

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
INFORMÁTICA Y MECÁNICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**ESTUDIO DE MÉTODOS PARA REDUCIR LA CORRIENTE
DE CORTOCIRCUITO EN LA BARRA 10.6 KV ANTE EL
INCREMENTO DE POTENCIA DE LA SUBESTACIÓN DE
DOLORESPATA – 2019**

Tesis presentada por:

Br. EDUARDO PANCORBO SALAS.

Br. ABEL EDWIN CCOYCCOSI CHURA.

Para Optar al Título Profesional de Ingeniero Electricista.

Asesor:

Ing. PABLO APAZA HUANCA.

Cusco, Febrero de 2020.

Agradecimientos

A Dios, por haberme dado la vida y todas las bendiciones otorgadas en todo momento.

A mis padres Verónica y Roger, a mi hermana por su infinito amor, paciencia y apoyo incondicional.

A Fanny y Hectitor que son el motor de mi vida y a toda la familia.

A la gerencia comercial de EGEMSA y todas las maravillosas personas que me brindaron su amistad experiencia y conocimiento en especial al ingeniero Daniel Luna, por su apoyo.

A toda la familia electricista de nuestra alma mater UNSAAC...

Eduardo Pancorbo Salas

A Dios, por haberme dado la oportunidad de vivir y por acompañarme siempre en todo momento.

A mi mamá Tomasa, por su amor incondicional, por su fortaleza y sacrificio.

A mi papá y hermanos por sus consejos, paciencia y apoyo.

A los Ingenieros de la Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A., por su apoyo, en especial al ingeniero Daniel Luna, por sus sugerencias.

A compañeros y amigos, con quienes pase momentos invaluables.

Abel Edwin Ccoyccosi Chura

PRESENTACIÓN.

Señor decano de la Facultad de Ingeniería: Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica de la tricentenario Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco , con el propósito de poder optar al título profesional de ingeniero electricista y en estricto cumplimiento del reglamento de grados y títulos vigentes de nuestra facultad, presentamos el trabajo de investigación titulado: “ESTUDIO DE MÉTODOS PARA REDUCIR LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN LA BARRA 10.6 KV ANTE EL INCREMENTO DE POTENCIA DE LA SUBESTACIÓN DE DOLORESPATA 2019” ; trabajo que tiene como finalidad ver cuál de estos métodos sería el más apropiado y porque, así mismo cual es el que mejor se ajusta a sus instalaciones y equipos.

Con esto buscamos dar opciones de solución en la subestación de Dolorespata, para dar una mejor calidad de suministro eléctrico a la zona que abastece, entre una de las más delicadas es el Hospital Antonio Lorena y el hospital Regional. Aportando confianza entre los usuarios aun cuando se presenten fallas en otros alimentadores de la subestación de Dolorespata.

El presente trabajo queda a disposición de todos sus lectores quedando abierto para futuras modificaciones de acuerdo a las observaciones que se puedan encontrar, esperando haber satisfecho las expectativas y contribuido con la enseñanza a la comunidad educativa.

ÍNDICE

Glosario de Términos y Abreviaturas	x
Introducción	xii
Resumen	xiii
CAPITULO I MARCO REFERENCIAL.	1
	1
1.1. Ámbito Geográfico.	1
1.2. Ubicación geográfica.	2
1.2.1. Macro.	2
1.2.2. Micro.	2
CAPITULO II EL PROBLEMA Y METODOLOGÍA.	3
	3
2.1. Planteamiento del problema.	3
2.2. Formulación del problema.	6
2.2.1. Problemas específicos.	6
2.3. Objetivos.	7
2.3.1. Objetivo general.	7
2.3.2. Objetivos específicos.	7
2.4. Hipótesis.	7
2.4.1. Hipótesis general.	7
2.4.2. Hipótesis específicas.	7
2.5. Variables.	8
2.6. Justificación del estudio.	8
2.6.1. Justificación técnica.	8
2.6.2. Justificación económica.	8
2.6.3. Justificación social.	9
2.6.4. Justificación académica.	9
2.7. Alcances.	9
2.8. Limitaciones.	10
2.9. Tipo de investigación.	10
2.10. Nivel de investigación.	10
2.11. Diseño de investigación.	10
2.12. Población.	11
2.13. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.	11
2.13.1. Técnicas de recolección de datos.	11
2.13.2. Instrumentos y análisis de recolección de datos.	11
CAPITULO III MARCO TEÓRICO.	13
	13
3.1. Antecedentes.	13
3.2. Normativa.	15
3.2.1. Normas nacionales.	15
3.2.2. Normas internacionales.	15

