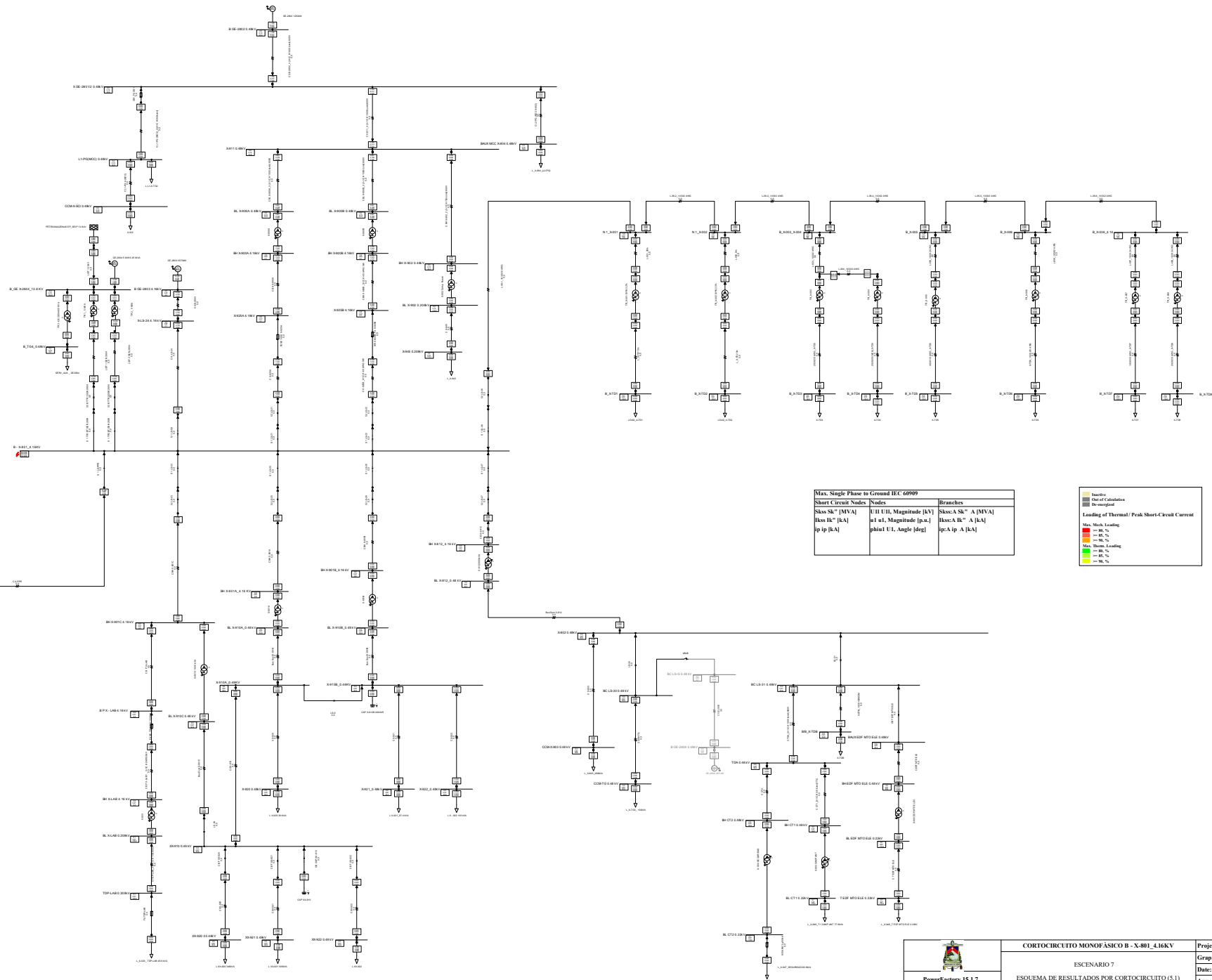
- Lower Voltage Range 1.0 p.u.
- 0.95 p.u.
- Lower Voltage Range 1.0 p.u.
- 1.05 p.u.
- Upper Voltage Range 1.1 p.u.
- 106.7%

 PowerFactory 15.1.7	FLUJO DE POTENCIA	Project: TESIS
	ESCENARIO 9	Graphic: CIS
	ESQUEMA DE RESULTADOS DE FLUJO DE POTENCIA	Date: 8/4/2018
		Annex: 4

ANEXO 5




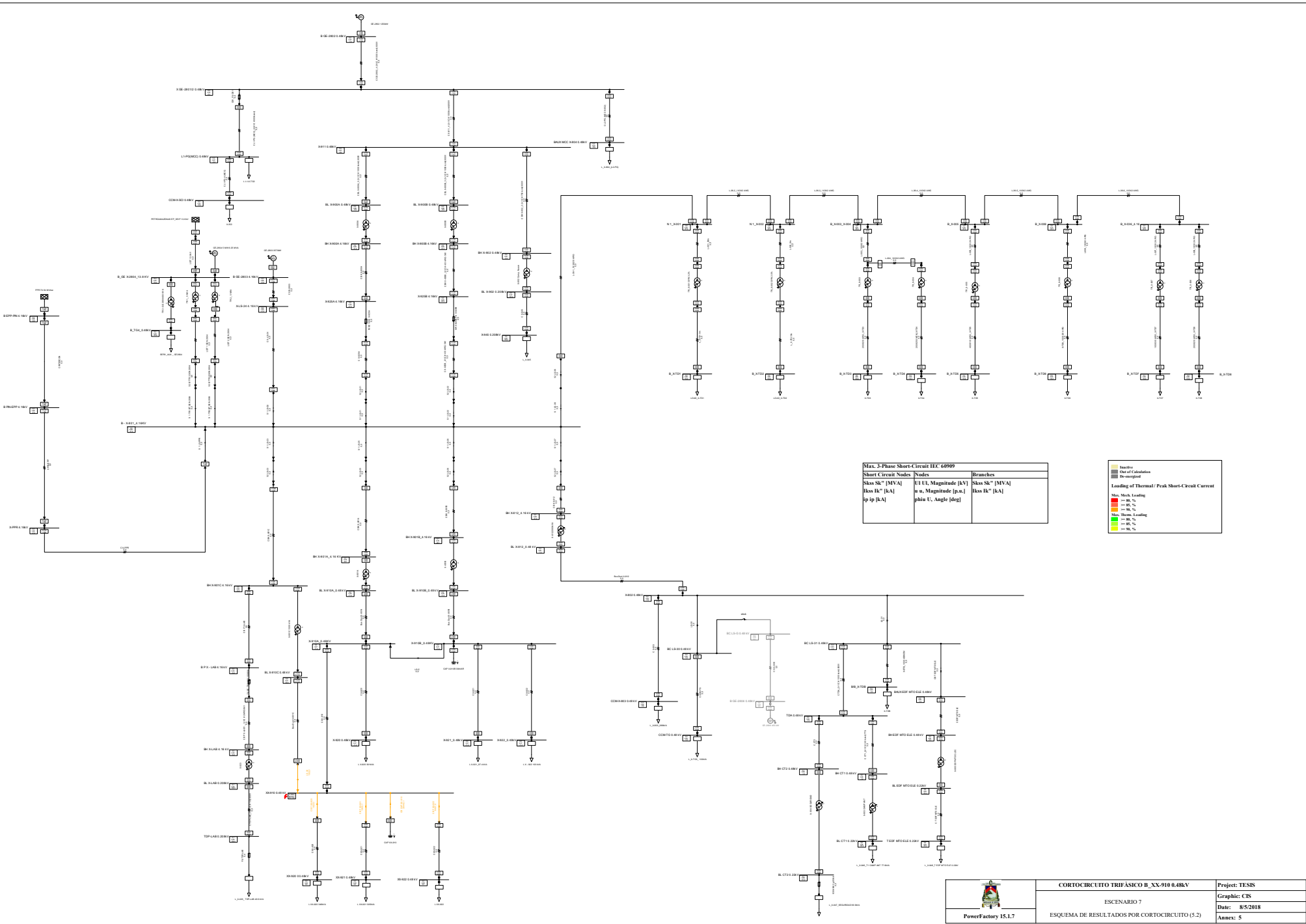
CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO B - X-801_416kV		Project: TESIS
ESCENARIO 7		Graphic: CIS
ESQUEMA DE RESULTADOS POR CORTOCIRCUITO (5.0)		Date: 8/5/2018
		Annex: 5



Max. Single Phase to Ground IEC 60909			
Short Circuit Nodes		Branches	
Isc SC'' [MVA]	I1 UI, Magnitude [kV]	Isc SC'' A [MVA]	
Isc IC'' [kA]	ip [kA]	Isc IC'' A [kA]	ip A [kA]
	I1 UI, Magnitude [p.u.]		phi1 UI, Angle [deg]

Loading of Thermal/ Peak Short-Circuit Current	
I1	0% - 10%
I2	10% - 20%
I3	20% - 30%
I4	30% - 40%
I5	40% - 50%

	CORTOCIRCUITO MONOFASICO B - X-801_416KV	Project: TESIS
	ESCENARIO 7	Graphic: CIS
	ESQUEMA DE RESULTADOS POR CORTOCIRCUITO (5.1)	Date: 8/5/2018
		Annex: 5



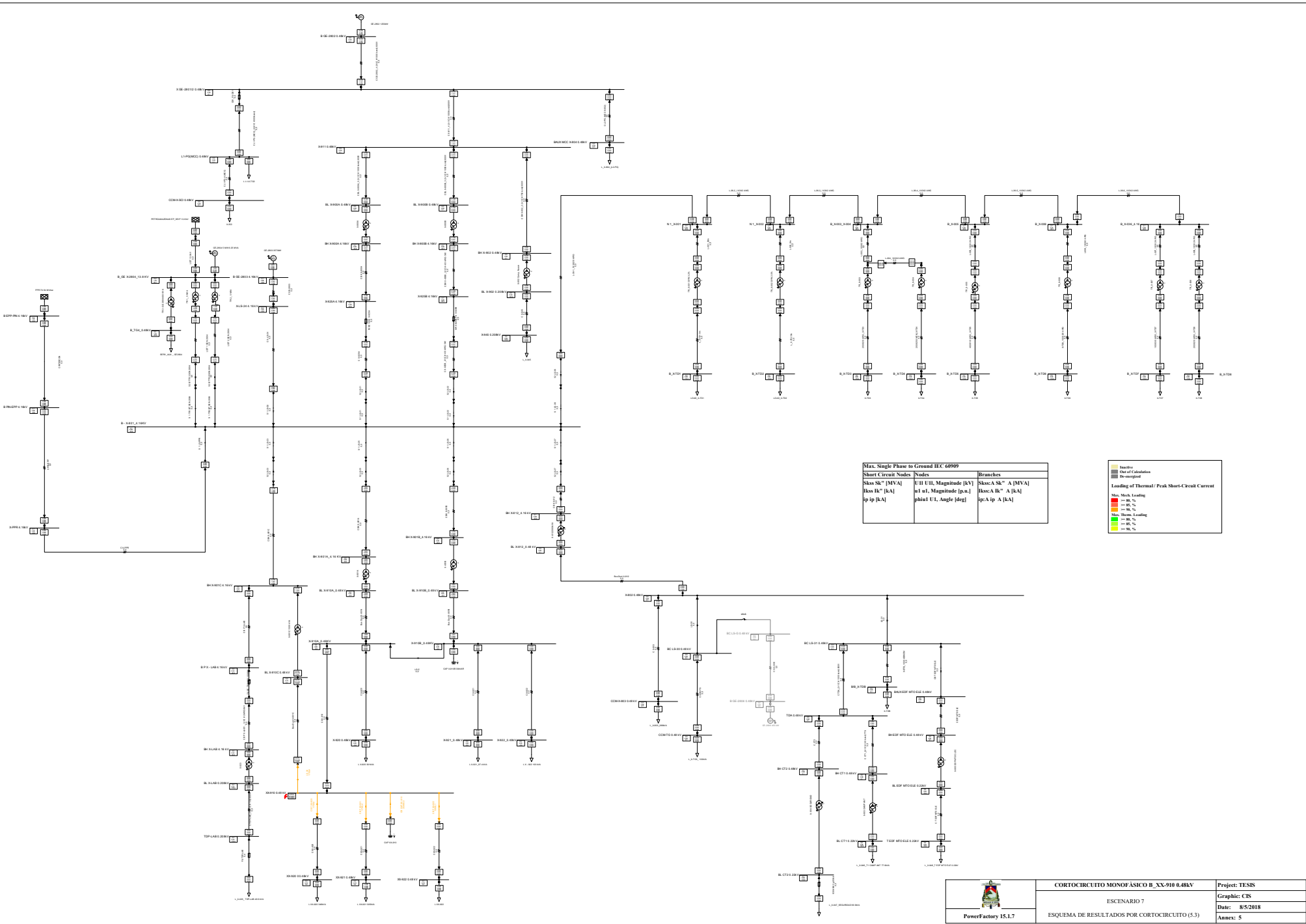
Max. 3-Phase Short-Circuit IEC 60909

Short Circuit Nodes	Branches
Size SK ³ [MVA]	Size SK ³ [MVA]
I _{sc} U _n Magnitude [kV]	I _{sc} U _n Magnitude [kV]
I _{sc} I _k [kA]	I _{sc} I _k [kA]
I _p [kA]	phi U _n Angle [deg]

■ Status
■ Out of Calculation
■ In-Service
Loading of Thermal/ Peak Short-Circuit Current
■ Max. Therm. Loading
■ Min. Therm. Loading
■ Max. Therm. Loading
■ Min. Therm. Loading



CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO B_XX-910 0.48kV		Project: TESIS
ESCENARIO 7		Graphic: CIS
ESQUEMA DE RESULTADOS POR CORTOCIRCUITO (5.2)		Date: 8/5/2018
		Annex: 5



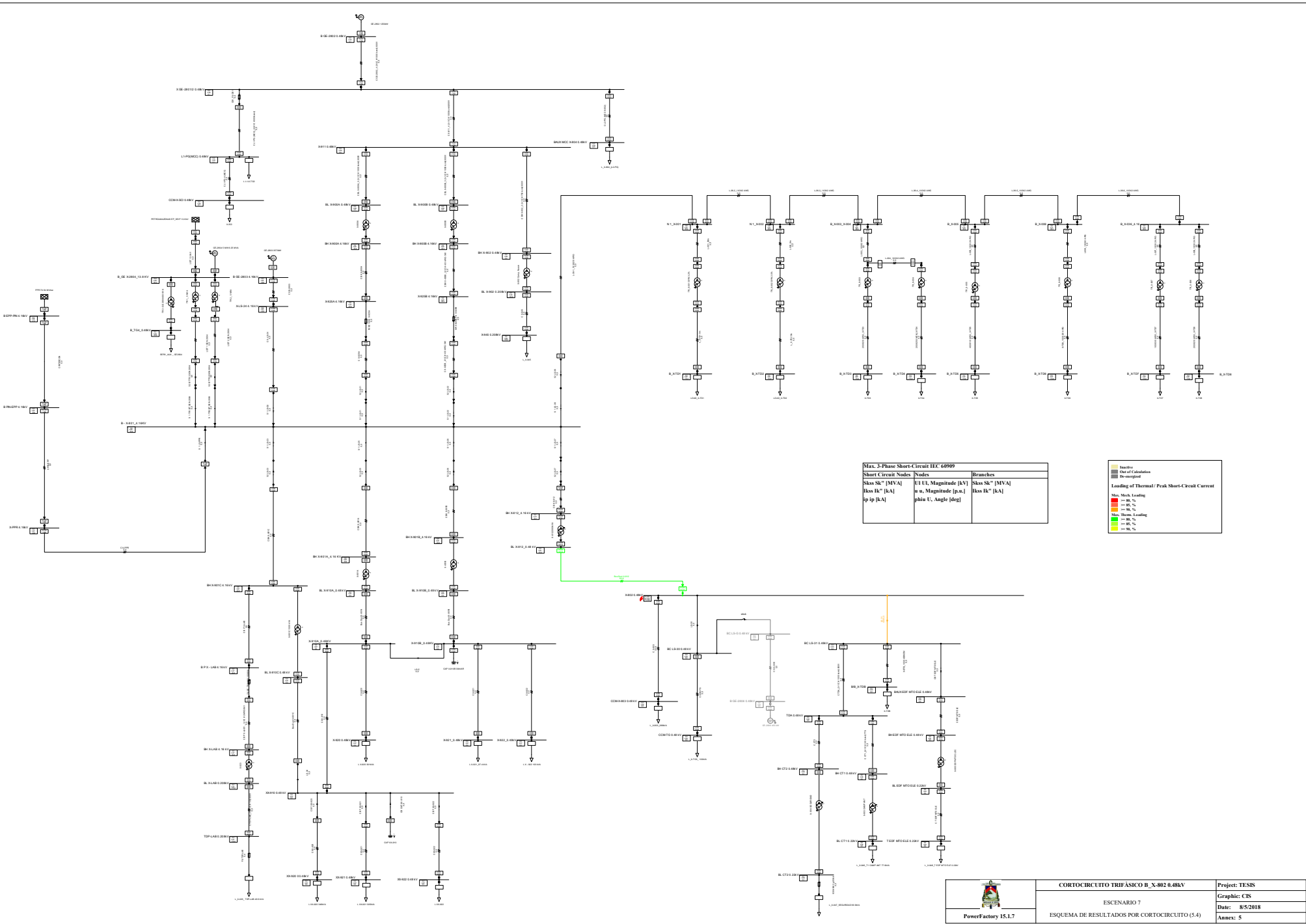
Max. Single Phase to Ground IEC 60909

Short Circuit Nodes	Branches
Sksc SK" [MVA]	U-I UI1 Magnitude [kV]
Ipsc IK" [kA]	Sksc A SK" A [MVA]
ip ip [kA]	U-I U1 Magnitude [p.u.]
	Sksc A R" A [kA]
	ip: A ip A [kA]
	phi: A UI, Angle [deg]

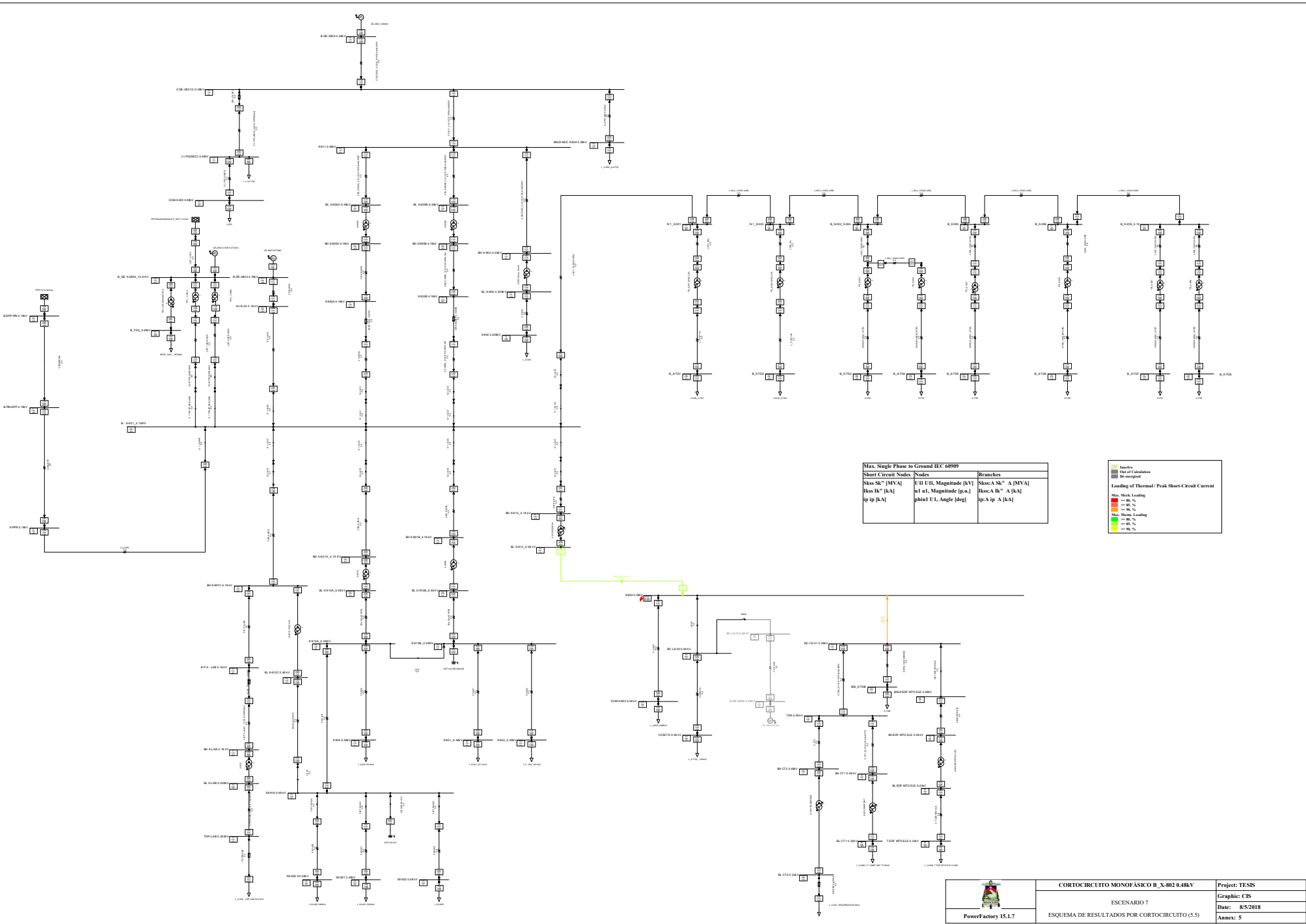
■ Source
■ Line of Calculation
■ Re-energized
Loading of Thermal/ Peak Short-Circuit Current
■ Max. Therm. Loading
■ 90%
■ 80%
■ Max. Therm. Loading
■ 90%
■ 80%



CORTOCIRCUITO MONOFASICO B_XX-910 0.48kV	Project: TESIS
ESCENARIO 7	Graphic: CIS
ESQUEMA DE RESULTADOS POR CORTOCIRCUITO (5.3)	Date: 8/5/2018
	Annex: 5



CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO B_X-802 0.48kV		Project: TESIS
ESCENARIO 7		Graphic: CIS
ESQUEMA DE RESULTADOS POR CORTOCIRCUITO (5.4)		Date: 8/5/2018
		Annex: 5



Max. Single Phase to Ground IEC 60909

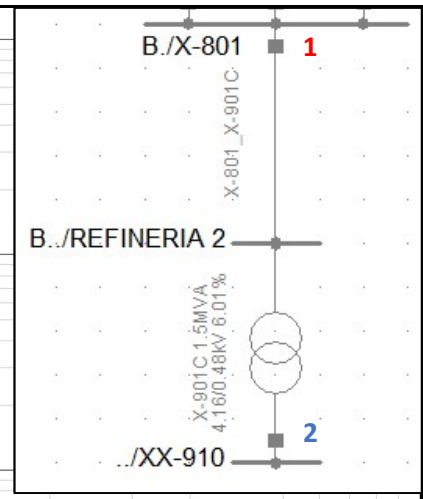
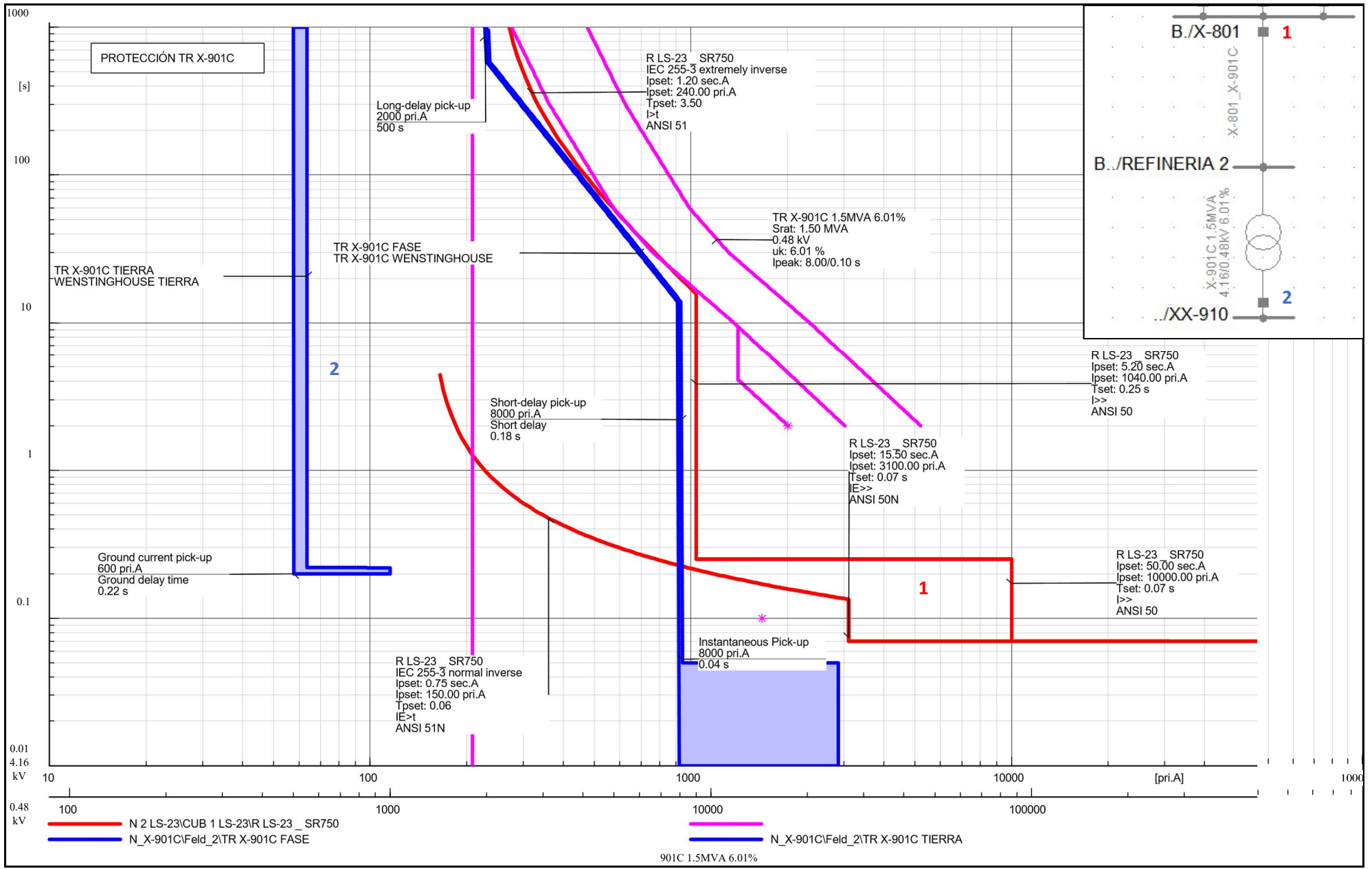
Short Circuit Nodes	Branches
Isc SC" [MVA]	I-I UI, Magnitude [kV]
Isc IC" [kA]	I-I UI, Magnitude [p.u.]
Ip [kA]	phi1 UI, Angle [deg]
	Isc A SC" A [MVA]
	Isc A IC" A [kA]
	Ip A Ip A [kA]

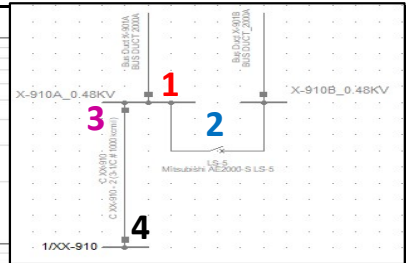
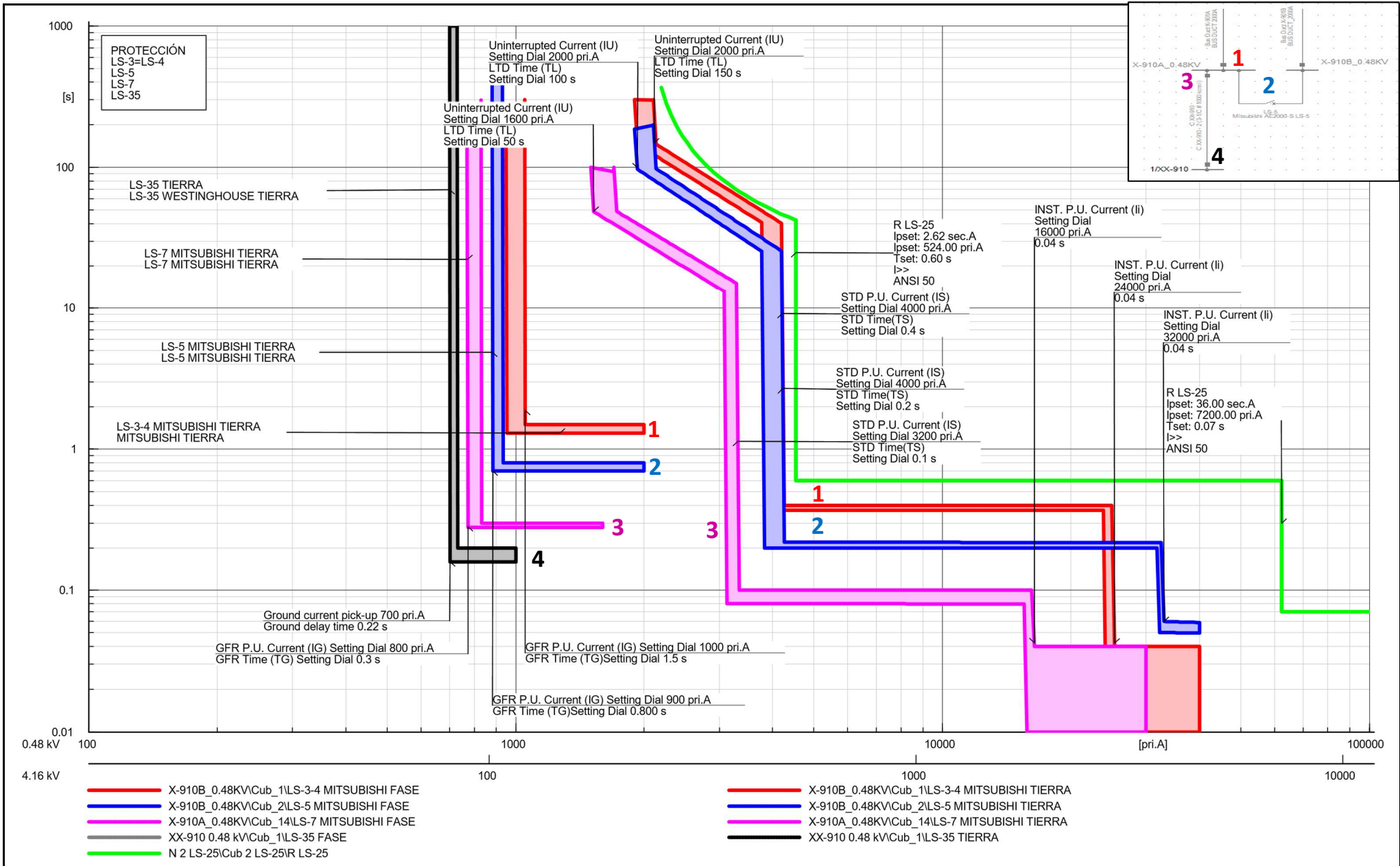
■ Busbar
■ Line of Calculation
■ Re-merged
Loading of Thermal/ Peak Short-Circuit Current
■ 100%
■ 75%
■ 50%
■ 25%
■ 0%

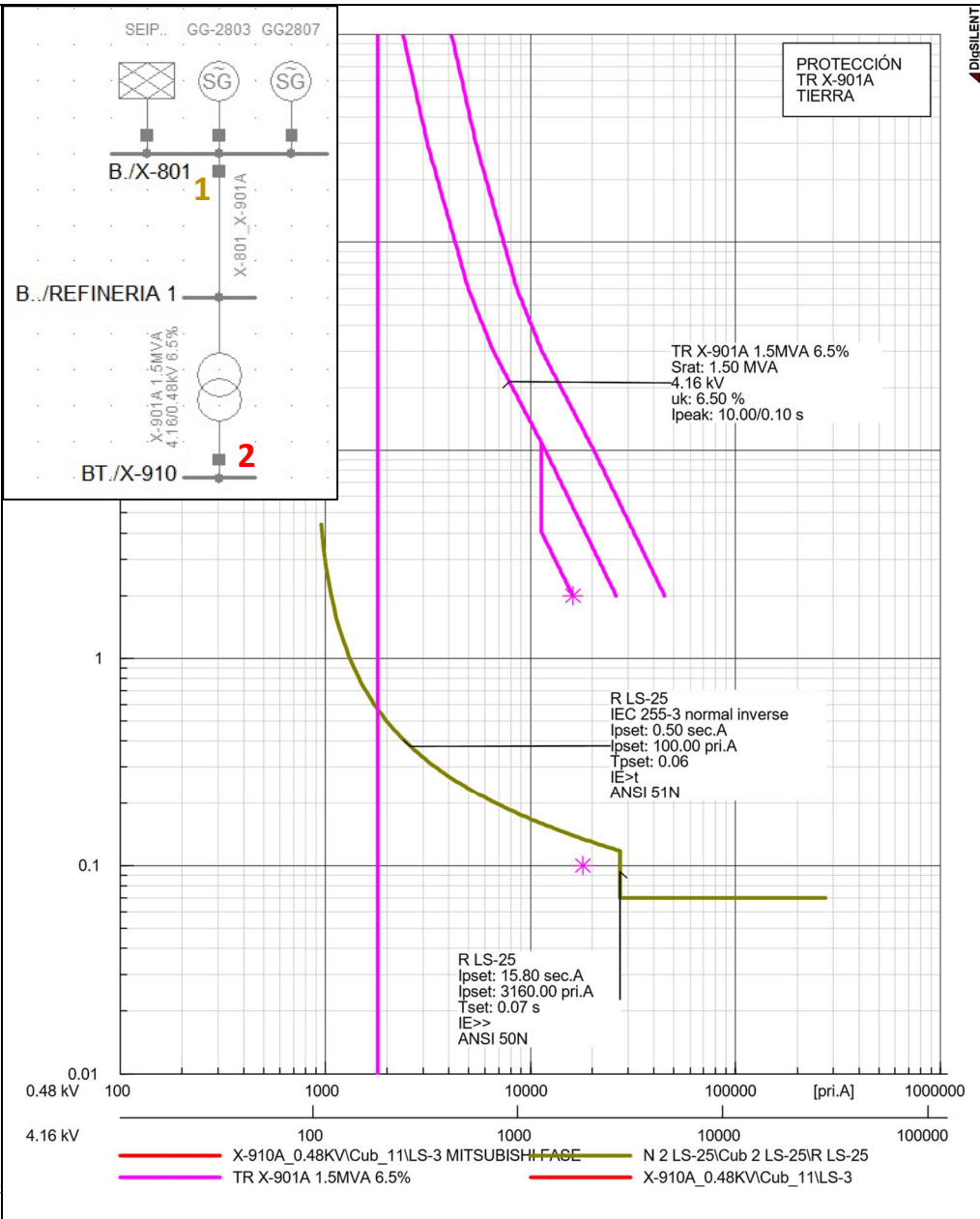
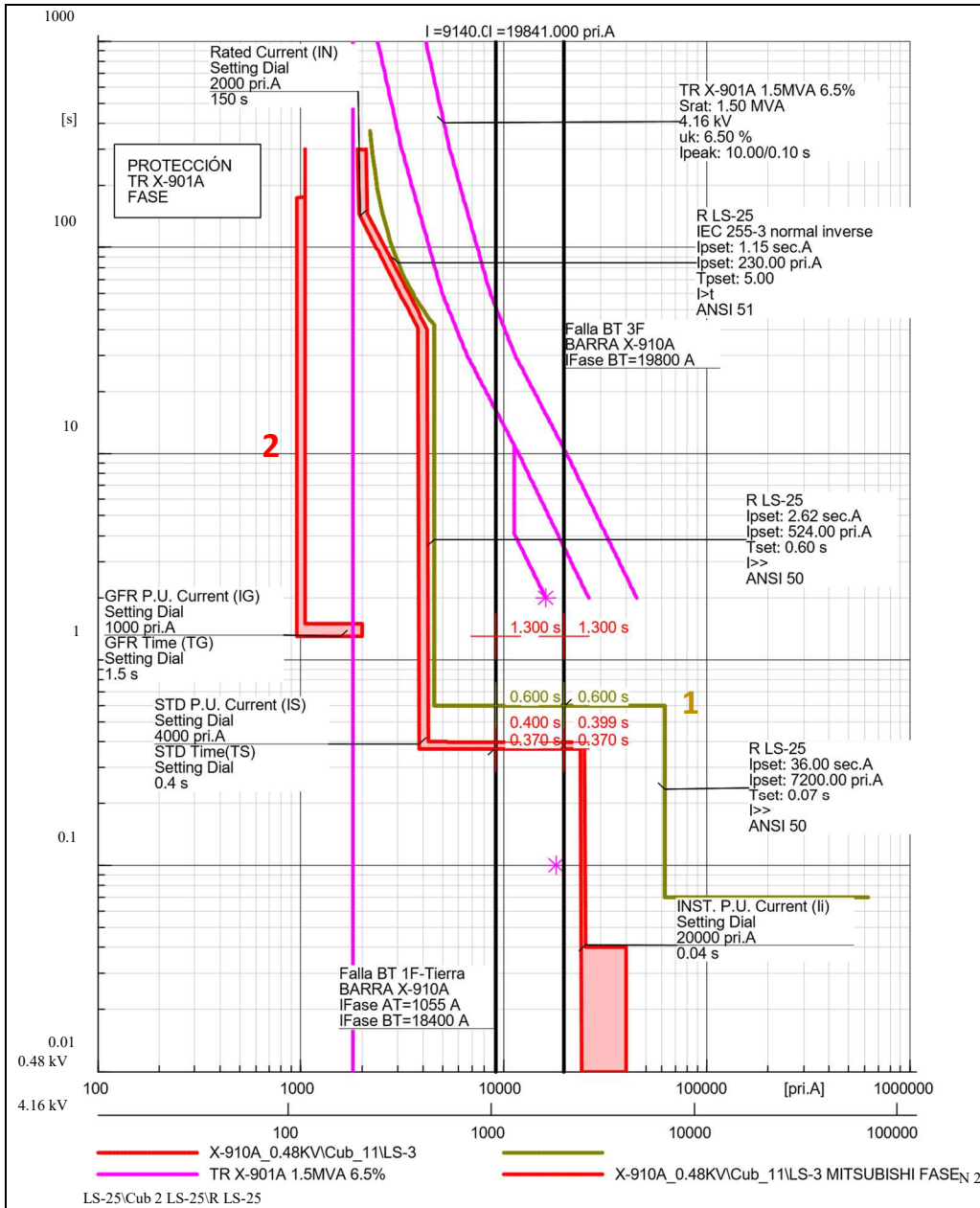