3.3.	Base teórica.	16
3.3.1.	Conceptos generales.	16
CAPITULO IV	DESCRIPCIÓN Y REVISIÓN DE LOS MÉTODOS DISPONIBLES PARA LA LIMITACIÓN DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO.	42
		42
4.1.	Cambio de Topología.	42
4.1.1.	División de Barras	42
4.2.	Aplicación de Reactores Limitadores de Corriente.	46
4.2.1.	Consideraciones para la selección de los limitadores de corriente.	46
4.2.2.	Tipos de reactores limitadores de corriente.	46
4.3.	Resumen de investigaciones (PAPERS).	51
4.4.	Limitadores de corriente de Falla (LCF).	53
4.4.1.	Limitadores de Corriente Resonantes (LCR).	55
4.4.2.	Limitadores de Corriente de Estado Sólido (LCES)	57
4.4.3.	Limitador de estado sólido con doble inductor (LCES).	57
4.4.4.	Limitadores de Corriente de falla Superconductores. (FCLs)	58
4.5.	Fusibles limitadores de corriente.	64
4.6.	Transformadores de alta Impedancia.	66
CAPITULO V	EVALUACIÓN DE LA SOLUCIONES PARA LIMITAR LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITOS (I_{cc}) EN LA SUBESTACIÓN DE DOLORESPATA.	70
		70
5.1.	Cálculo de la I_{cc} con los transformadores T1, T2 y T3 con 12.2 MVA (Caso base o de referencia).	70
5.2.	Cálculo de la I_{cc} con los transformadores T1, T2 de 12.2 MVA y T3 con 30 MVA.	78
5.3.	Cálculo de I_{cc} en barra partida con los transformadores T2 y T3 en una sola barra y T1 separado.	81
5.4.	Cálculo de I_{cc} en barra partida con los transformadores T1, T2 y T3 en barras separadas.	84
5.5.	Cálculo de I_{cc} en barra partida con los transformadores T1, T2 en una sola barra y T3 separado.	86
5.6.	Cálculo de I_{cc} en barra con un reactor de 30 MVA en serie con el transformador T3.	89
5.7.	Cálculo de I_{cc} en barra con un reactor de 82 MVA en serie con los transformadores T1, T2 y T3.	95
5.8.	Cálculo de I_{cc} en barra con un transformador de alta Impedancia que sustituiría al T3.	100
5.9.		
	Resumen de la reducción de la I_{cc} en la subestación de Dolorespata en la barra de 10.5 kV por los métodos propuestos.	105

5.10.	Resumen de la cargabilidad de los transformadores en la subestación de Dolorespata en la barra de 10.5 kV por los métodos propuestos.	106
CAPITULO VI	COSTO DE INVERSIÓN ESTIMADO PARA LA APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DISPONIBLES PARA LA LIMITACIÓN DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO.	108
6.1.	Repotenciación de las 11 celdas de protección de 10.6 kV.	108
6.2.	Partido de la barra de 10.6 kV en dos partes.	109
6.3.	Partido de la barra de 10.6 kV en tres partes.	109
6.4.	Implementación del reactor de 33 MVA en serie con T3. Implementación del reactor de 82 MVA en serie con T1, T2 y T3.	110
6.5.	Implementación del transformador de 30 MVA de alta impedancia.	111
6.6.	Resumen de la inversión por método de reducción de Icc.	111
6.7.		
CAPITULO VII	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	113
7.1.	Conclusiones.	113
7.2.	Recomendaciones.	114
ANEXOS.		116
Anexo 1	Diagrama unifilar general.	
Anexo 2	Diagrama unifilar de protección.	
Anexo 3	Resolución de Consejo Directivo Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN N° 019-2019-OS/CD.	
Anexo 4	Matriz de consistencia.	
Anexo 5	Matriz operacional de variables e indicadores.	
Anexo 6	Cambio de configuración del sistema de barras S.E. Independencia (ISA REP) – Quencoro.	
Anexo 7	Cambio de Configuración en 60 kV de simple a doble barra en la S.E. Guadalupe - ISA REP	
Anexo 8	CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN DE LAS SETS HUACHO, CHICLAYO OESTE Y GUADALUP - ISA REP	
Anexo 9	S.E. AMARILIS 138 KV, CON CONFIGURACIÓN DE DOBLE BARRA (ISA REP)	
Anexo 10	S.E. Reque - doble barra en U en 220 kV - COBRA ENERSA	
Anexo 11	SEGUNDO CIRCUITO L.T. 220 KV ZAPALLAL – PARAMONGA NUEVA - Doble Barra - ISA REP.	
Anexo 12	REACTOR SERIE ENTRE LAS BARRAS DE 220 KV DE S.E.s CHILCA NUEVA Y CHILCA REP	
Anexo 13	Información de la máxima demanda de los últimos 5 años.	