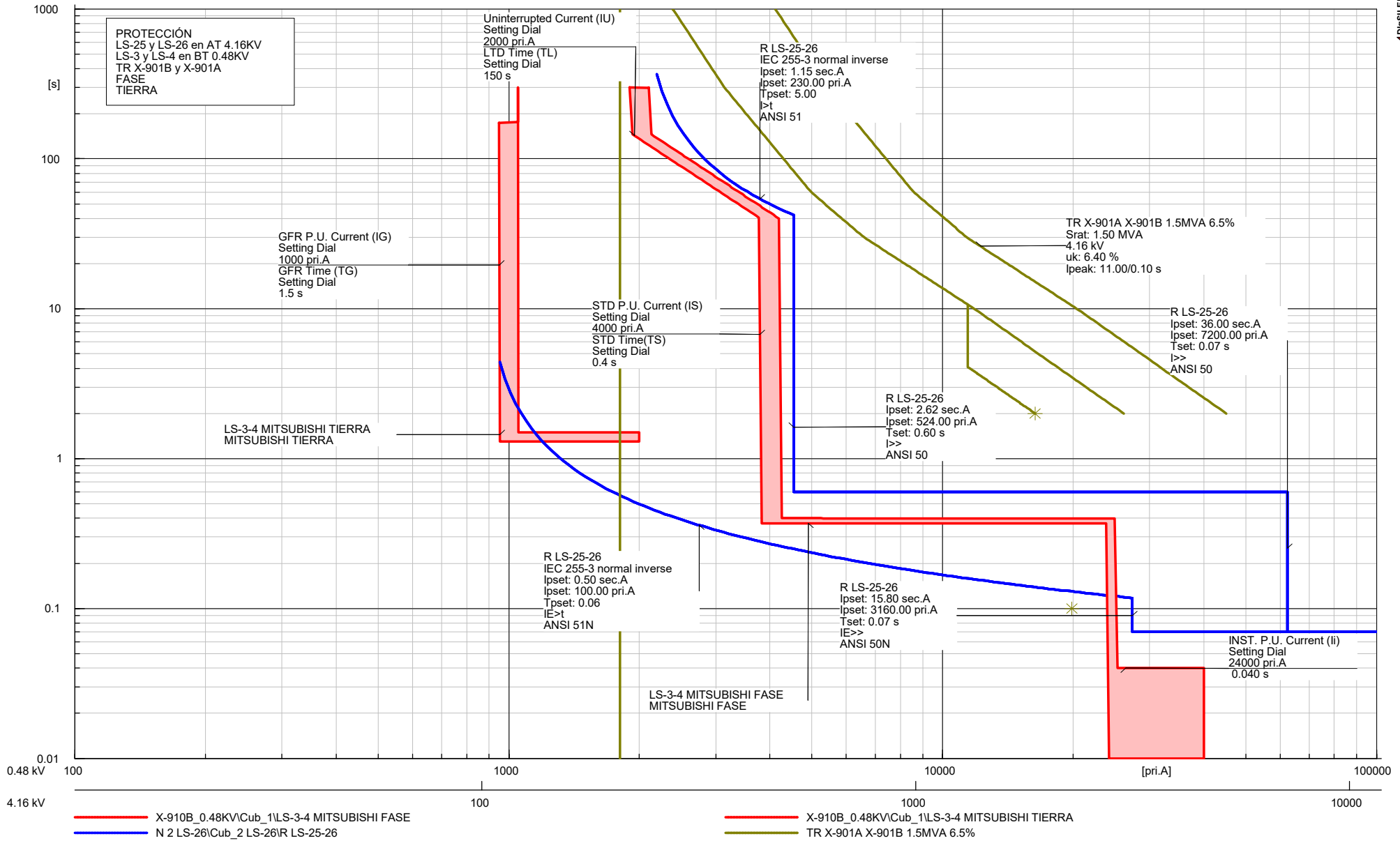
CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO B_X-802 0.48kV	Project: TESIS
ESCUENARIO 7	Graphic: CIS
ESQUEMA DE RESULTADOS POR CORTOCIRCUITO (5.5)	Date: 8/5/2018
	Annex: 5

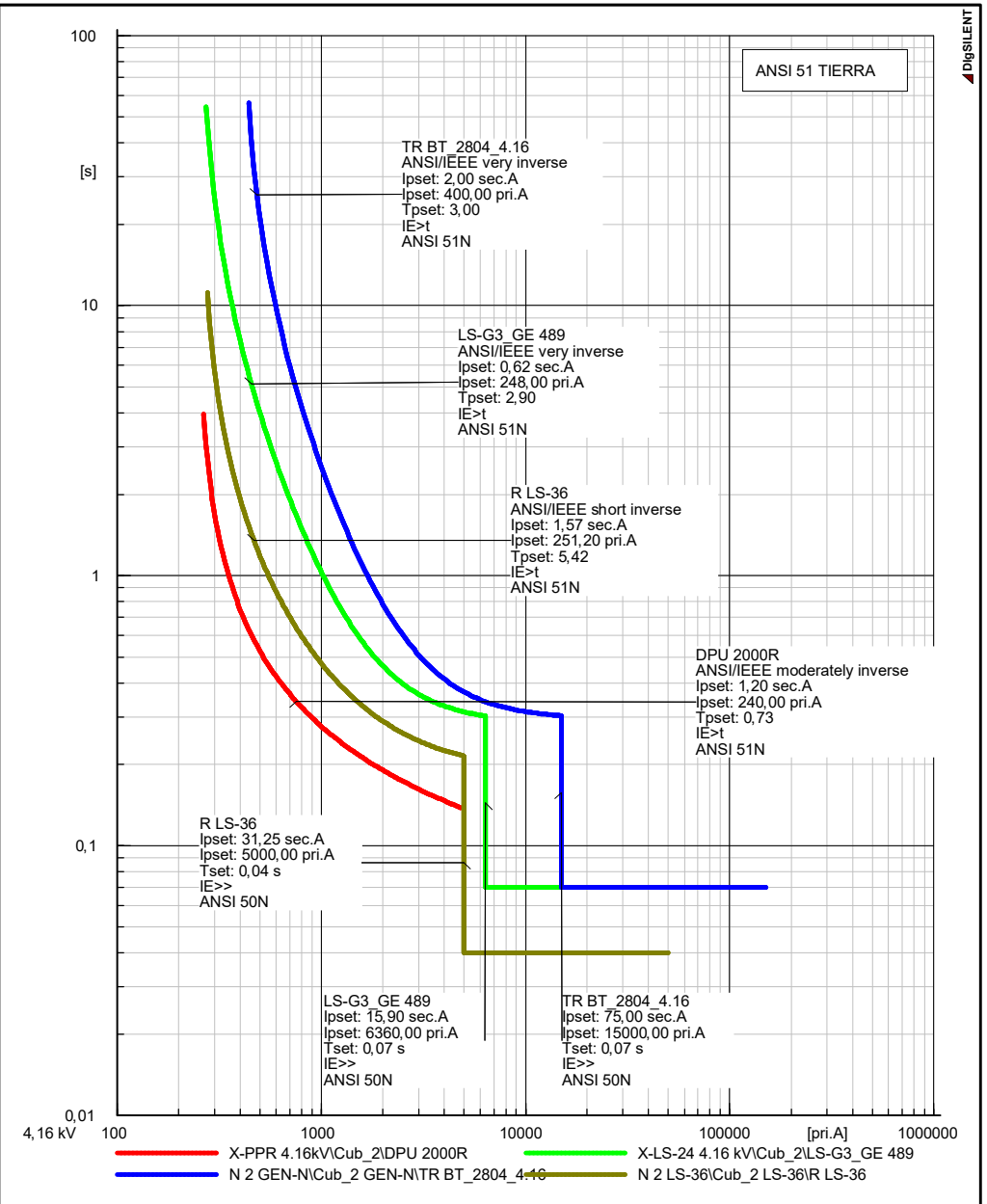
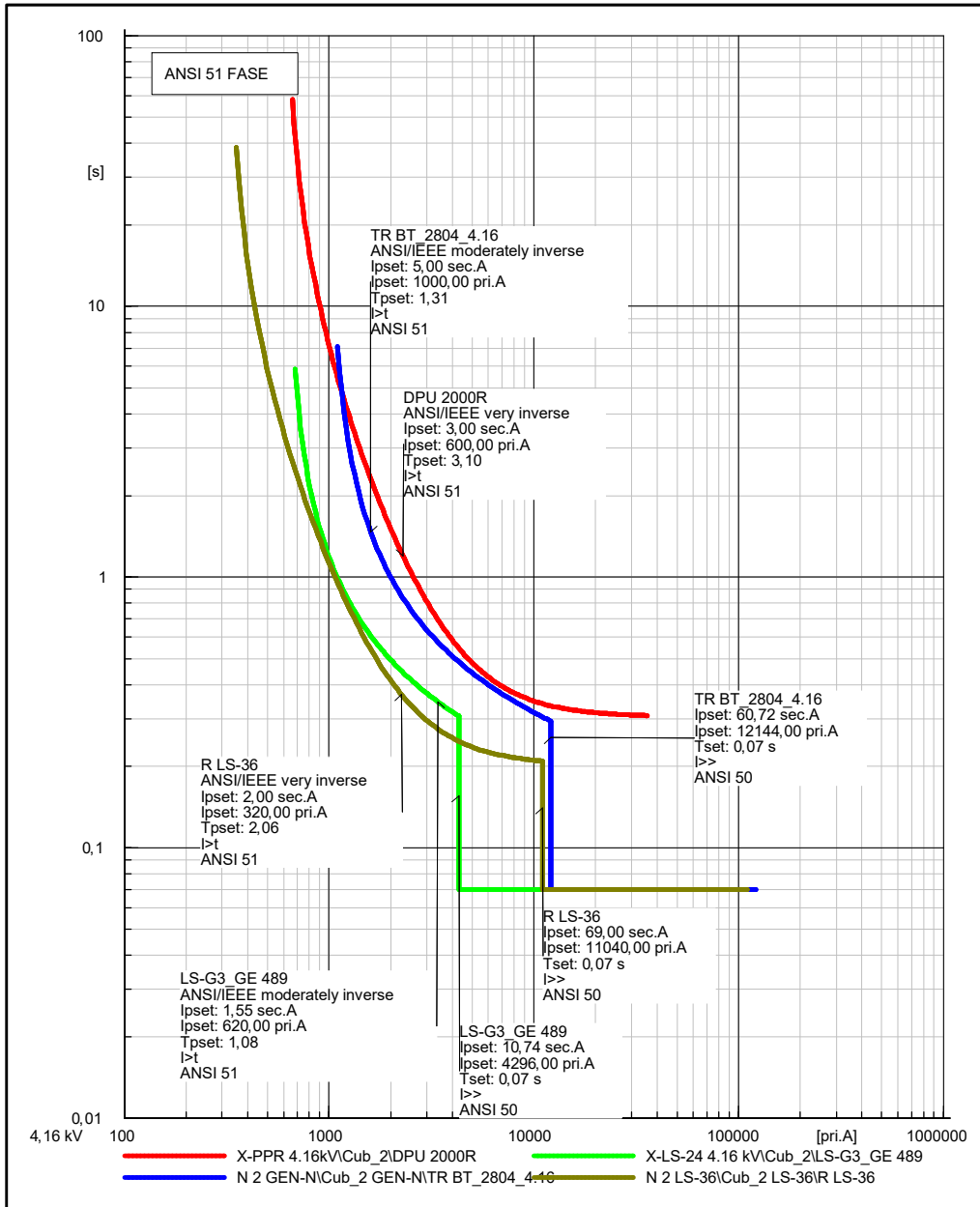
ANEXO 6

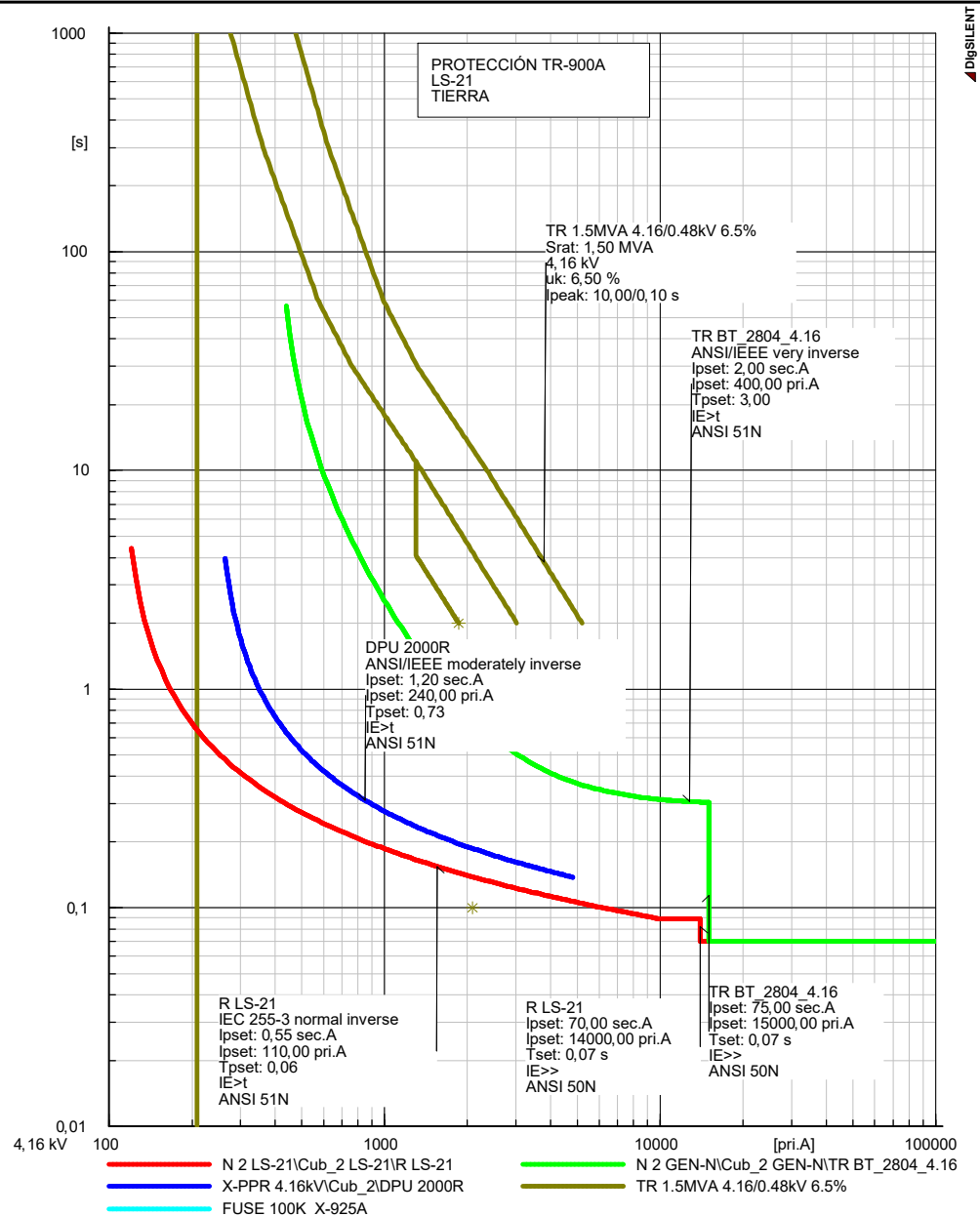
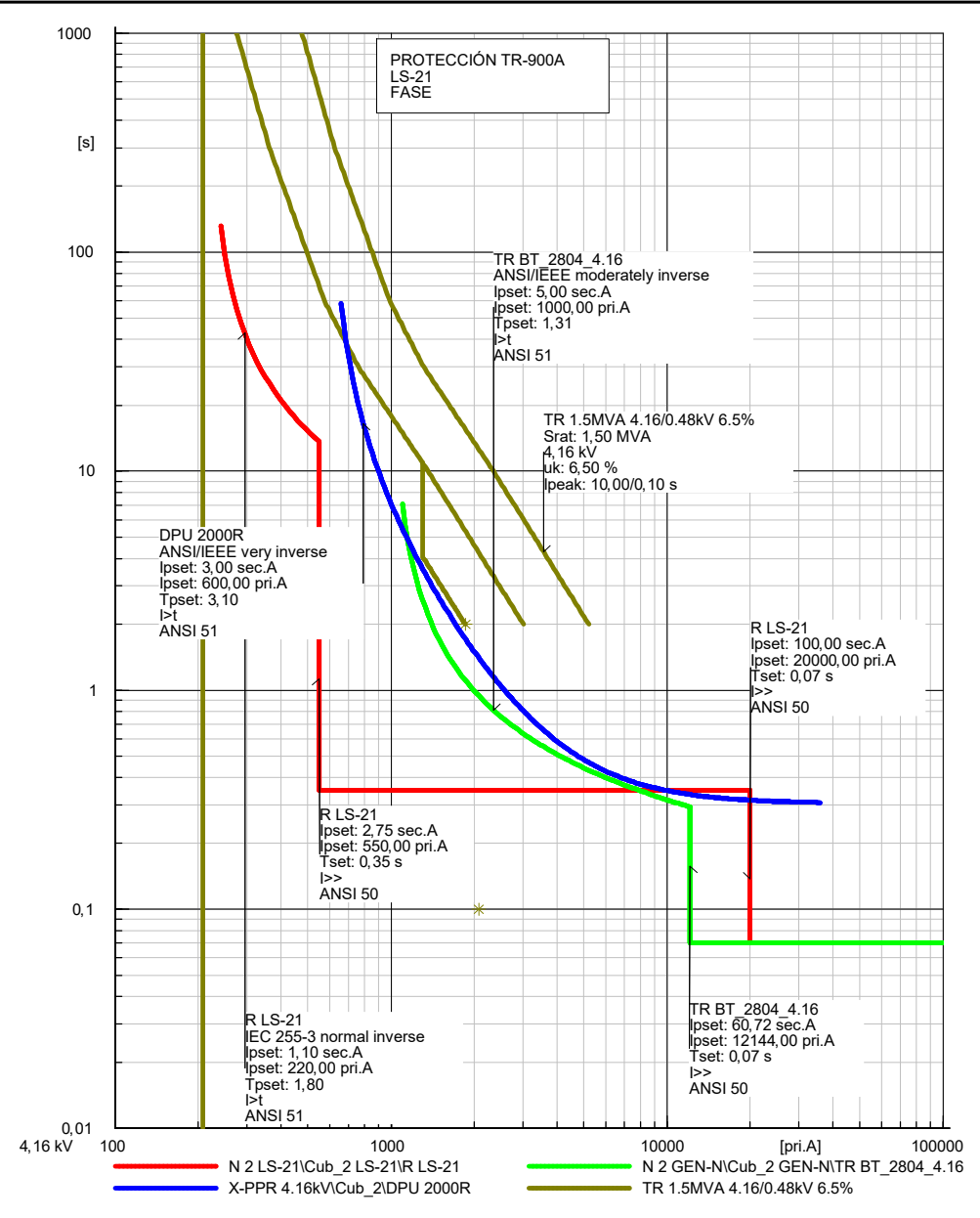












COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA REFINERÍA SHUSHUFINDI

RONALD VICENTE APOLO ARMIJOS

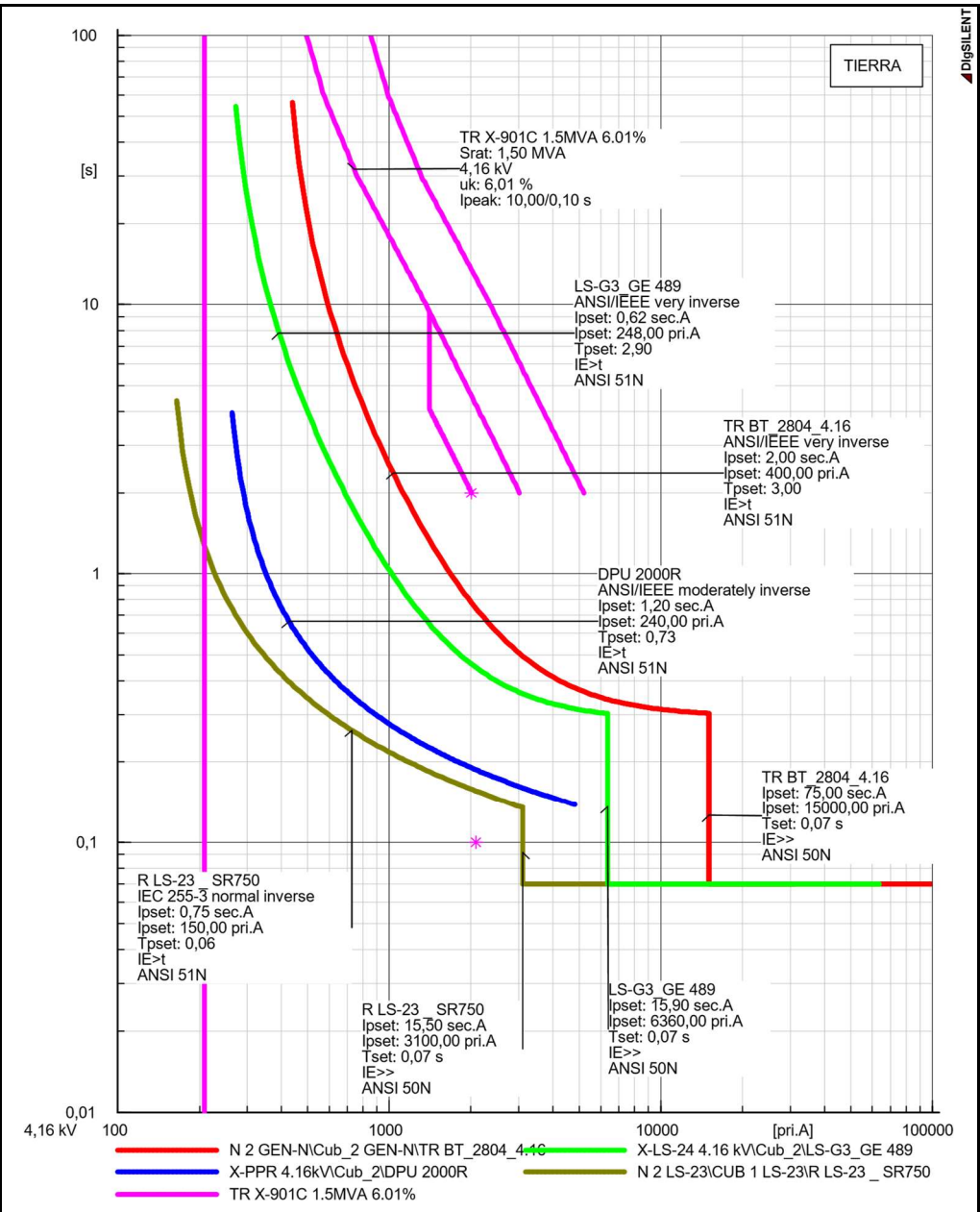
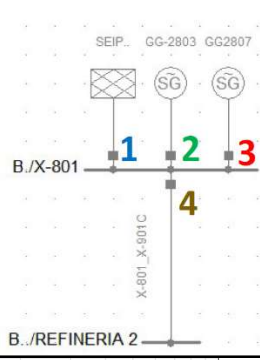
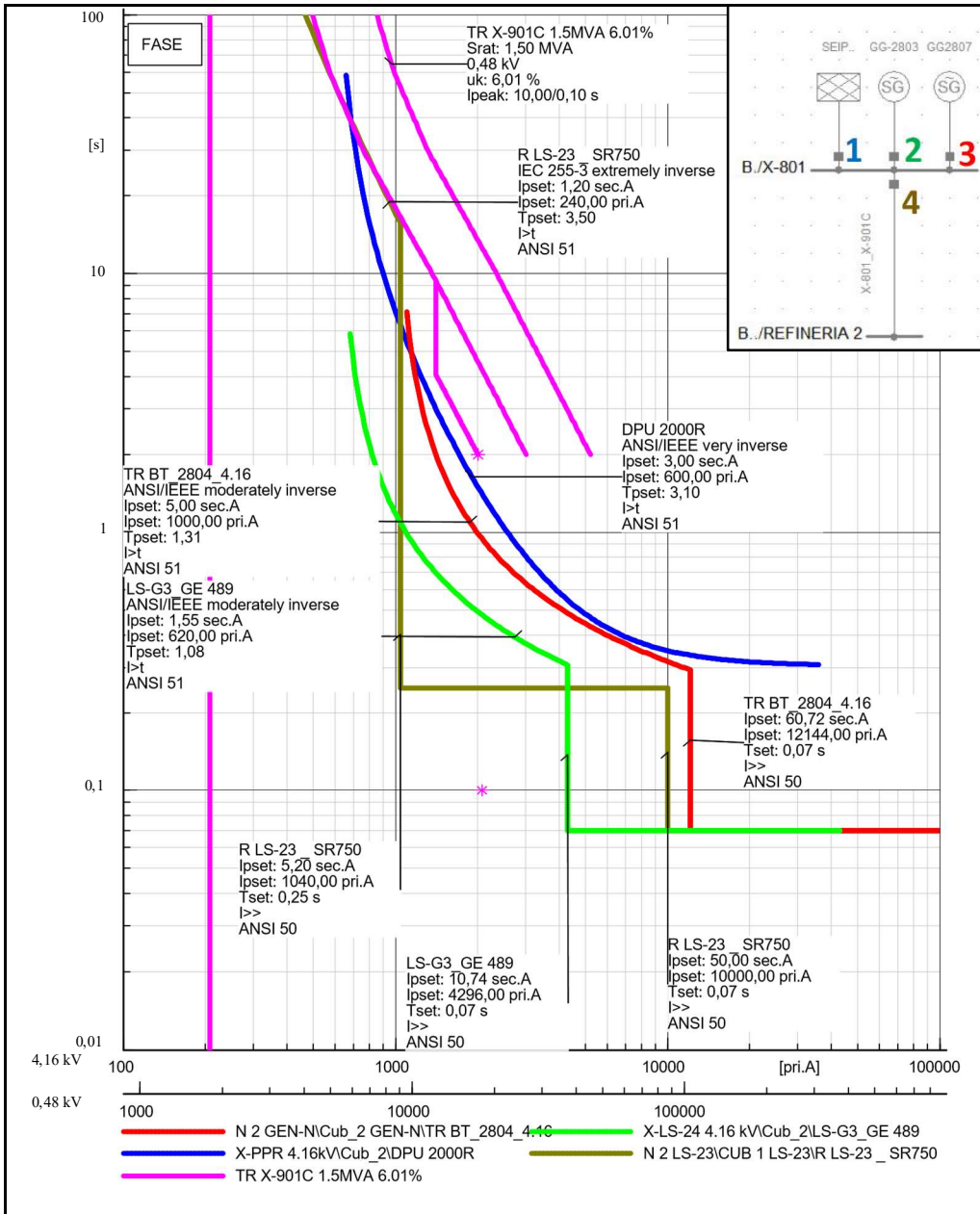
GEOVANNY ENRIQUE SIMBAÑA PULUPA

LS-21-22

Date: 8/8/2018

Annex: LS-21-22

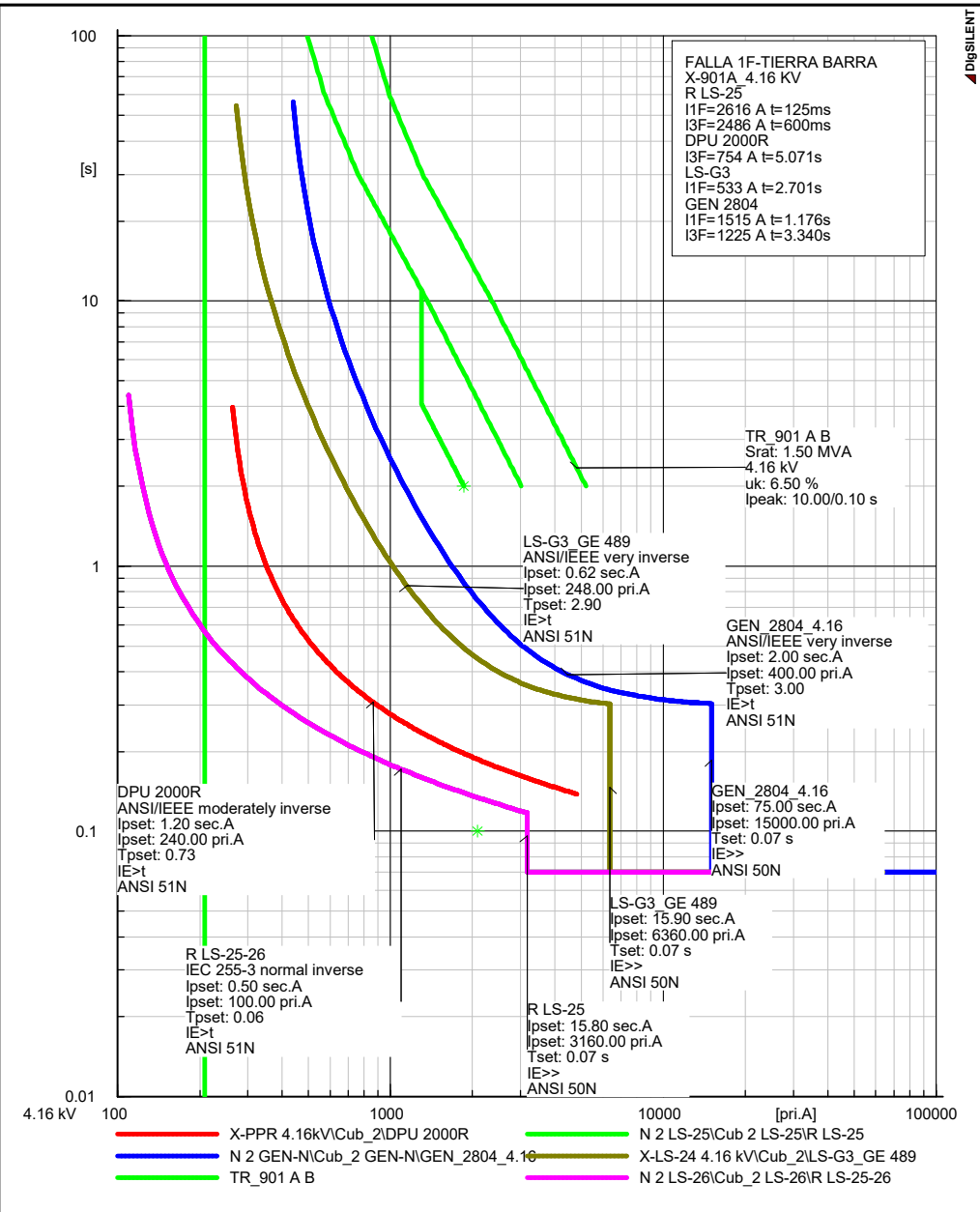
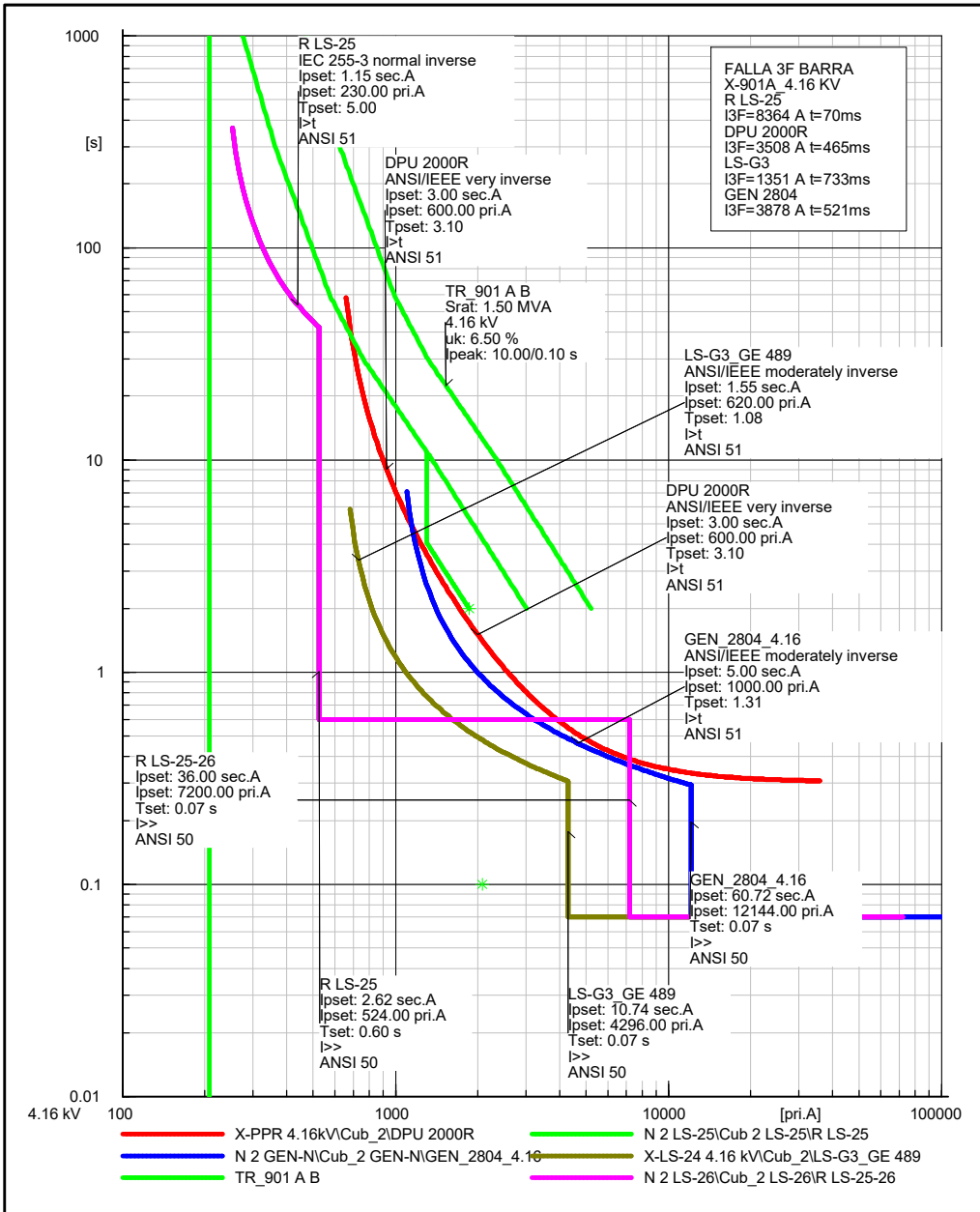




COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA REFINERÍA SHUSHUFINDI
 RONALD VICENTE APOLO ARMIJOS

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA REFINERÍA SHUSHUFINDI
 GEOVANNY ENRIQUE SIMBAÑA PULUPA

LS-23 Date: 8/8/2018
 Annex: LS-23



COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA REFINERÍA SHUSHUFINDI

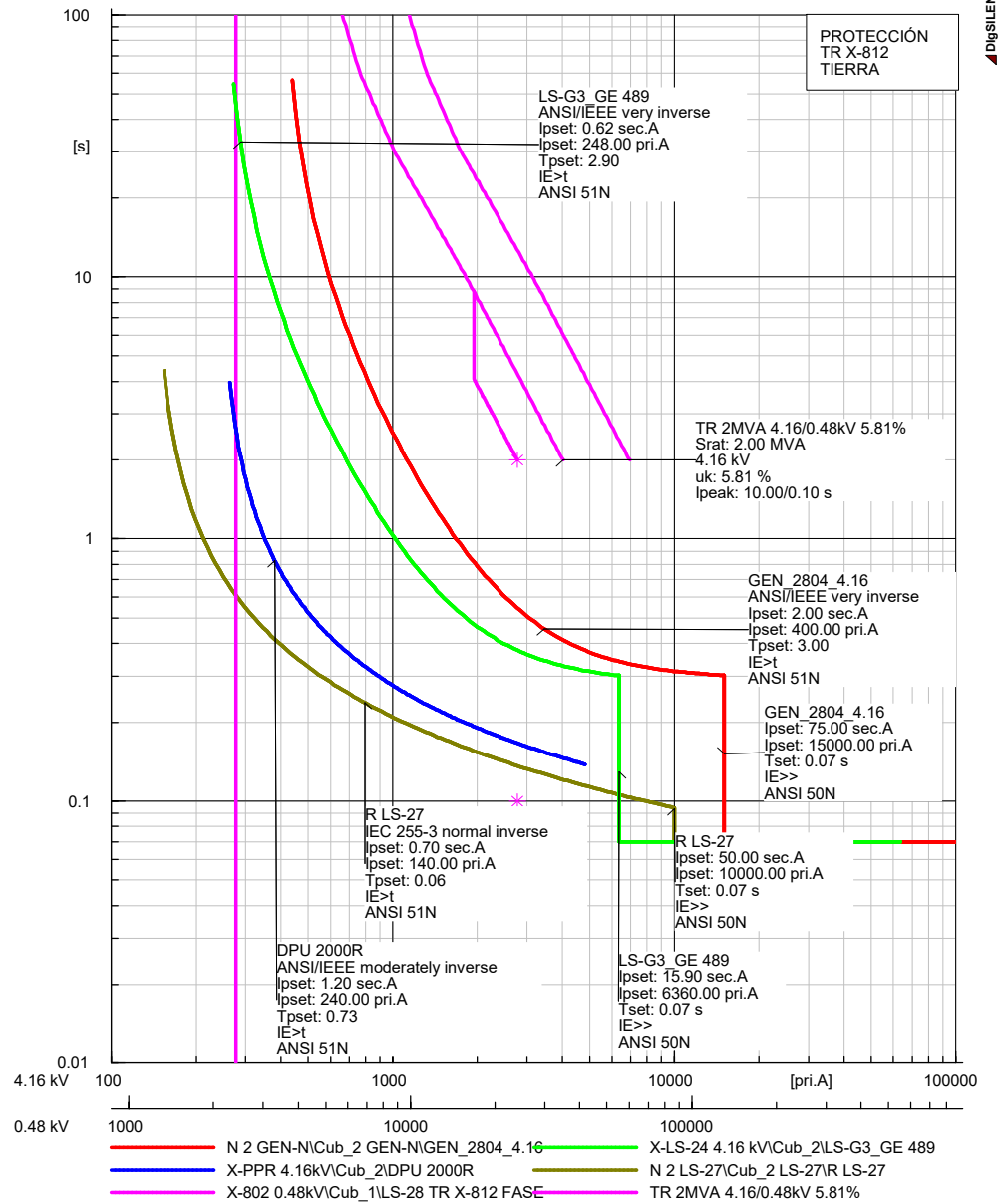
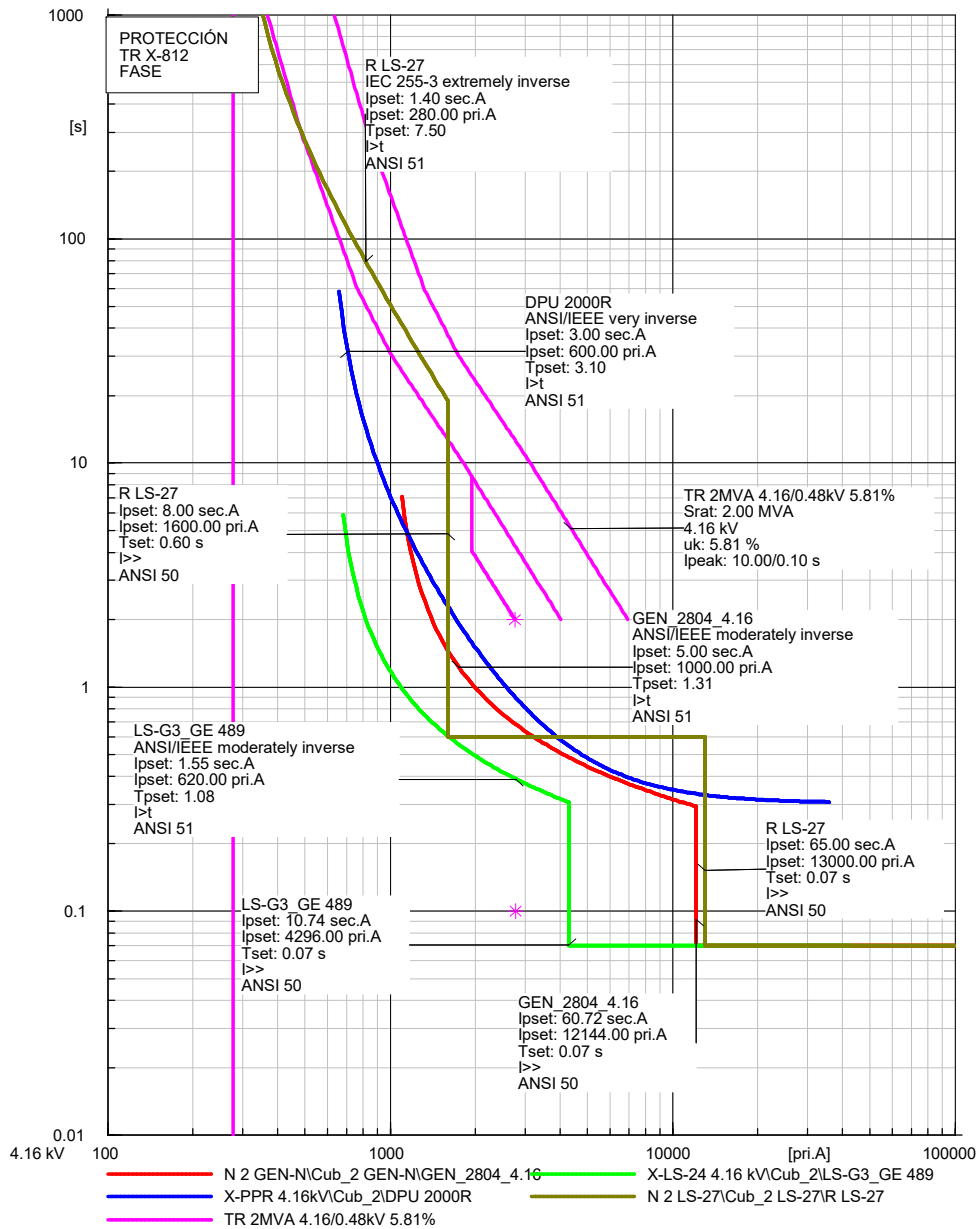
RONALD VICENTE APOLO ARMIJOS