Anexo 14	Resumen ejecutivo para el proyecto de Dolorespata.
Anexo 15	Pasos para el calcular la corriente de corto circuito en el software DIGSILENT POWER FACTORY. 15.1.7.
Anexo 16	Cuadro comparativo de las normas IEC y ANSI IEEE.
Anexo 17	Cálculo manual de la corriente de corto circuito.
Anexo 18	Papers

CONTENIDO DE FIGURAS.

Figura 1	Mapa geopolítico del Perú	2
Figura 3	Ubicación geográfica de la Subestación de Dolorespata.	2
Figura 4	Máxima Demanda Histórica de los últimos 10 años	3
Figura 5	Diagrama Unifilar general de la Subestación de Dolorespata	3
Figura 6	Tipos de subestaciones eléctricas.	17
Figura 7	Subestación de juego de barra sencillo.	18
Figura 8	Subestación de barra simple con seccionador.	19
Figura 9	Subestación de barra simple con seccionamiento barra partida.	20
Figura 10	Representación de un corto circuito trifásico.	26
Figura 11	Circuitos eléctricos equivalentes de un generador con su carga.	27
Figura 12	Sistema de 4 barra o bus	28
Figura 13	fasores de secuencia cero positiva y negativo.	29
Figura 14	Representación de corto circuito bifásico aislado.	31
Figura 15	(a) Bus trifásico general.	31
Figura 16	(b) Redes de secuencia interconectado	32
Figura 17	Representación de corto circuito bifásico a tierra.	33
Figura 18	Bus trifásico general	34
Figura 19	Redes de secuencia interconectada	34
Figura 20	Representación de corto circuito monofásico a tierra.	36
Figura 21	(a) Bus trifásico general	37
Figura 22	(b) Redes de secuencia interconectadas.	37
Figura 23	Corriente de cortocircuito de un cortocircuito alejado de un alternador.	40
Figura 24	Diagrama unifilar junio 2019 de la subestación de Dolorespata	42
Figura 25	Subestación de Dolorespata con barra partida 1era forma.	43
Figura 26	Subestación de Dolorespata con barra partida 2da forma.	44
Figura 27	Subestación de Dolorespata con barra partida 3era forma	45
Figura 28	Reactor limitador de corriente con núcleo de aire.	47
Figura 29	Reactor limitador de corriente de alta y baja tensión.	47
Figura 30	Reactor limitador de corriente con núcleo de hierro.	48
Figura 31	Subestación de Dolorespata con un reactor en el lado de baja del T3.	49
Figura 32	Subestación de Dolorespata con un reactor en el lado de baja.	50
Figura 33	Clasificación de los limitadores de corriente de falla	54
Figura 34	Modelo de limitador resonante serie paralelo controlado (LCR-SPC).	55
Figura 35	Modelo del limitador resonante serie controlado (LCR-SC).	56
Figura 36	Limitador de corriente de estado con doble inductor (LCES-DI).	57