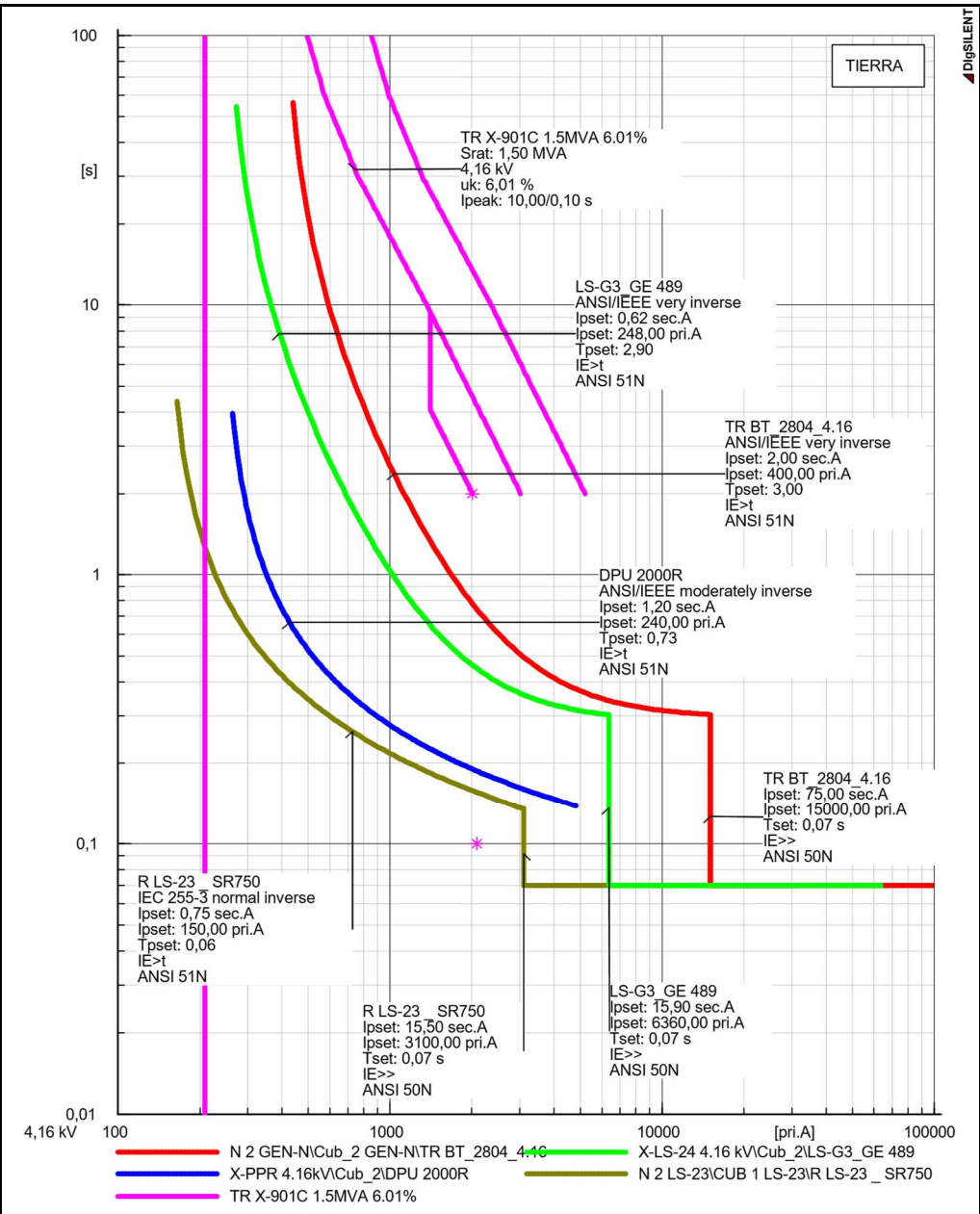
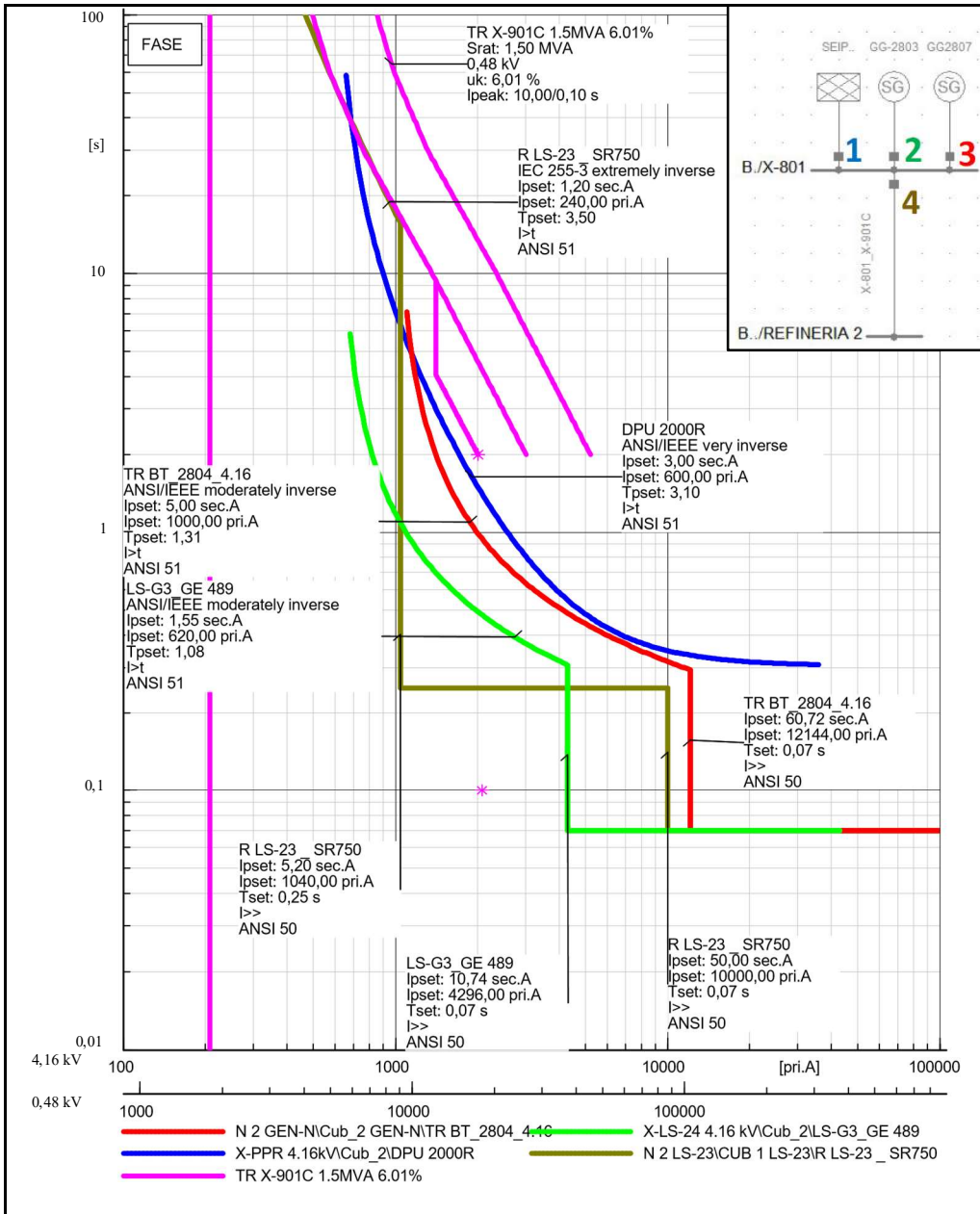
GEOVANNY ENRIQUE SIMBAÑA PULUPA

LS-25-26

Date: 7/26/2018

Annex: LS-25-26

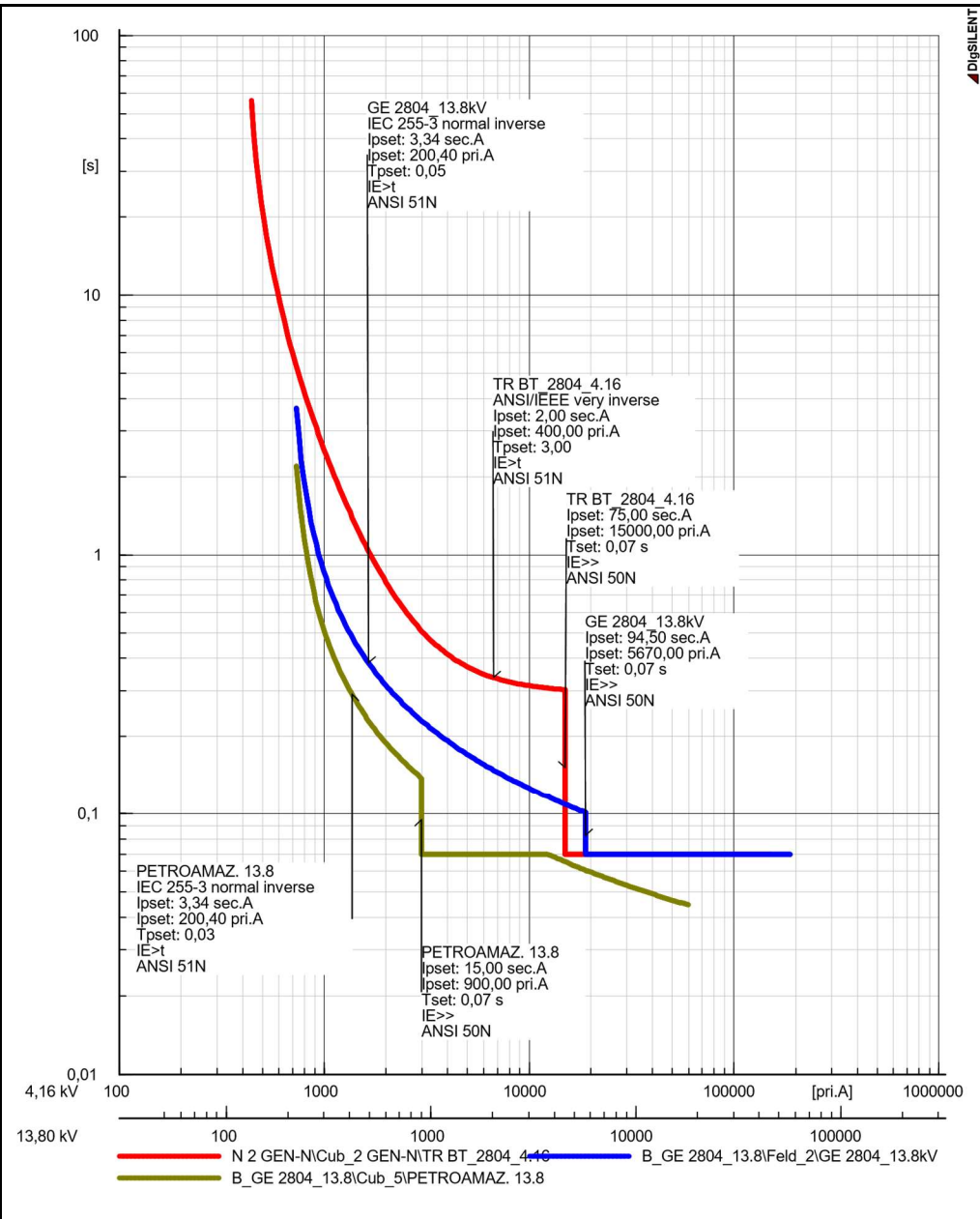
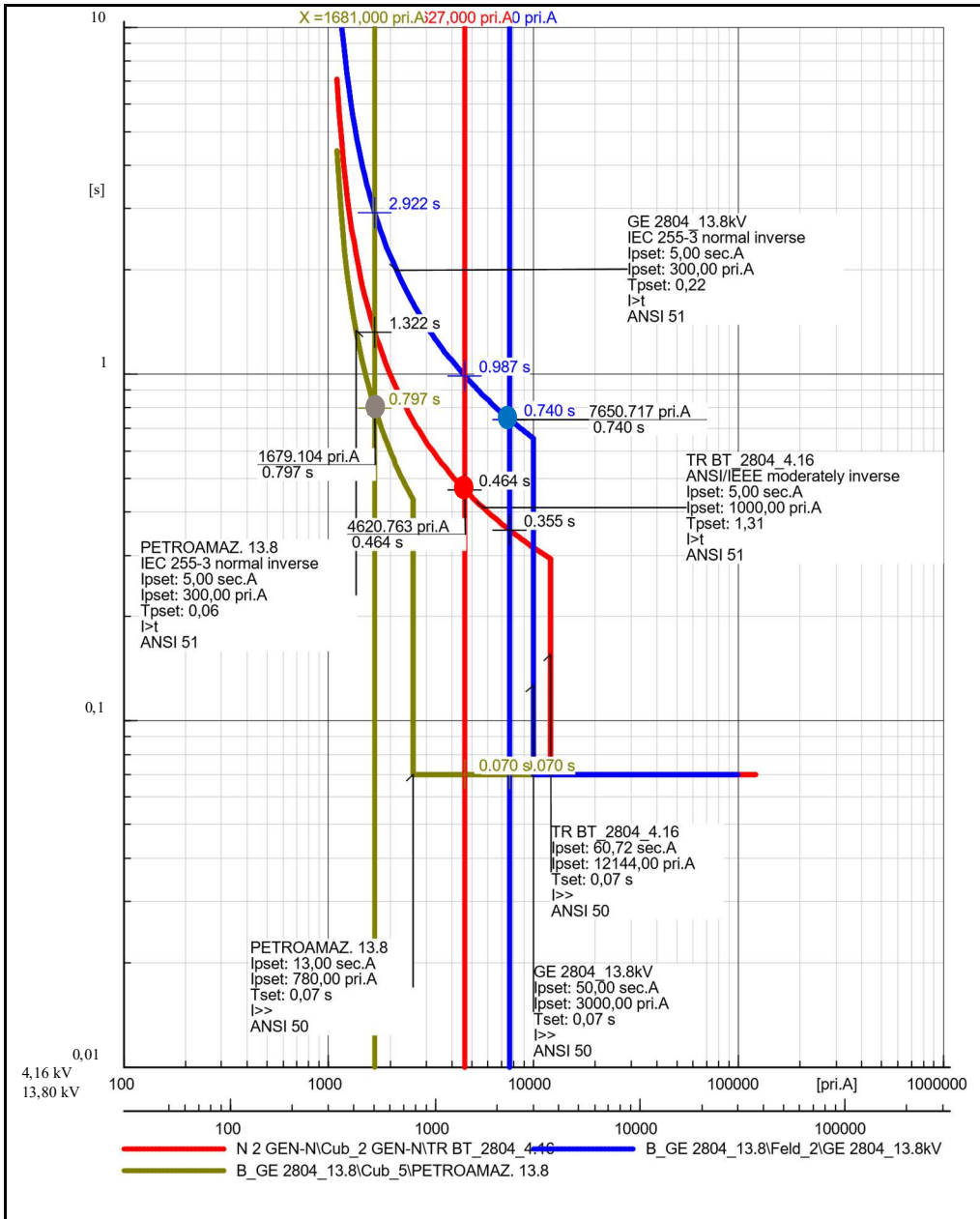


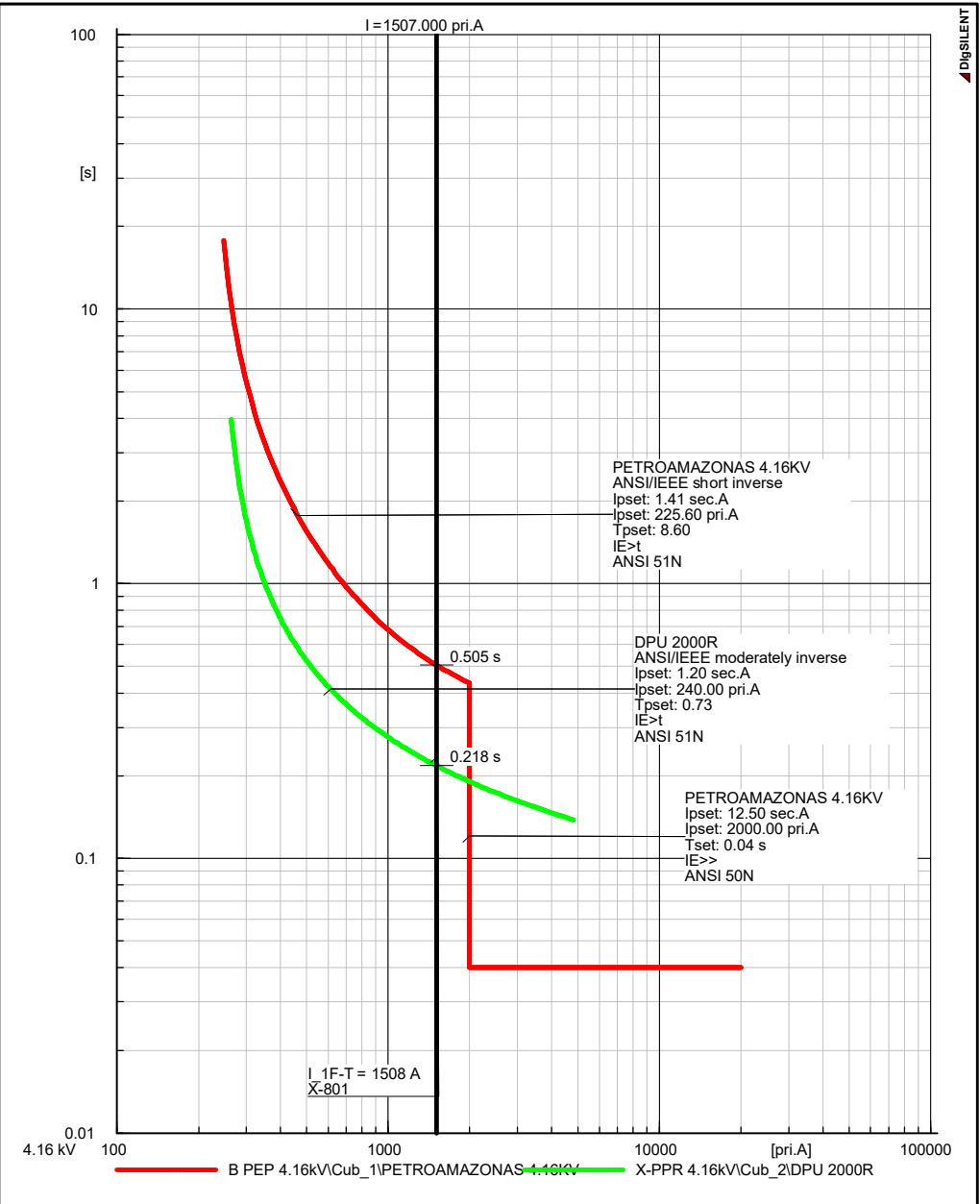
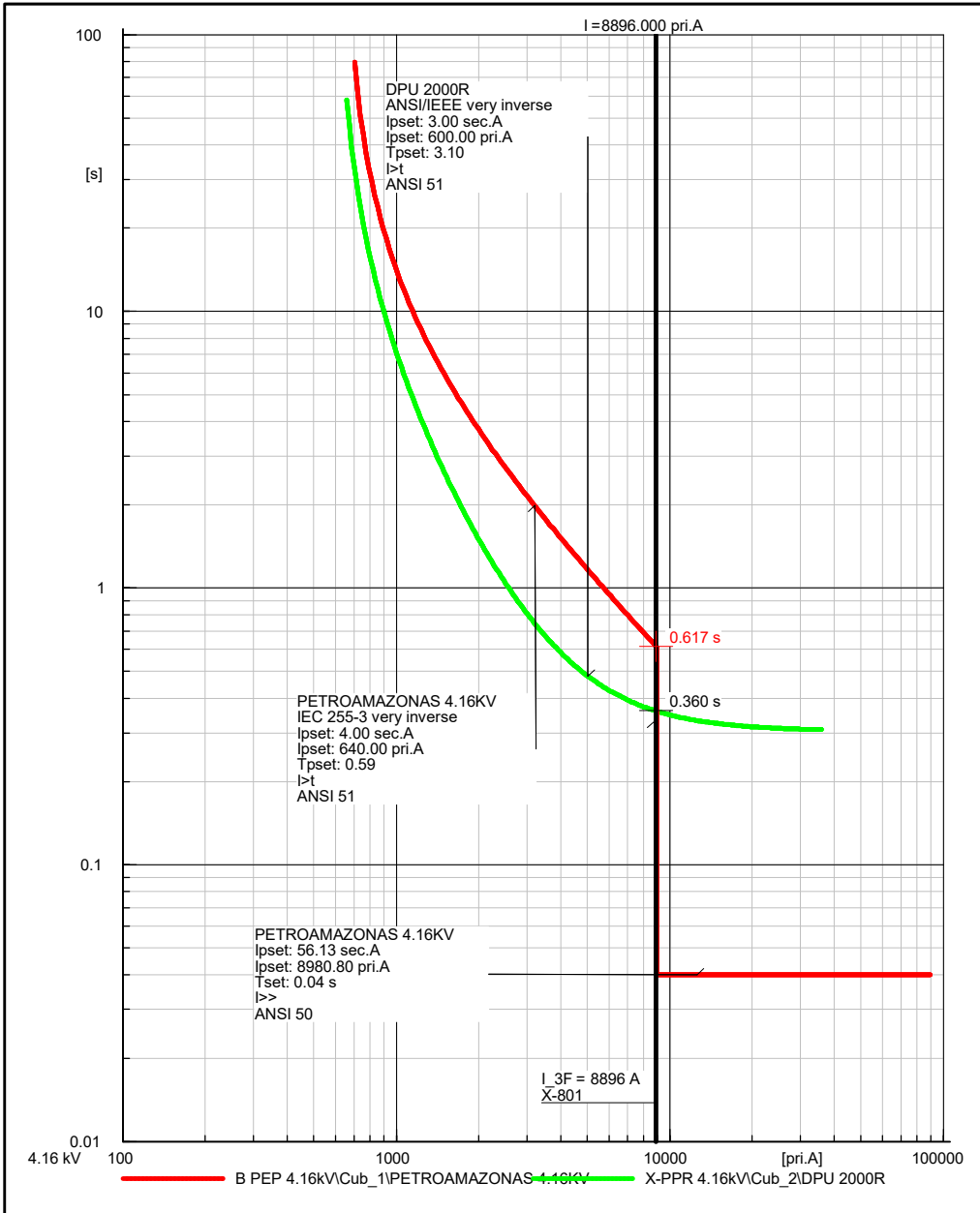


COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA REFINERÍA SHUSHUFINDI
RONALD VICENTE APOLO ARMIJOS

GEOVANNY ENRIQUE SIMBAÑA PULUPA

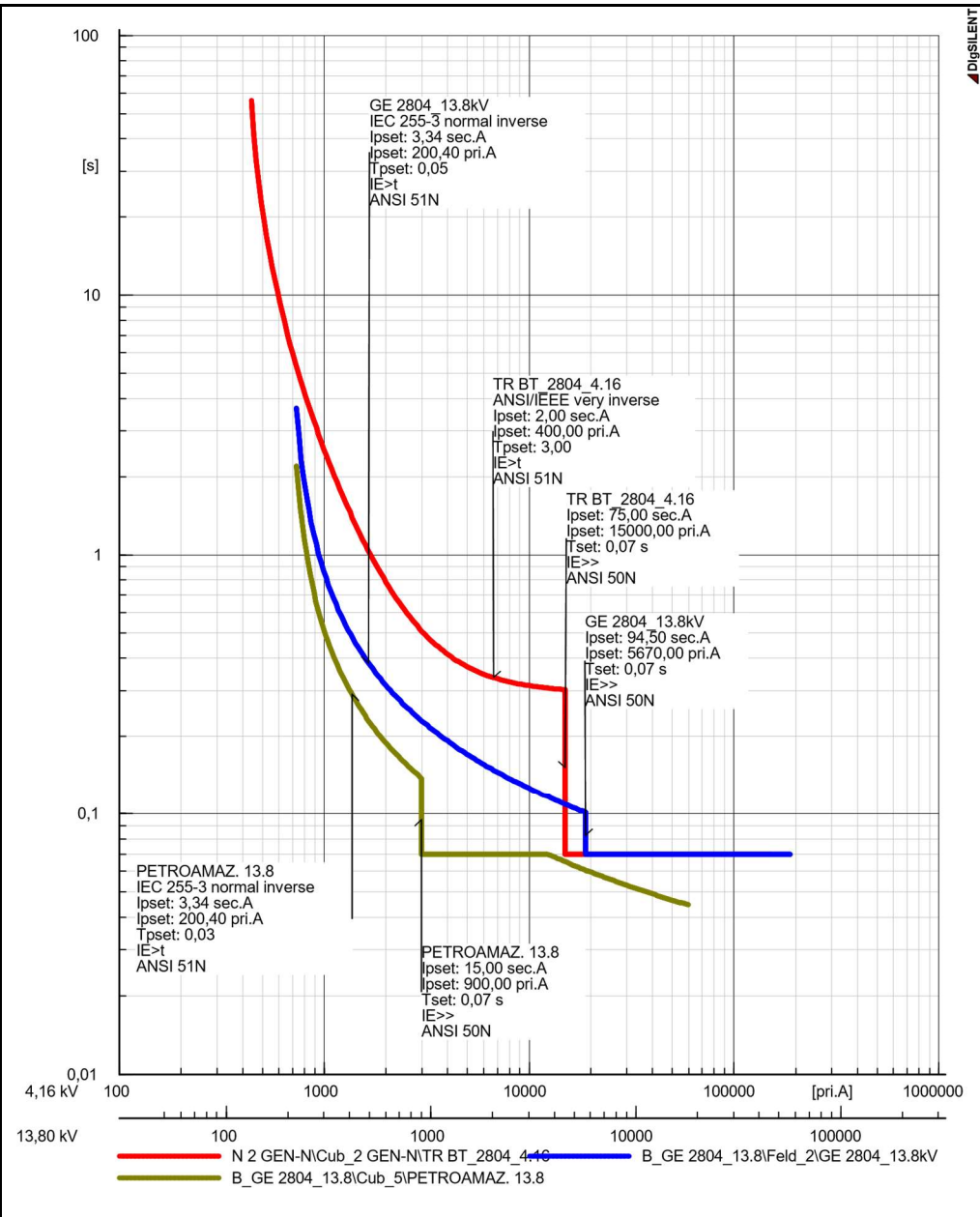
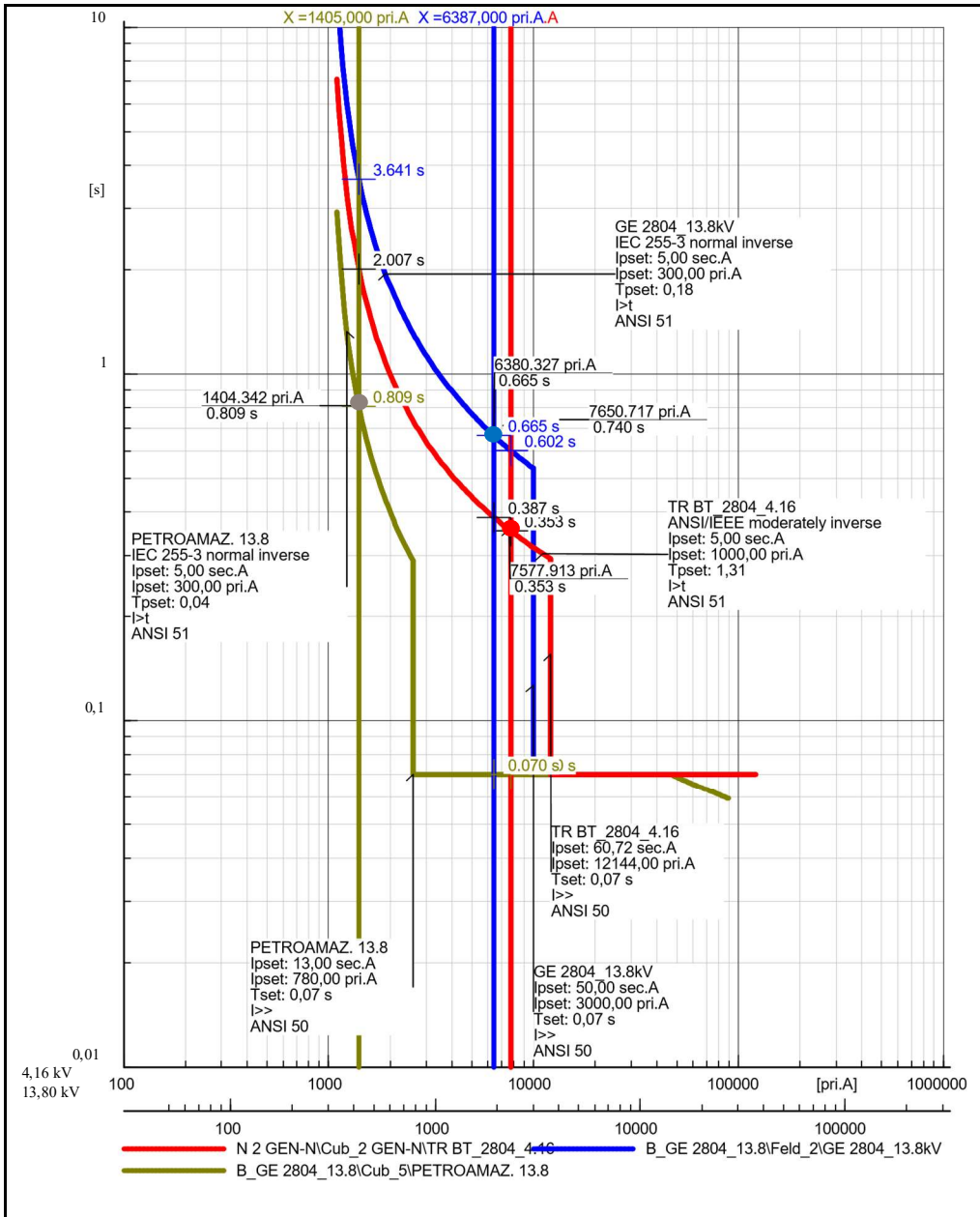
LS-23 Date: 8/8/2018
Annex: LS-23

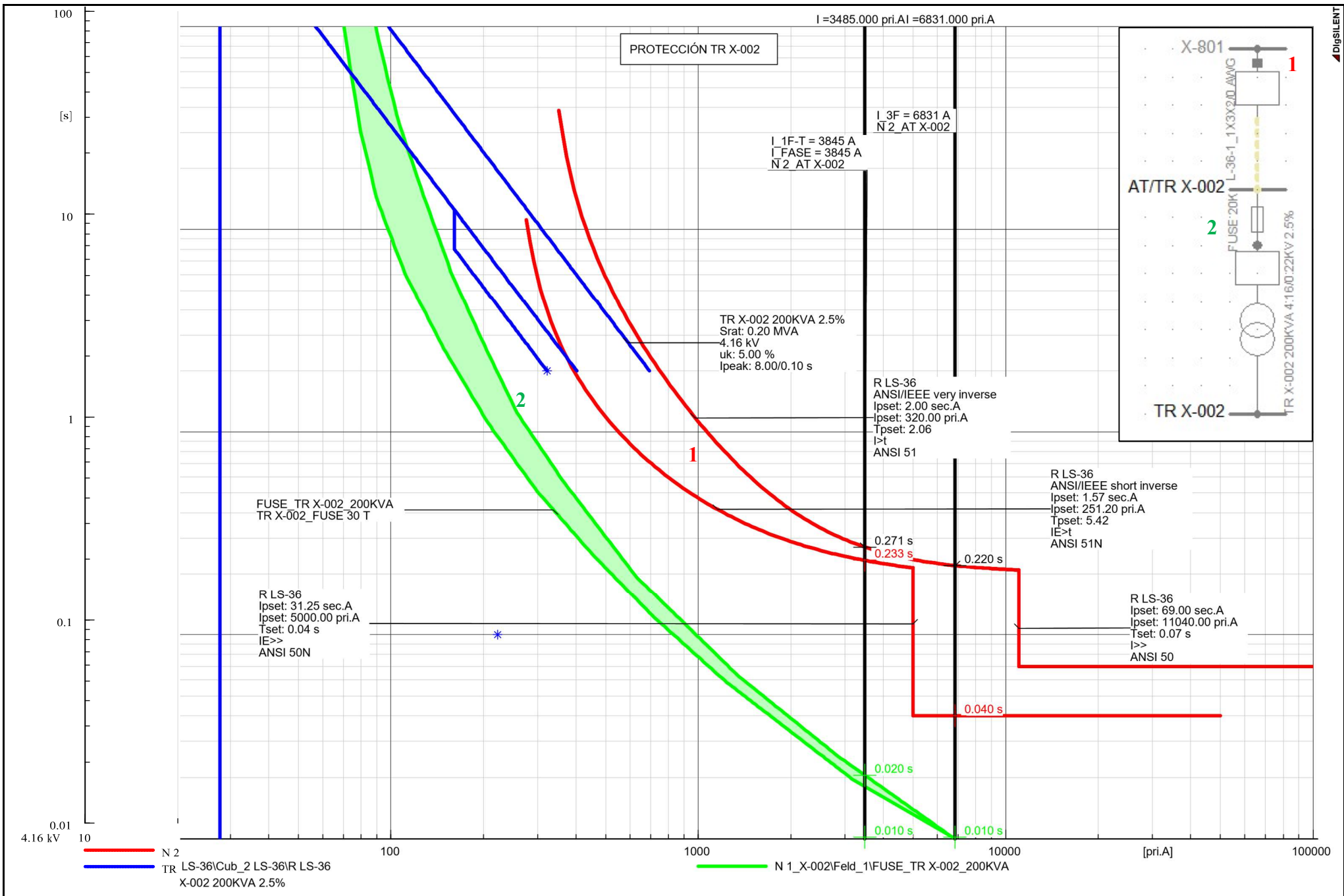


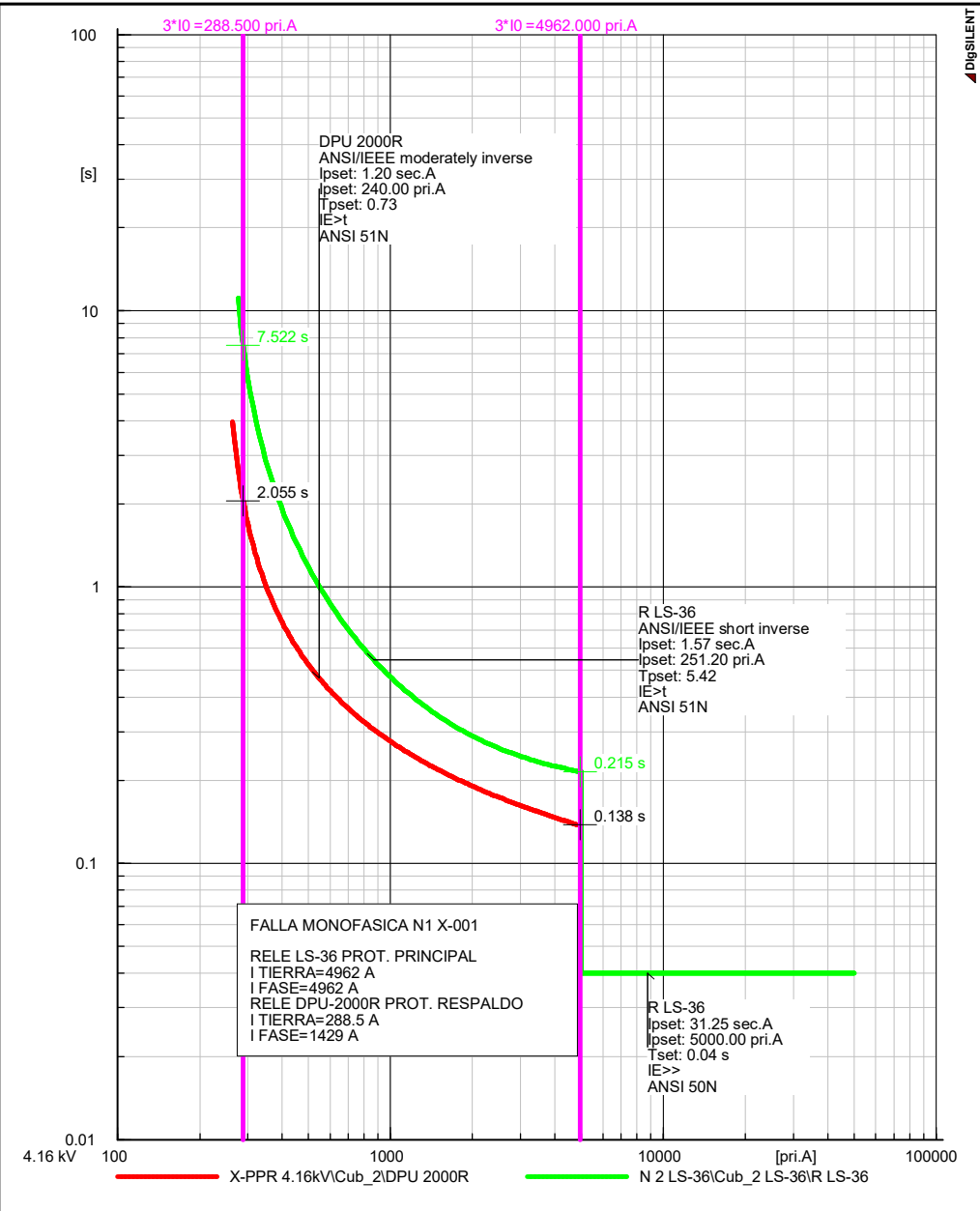
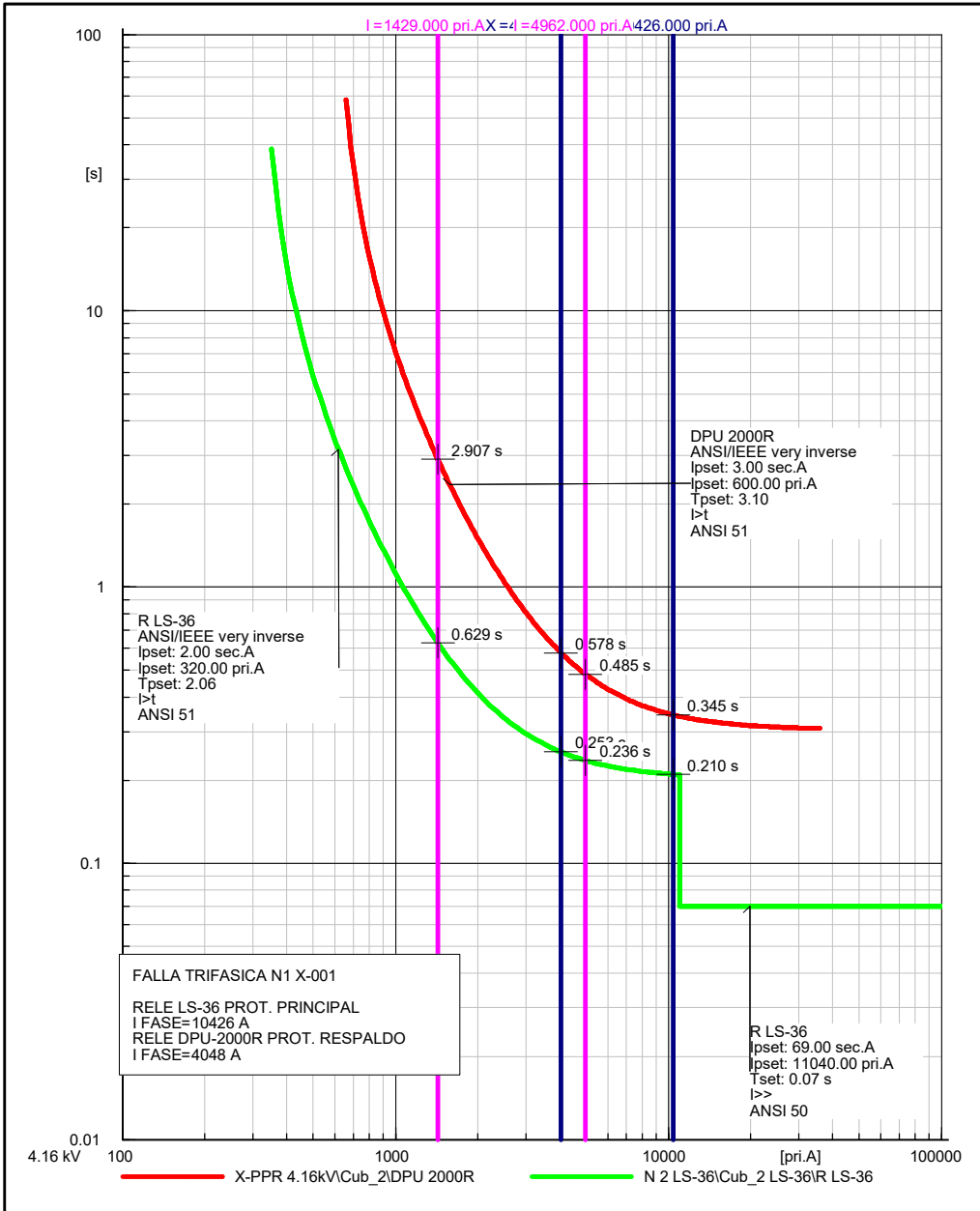