Figura 37	Limitador de Corriente de Estado Sólido con Doble Puente (LCES-DP)	58
Figura 38	Circuito básico del diagrama de un limitador de corriente de falla con superconductor no inductivo.	59
Figura 39	Circuito básico del diagrama de un limitador de corriente de falla con superconductor tipo inductivo.	60
Figura 40	Circuito básico del diagrama de un limitador de corriente de falla con superconductor tipo transformador. [Fuente	61
Figura 41	Circuito básico del diagrama de un limitador de corriente de falla con superconductor tipo transformador. [Fuente	62
Figura 42	Subestación de Dolorespata con un LCF a la salida del T3.	63
Figura 43	Subestación de Dolorespata con un LCF en serie con los 3 transformadores.	64
Figura 44	Uso de fusibles como limitadores de corriente por medio de un sistema retroalimentado.	65
Figura 45	Subestación de Dolorespata con un fusible limitador de corriente a la salida del transformador T3	66
Figura 46	Icc en la barra de 10.5 kV caso base por el método completo trifásico.	71
Figura 47	Icc en la barra de 10.5 kV caso base por el método completo bifásico.	71
Figura 48	Icc en la barra de 10.5 kV caso base por el método completo bifásico a tierra.	72
Figura 49	Icc en la barra de 10.5 kV caso base por el método completo fase a tierra.	72
Figura 50	Icc en la barra de 10.5 kV caso base por la norma IEC 60909 trifásico.	73
Figura 51	Icc en la barra de 10.5 kV caso base por la norma IEC 60909 bifásico.	73
Figura 52	Icc en la barra de 10.5 kV caso base por la norma IEC 60909 bifásico a tierra.	74
Figura 53	Icc en la barra de 10.5 kV caso base por la norma IEC 60909 fase a tierra.	74
Figura 54	Icc en la barra de 10.5 kV caso base por la norma ANSI IEEE C37 trifásico.	75
Figura 55	Icc en la barra de 10.5 kV caso base por la norma ANSI IEEE C37 bifásico.	75
Figura 56	Icc en la barra de 10.5 kV caso base por la norma ANSI IEEE C37 bifásico a tierra.	76
Figura 57	Icc en la barra de 10.5 kV caso base por la norma ANSI IEEE C37 fase a tierra.	76
Figura 58	Cargabilidad de los transformadores T1, T2 y T3 en el caso base.	77
Figura 59	Icc en la barra de 10.5 kV con T1, T2 de 12.2 MVA y T3 con 30 MVA por el método completo.	78

Figura 60	Icc en la barra de 10.5 kV con T1, T2 de 12.2 MVA y T3 con 30 MVA por la norma IEC 60909.	79
Figura 61	Icc en la barra de 10.5 kV con T1, T2 de 12.2 MVA y T3 con 30 MVA por la norma ANSI IEEE C37	79
Figura 62	Cargabilidad de los transformadores T1, T2 de 12.2 MVA y T3 con 30 MVA.	80
Figura 63	Icc en la barra partida de 10.5 kV con T2 y T3 juntos y el T1 separado por el método completo.	82
Figura 64	Icc en la barra partida de 10.5 kV con T2 y T3 juntos y el T1 separado por la norma IEC 60909.	82
Figura 65	Icc en la barra partida de 10.5 kV con T2 y T3 juntos y el T1 separado por la norma ANSI IEEE C37.	83
Figura 66	Cargabilidad de los transformadores T2 y T3 en una sola barra y T1 separado.	83
Figura 67	Icc en la barra partida de 10.6 kV con T1, T2 y T3 separados por el método completo.	85
Figura 68	Icc en la barra partida de 10.5 kV con T1, T2 y T3 separados por la Norma IEC 60909.	85
Figura 69	Icc en la barra partida de 10.5 kV con T1, T2 y T3 separados por la ANSI IEEE C37	85
Figura 70	Cargabilidad los transformadores T1, T2 y T3 en barras separadas.	86
Figura 71	Icc en la barra partida de 10.5 kV con T1 y T2 juntos y el T3 separado por el método completo.	87
Figura 72	Icc en la barra partida de 10.5 kV con T1 y T2 juntos y el T3 separado por la norma IEC 60909.	87
Figura 73	Icc en la barra partida de 10.5 kV con T1 y T2 juntos y el T3 separado por la norma ANSI IEEE C37.	88
Figura 74	Cargabilidad de los transformadores con T1 y T2 juntos y el T3 separado.	88
Figura 75	Icc en la barra de 10.5 kV con reactor en serie con el T3 por el método completo.	90
Figura 76	Icc en la barra de 10.5 kV con reactor en serie con el T3 por la norma IEC 60909	91
Figura 77	Icc en la barra de 10.5 kV con reactor en serie con el T3 por norma ANSI IEEE C37.	92
Figura 78	Cargabilidad de los transformadores con el reactor en serie con el T3.	93
Figura 79	Flujo de potencia en la subestación de Dolorespata con el reactor en corto.	94
Figura 80	Icc en la barra de 10.5 kV con reactor en serie con el T1, T2 y T3 por el método completo.	95
Figura 81	Icc en la barra de 10.5 kV con reactor en serie con el T1, T2 y T3 por la norma IEC 60909.	96
Figura 82	Icc en la barra de 10.5 kV con reactor en serie con el T1, T2 y T3 por la norma ANSI IEEE C37	97