DUSSILENT









COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA REFINERÍA SHUSHUFINDI

RONALD VICENTE APOLO ARMIJOS

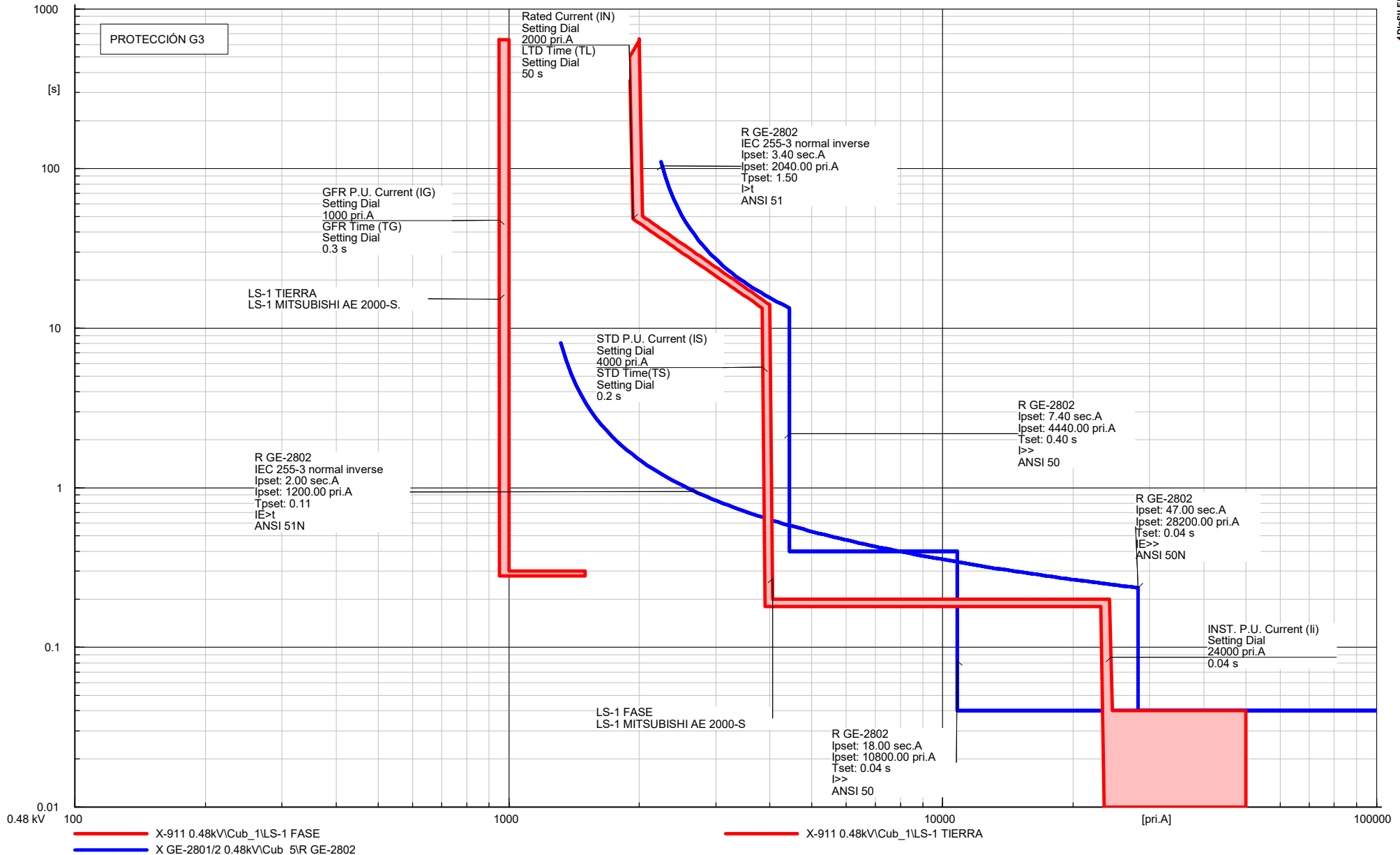
GEOVANNY ENRIQUE SIMBAÑA PULUPA

LS-36

Date: 7/26/2018

Annex: LS-36





COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA REFINERÍA SHUSHUFINDI

RONALD VICENTE APOLO ARMIJOS

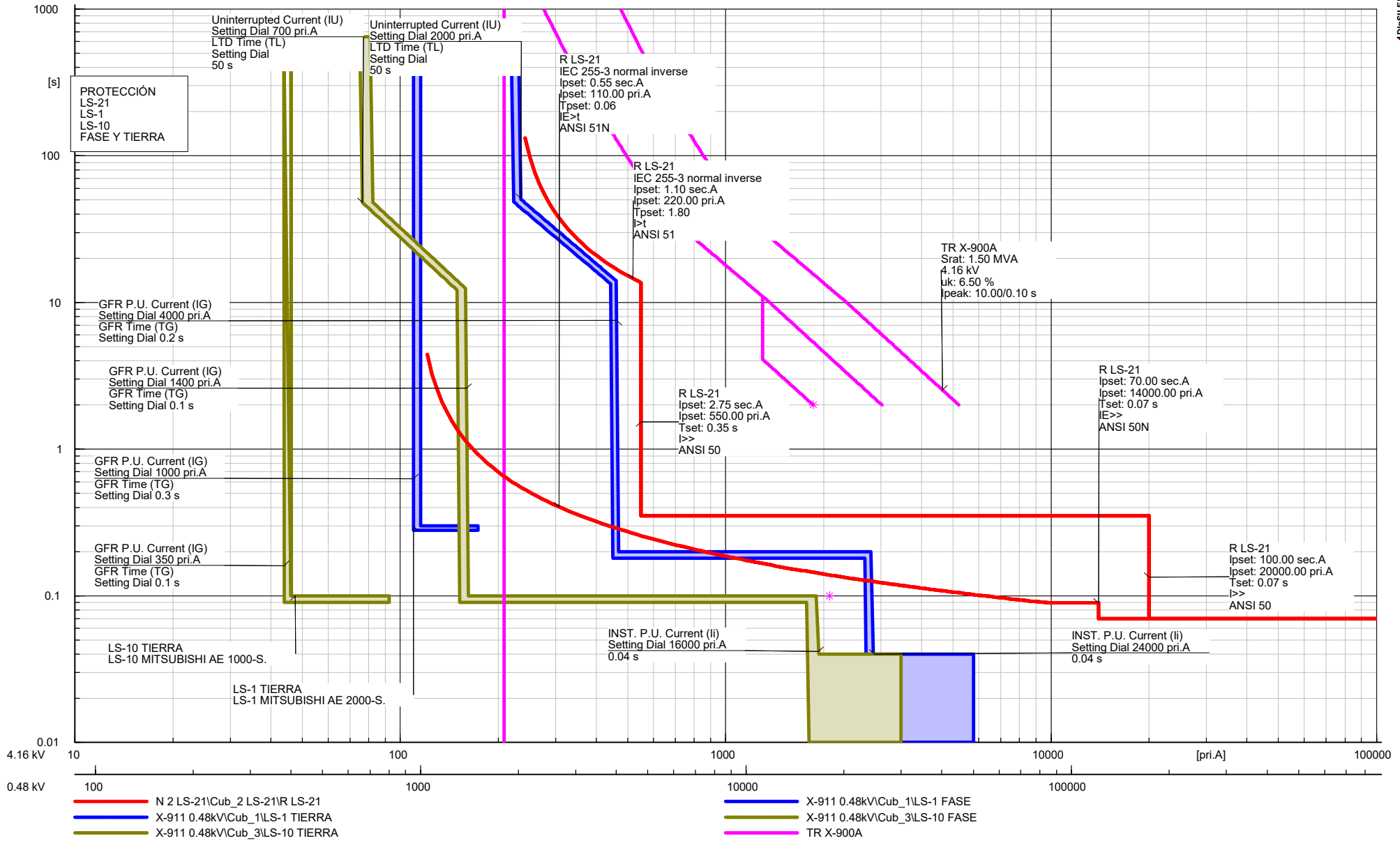
GEOVANNY ENRIQUE SIMBAÑA PULUPA

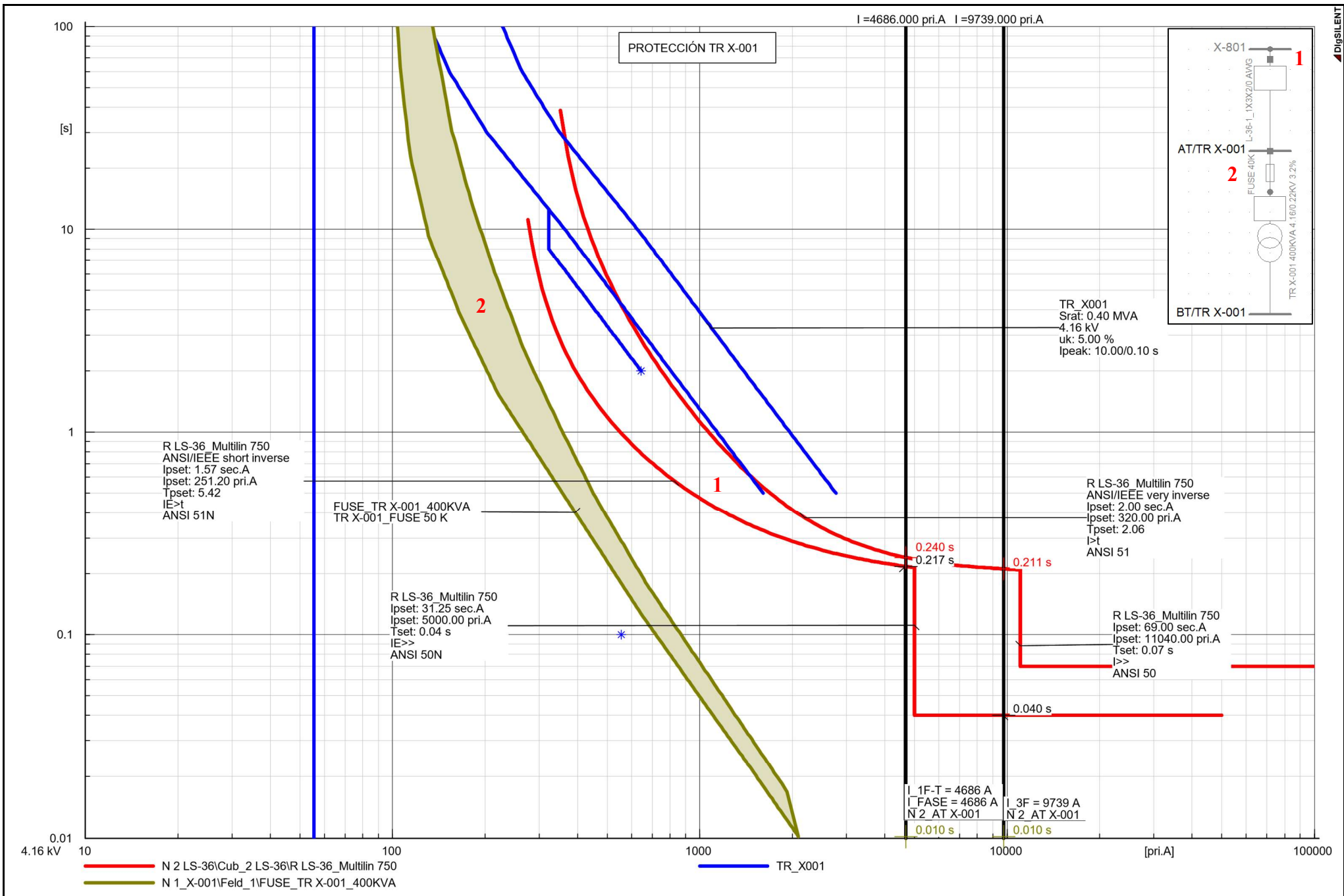
LS-G2

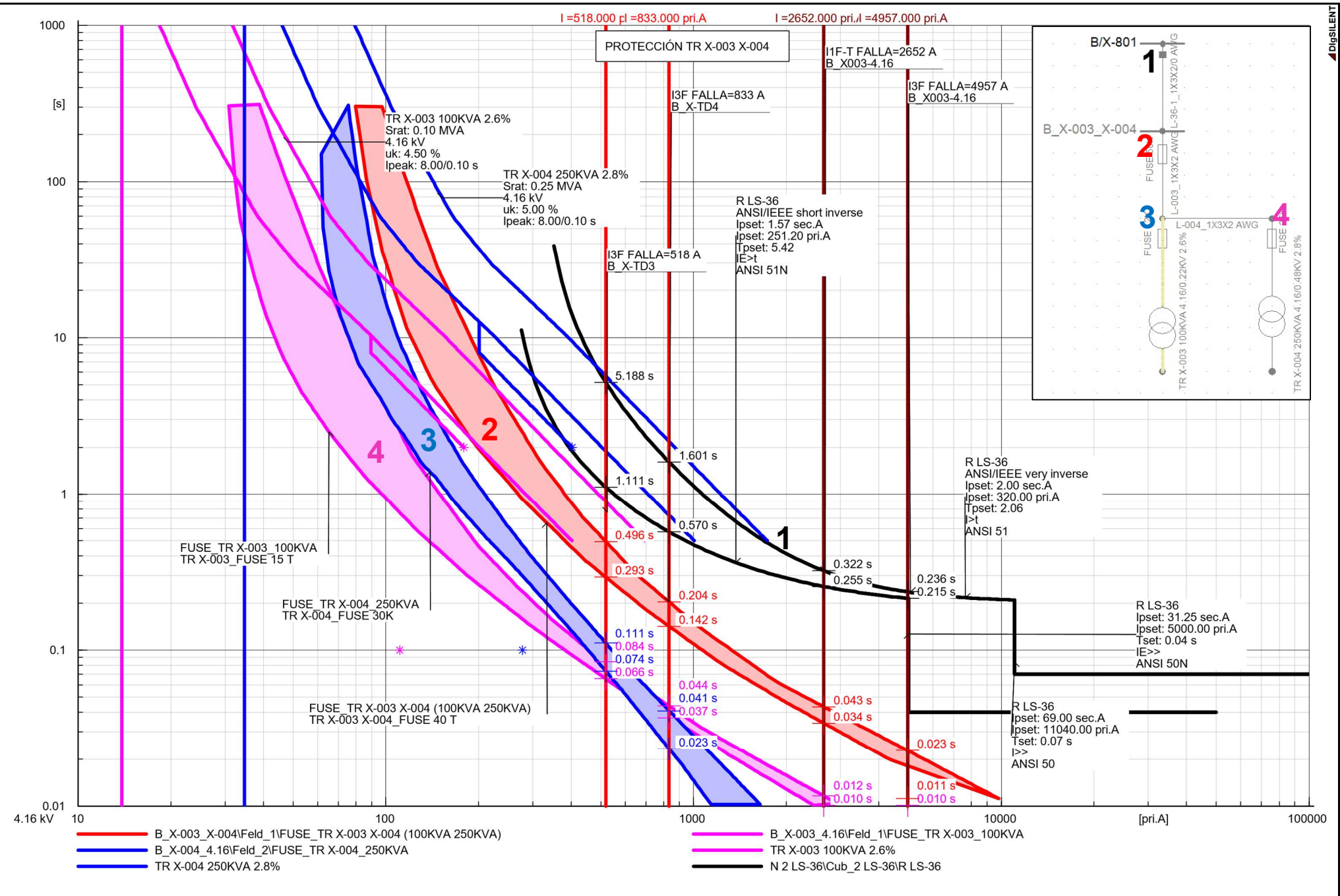
Date: 7/26/2018

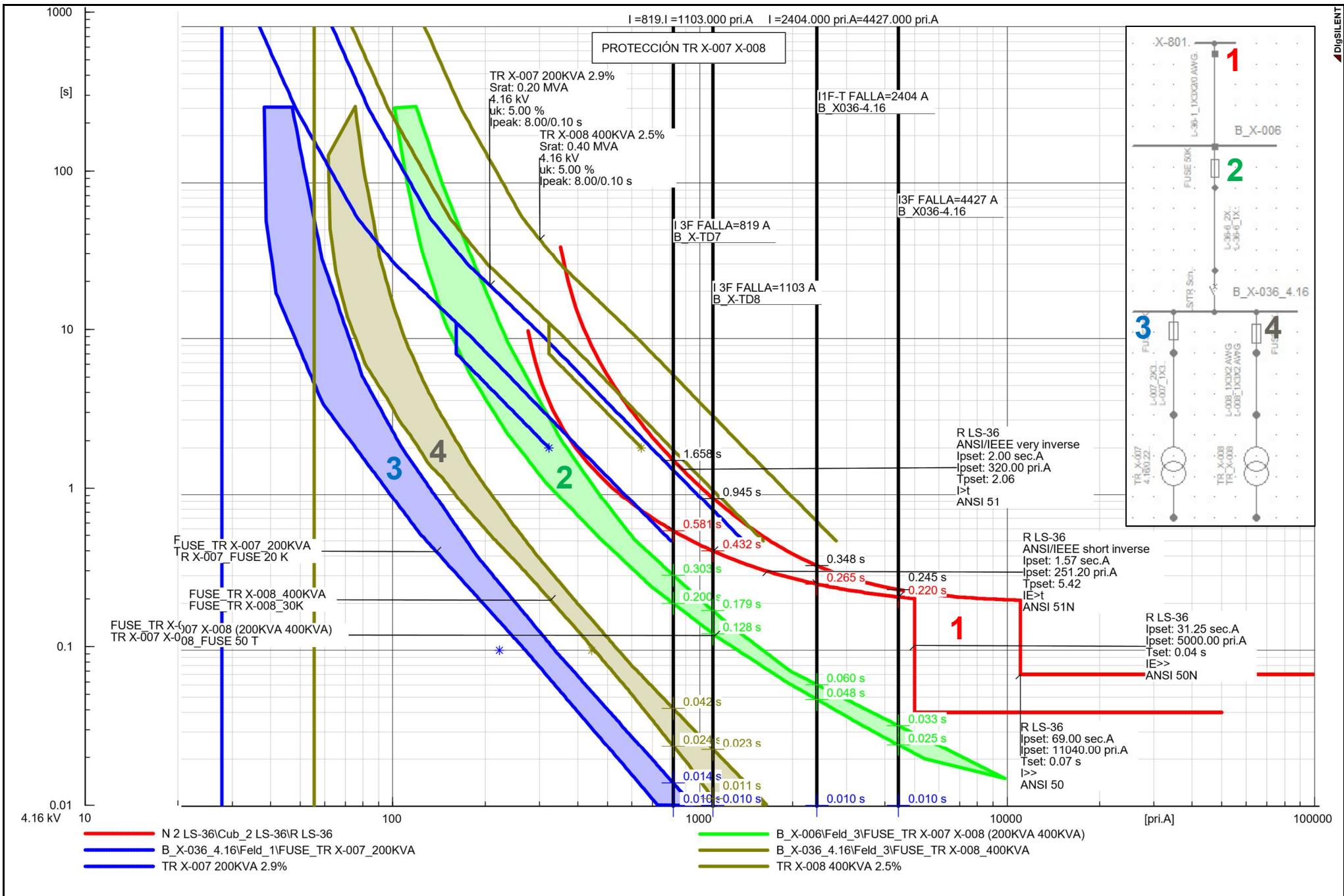
Annex: GE 2802

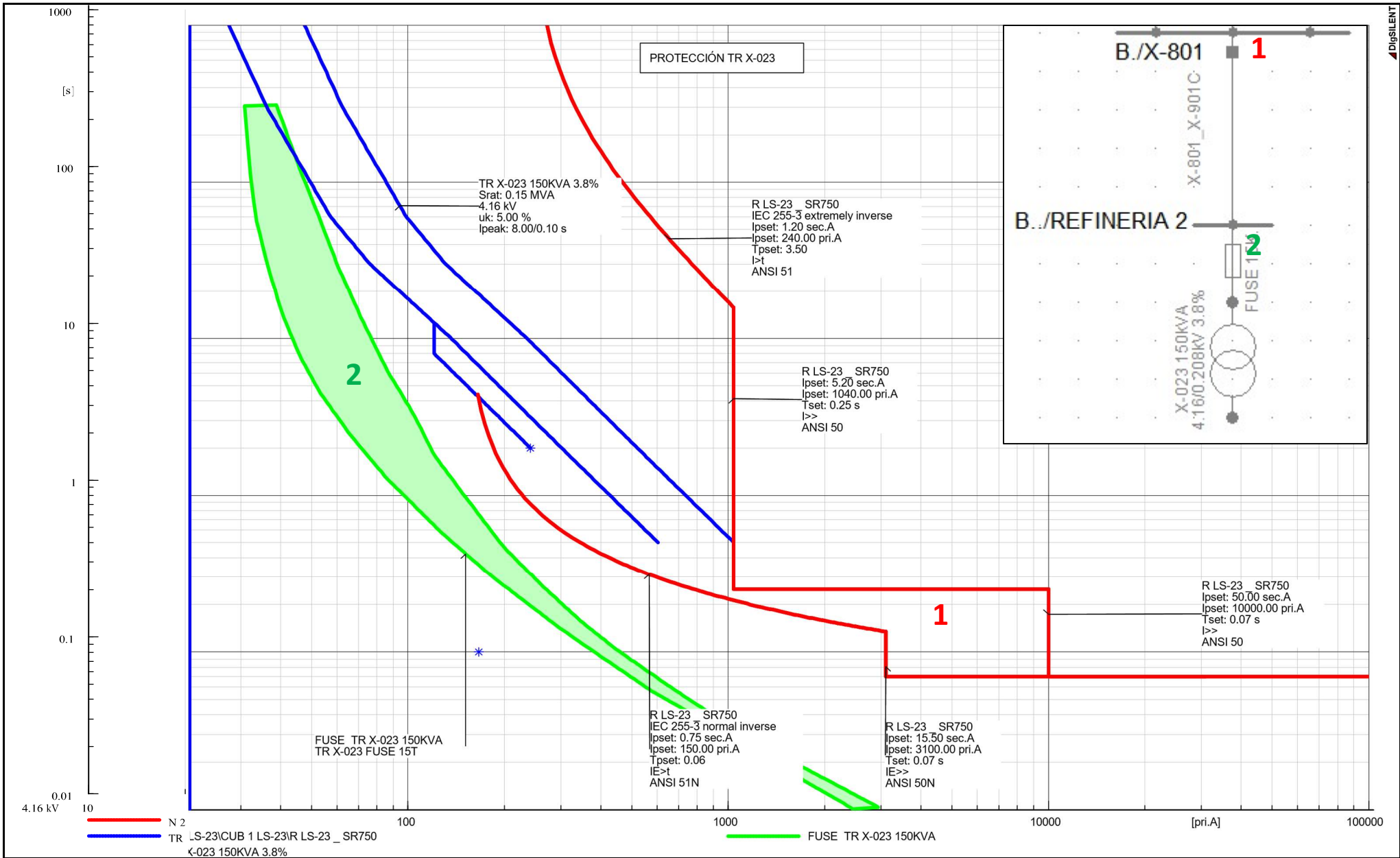


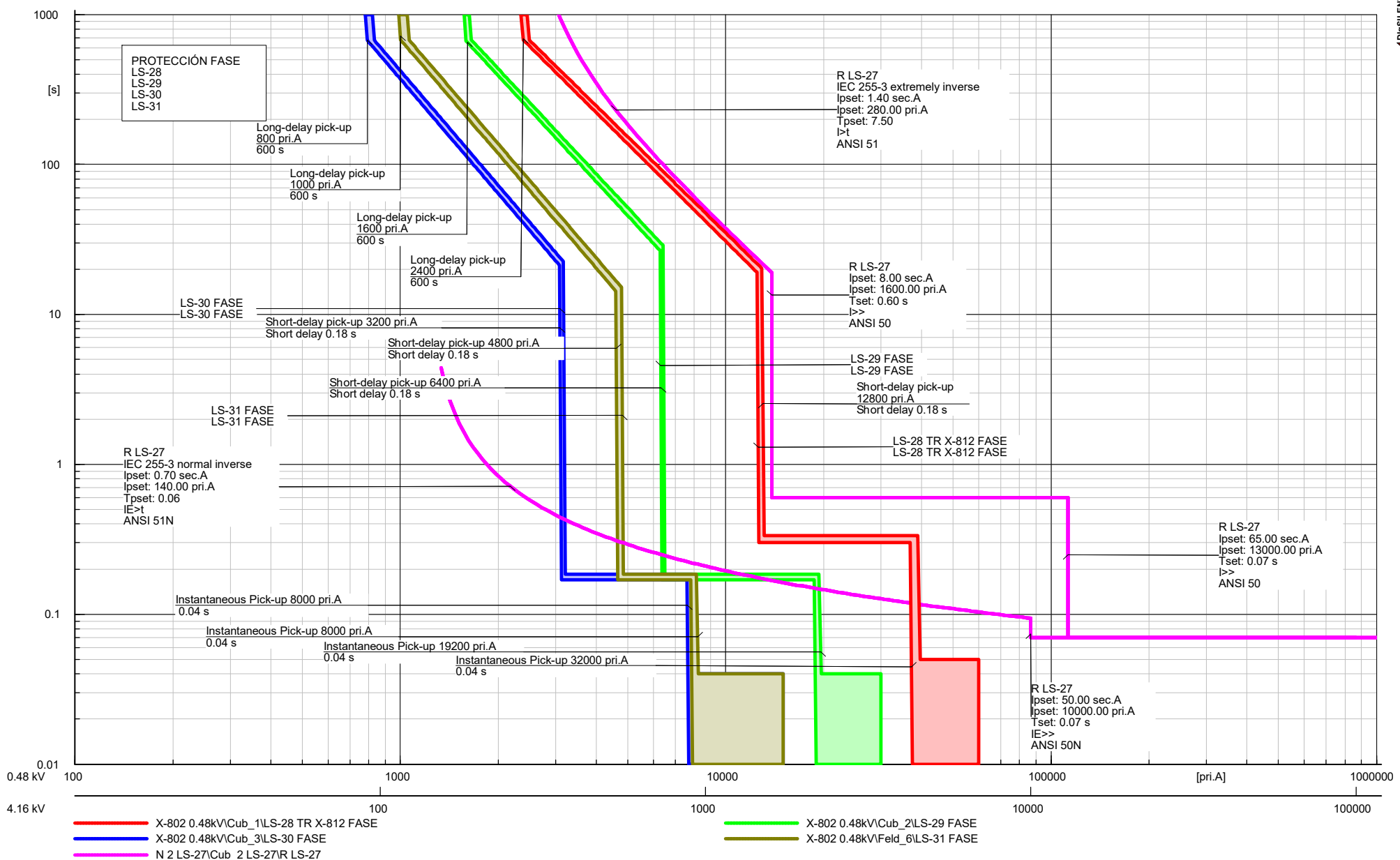












COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA REFINERÍA SHUSHUFINDI

RONALD VICENTE APOLO ARMIJOS