Figura 83	Cargabilidad de los transformadores con el reactor en serie con T1, T2 y T3.	98
Figura 84	Cargabilidad de los transformadores con el reactor en corto.	99
Figura 85	Ventana de Digsilent Power Factory 15.1 para ver y cambiar las características básica de un transformador.	101
Figura 86	Ventana de Digsilent Power Factory 15.1 para ver y cambiar la impedancia del transformador.	101
Figura 87	Icc en la barra de 10.5 kV con transformador de alta impedancia por el método completo.	102
Figura 88	Icc en la barra de 10.5 kV con transformador de alta impedancia por la norma IEC 60909.	102
Figura 89	Icc en la barra de 10.5 kV con transformador de alta impedancia por la norma ANSI IEEE C37.	103
Figura 90	Flujo de potencia con el reactor en serie con T1, T2 y T3.	104

CONTENIDO DE TABLAS.

Tabla 1	Cantidad de usuarios conectados a la subestación de Dolorespata	4
Tabla 2	Potencias normalizadas para transformadores monofásicos y trifásicos	5
Tabla 3	Resumen de estudios previos.	5
Tabla 4	Variables independiente y dependiente.	8
Tabla 5	Factor de tensión C.	41
Tabla 6	Impedancias de los transformadores T1, T2 y T3	68
Tabla 7	Tabla de abreviaturas que se usan en las simulaciones del Digsilent Power Factory.	70
Tabla 8	Comparación de las Icc en la barra de 10.6 kV en el caso base	77
Tabla 9	Comparación de las Icc en la barra de 10.5 kV con T1, T2 con 12.2 MVA y T3 con 30 MVA.	80
Tabla 10	Comparación de la Icc en la barra partida de 10.5 kV con T2, T3 juntos y T1 separado. [Fuente	84
Tabla 11	Comparación de la Icc en la barra partida de 10.6 kV con T1, T2 y T3 separados	86
Tabla 12	Comparación de las Icc en la barra partida de 10.5 kV con T1, T2 juntos y T3 separado	89
Tabla 13	Comparación de la Icc en la barra de 10.5 kV con un reactor en serie con el T3.	92
Tabla 14	Comparación del flujo de potencia a plena capacidad.	94
Tabla 15	Comparación de la Icc en la barra de 10.5 kV con un reactor en serie con el T1, T2 y T3.	97
Tabla 16	Cargabilidad de los transformadores	100
Tabla 17	Impedancias de los transformadores T1, T2 y T3 y el transformador de alta impedancia.	100
Tabla 18	Comparación de Icc en la barra de 10.5 kV con transformador de alta impedancia.	103
Tabla 19	Comparación del flujo de potencia a plena capacidad con transformador de alta impedancia.	104
Tabla 20	Comparación de las Icc por distintos métodos de reducción de corriente de falla.	105
Tabla 21	Resumen general de Cargabilidad de los transformadores T1 T2 y T3	106
Tabla 22	Inversión para 11 celdas de protección.	108
Tabla 23	Inversión para barra partida en dos partes	109
Tabla 24	Inversión para barra partida en 3 partes	109
Tabla 25	Inversión para reactor de 33 MVA	110
Tabla 26	Inversión para reactor de 82 MVA	110
Tabla 27	Inversión para un transformador de alta impedancia	111
Tabla 28	Cuadro técnico - económico por cada método de reducción de Icc	111