GEOVANNY ENRIQUE SIMBAÑA PULUPA

LS-28-29-30-31

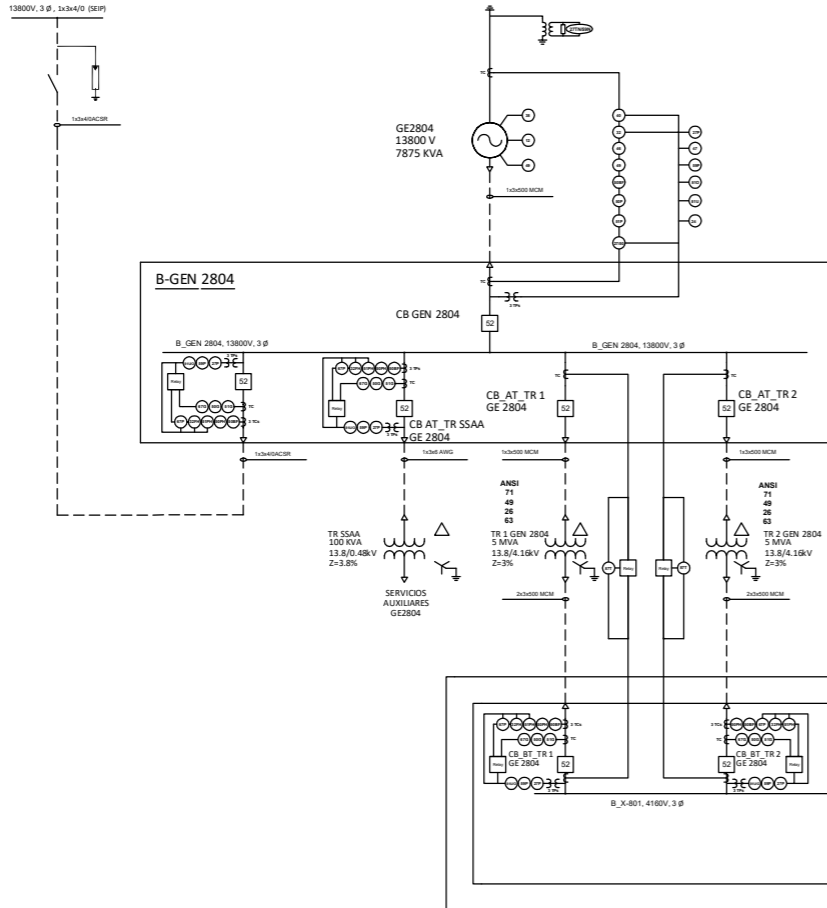
Date: 7/26/2018

Annex: X-802 0.48

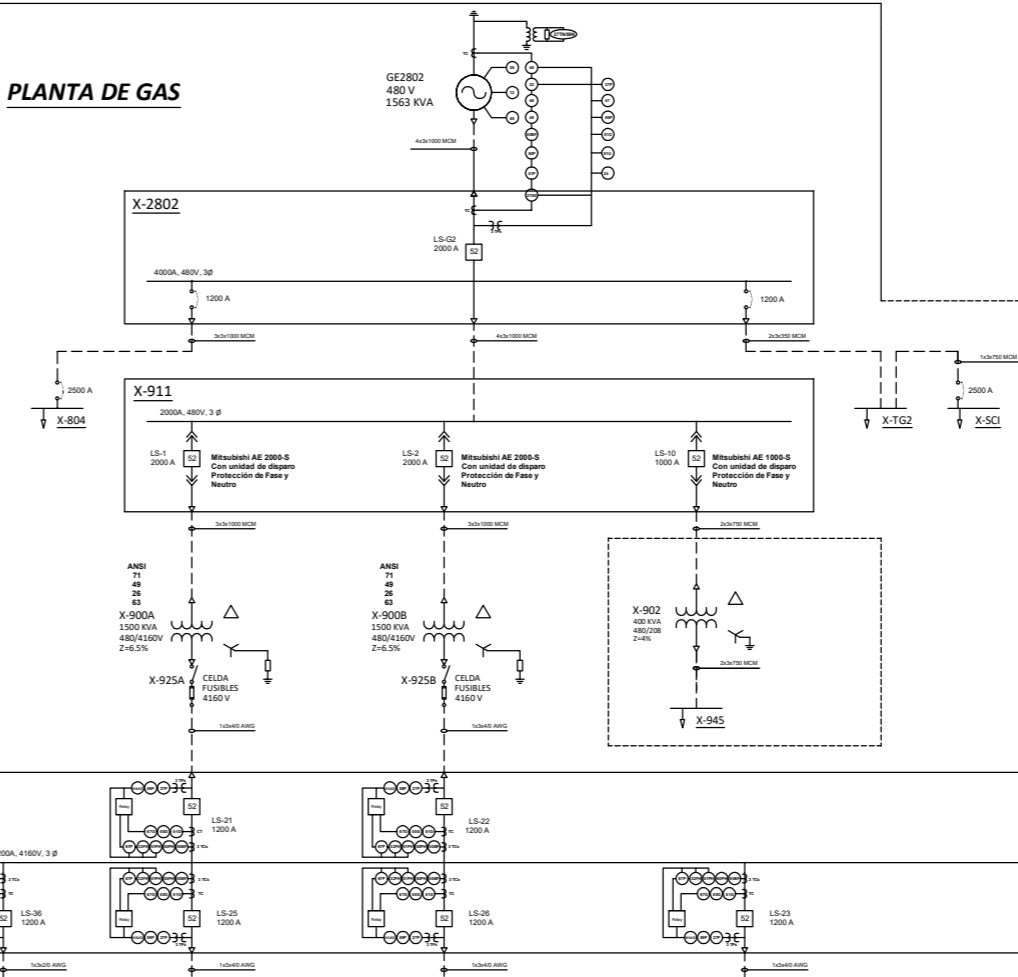


ANEXO 7

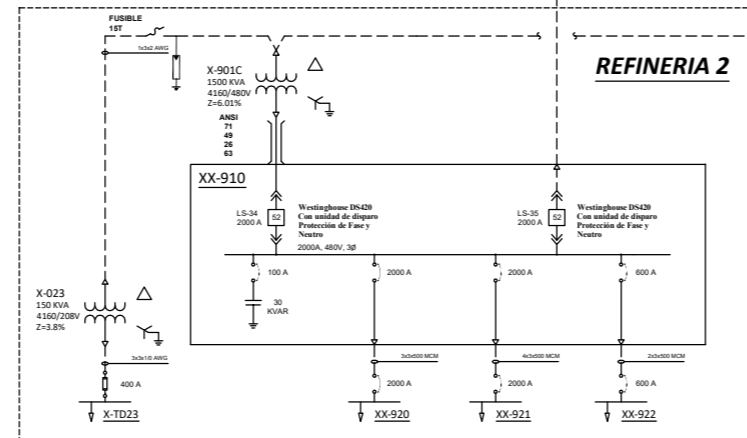
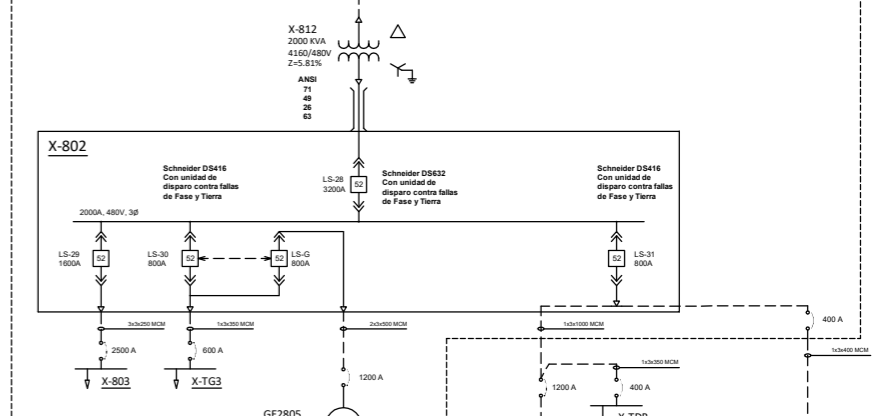
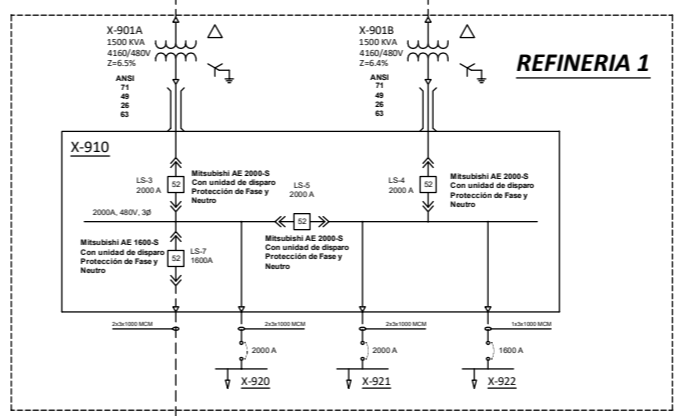
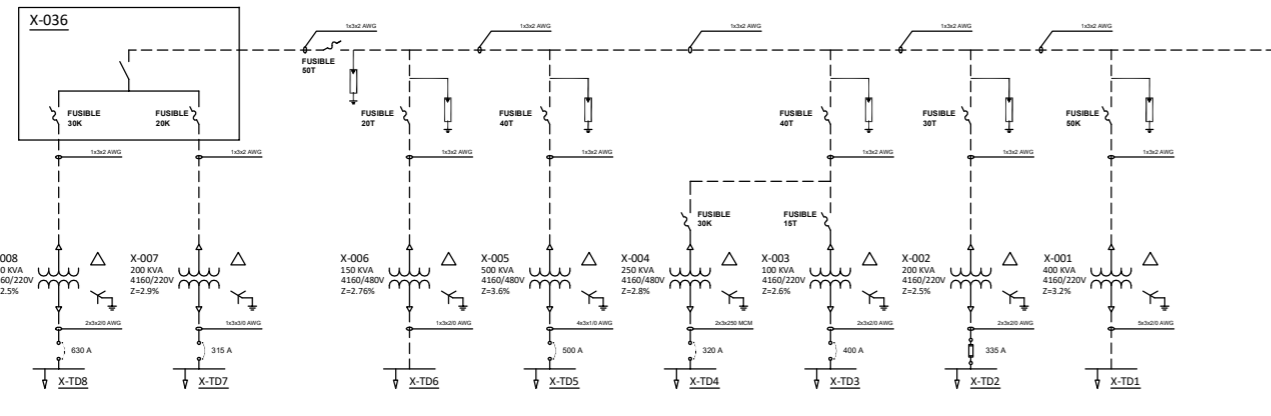
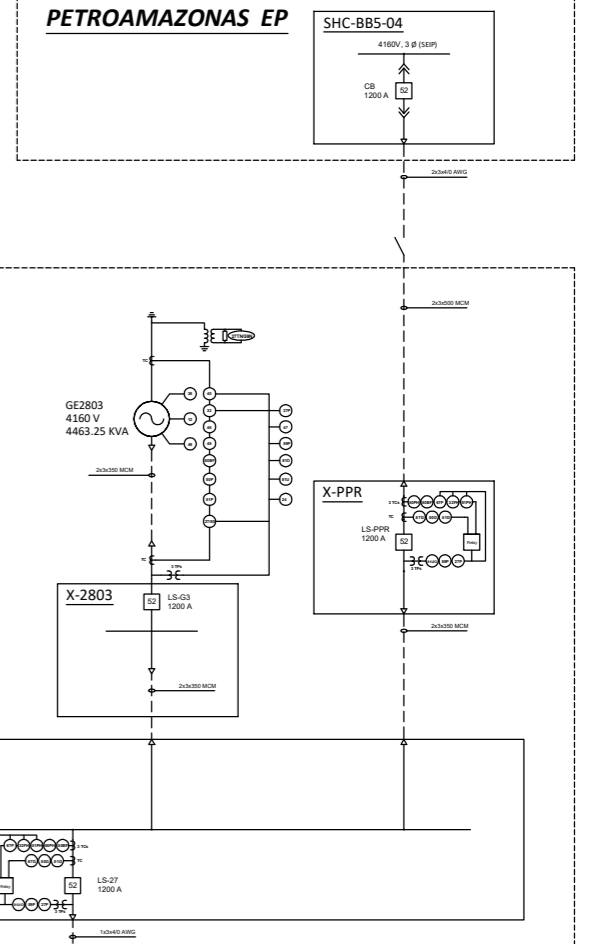
PETROAMAZONAS EP



PLANTA DE GAS



PETROAMAZONAS EP



COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA REFINERÍA SHUSHUFINDI CONSIDERANDO EL INGRESO DE UN NUEVO TURBOGENERADOR DE 5 MW

ESQUEMA DE PROTECCIONES ANSI RECOMENDADO PARA LA IMPLEMENTACION CIS SITUACION FUTURA

PROYECTO:
TESIS
AUTORES:
RONALD APOLO A.
GEOVANNY SIBAÑA P.
FECHA:
07/24/2018
ANEXO: 7
UNIFILAR/PROTECCIONES