GLOSARIO DE TÉRMINOS Y ABREVIATURAS

EGEMSA	: Empresa de Generación Eléctrica S.A
ELSE	: Electro Sur Este S.A.
COES	: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.
OSINERGMIN	: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
REP	: Red de Energía del Perú S.A.
MINEM	: Ministerio de Energía y Minas (MEM anterior)
DGE	: Dirección General de Electricidad.
NTCSE	: Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos
CNE-S	: Código Nacional de Electricidad - Suministro.
SEIN	: Sistema Eléctrico interconectado Nacional.
S.E.	: Subestación Eléctrica
SET	: Subestación Eléctrica de Transformación.
ONAN	: Oil Natural Air Natural (Sistema de Ventilación de Aire Natural)
ONAF	: Oil Natural Air Forced (Sistema de Ventilación de Aire Forzado)
SEP	: Sistema Eléctrico de Potencia
LCE	: Ley de Concesiones Eléctrica
SCADA	: Supervisory Control and Data Acquisition (Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos)
IEC	: International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional).
IEEE	: IEEE : Institute of Electrical and Electronic Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos).
ANSI	: American National Standards Institute (Instituto Nacional Estadounidense de Estándares).
VDE	: Verband Deutscher Elektrotechniker (Federación Alemana de Industrias Electrotécnicas, Electrónicas y de Tecnología de la Información).
CLR	: Reactor Limitador de Corriente.
LCR	: Limitadores de Corriente Resonantes.
HVDC	: High-Voltage, Direct Current (Alta Tensión en Corriente Directa)
LCES	: Limitadores de Corriente de Estado Sólido
FCLs	: Limitadores de Corriente de falla Superconductores
SFCL	: Limitador de corriente de fallas con superconductor del tipo inductivo
UTM	: Universal Transverse Mercator (sistema de coordenadas universal transversal de Mercator)
LCF	: Limitadores de corriente de Falla
S.I.	: Sistema Internacional de unidades
TC	: Transformador de Corriente.
TP	: Transformador de Potencial.
L.T	: Línea de Transmisión.
AT	: Alta Tensión
MT	: Media Tensión
BT	: Baja Tensión
Icc	: Corriente de Cortocircuito
C.H	: Central Hidroeléctrica.

C.T	: Central Térmica.
KV	: Kilo Volts.
KA	: Kilo Amperes
KVA	: Kilo Volt Ampers.
KVAR	: Kilo Volt Amperes Reactivos
MVA	: Mega Volt Amperes.
MVAR	: Mega Volt Ampers Reactivos.
KW	: Kilo Watts.
F.C.	: Factor de carga
F.C.P.	: Factor de contribución en punta
F.S	: Factor de simultaneidad.
F.P	: Factor de Potencia.
P.U.	: Por Unidad.

INTRODUCCIÓN.

Hoy en día con el avance vertiginoso de la tecnología y de la industria, se ha incrementado la demanda de energía eléctrica, para ello en el Perú se han construido nuevas centrales generadoras hidráulica, térmicas, solares, eólicas entre otras y en su gran mayoría están interconectadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Como se conoce las centrales de generación tienden a encontrarse generalmente lejos de los centros de consumo (ciudades, minas, industrias, etc.). Ante ello es necesario contar con las líneas de transmisión (para el transporte de energía a grandes distancias) y las subestaciones; esta última tiene la función vital de transformar los niveles de tensión y corriente según a la necesidad del cliente final.

Existen subestaciones que con el tiempo han llegado al límite de su capacidad de transformación por lo que es necesario la repotenciación (cambio de transformadores por otros de mayor capacidad y otros equipamientos necesarios que la repotenciación conlleva).

El incremento de la capacidad de transformación de las subestaciones implica siempre un coste muy elevado, generalmente por la adquisición de nuevos transformadores. Asimismo, ello implica el incremento de la corriente de corto circuito, el cual en ocasiones es posible que la capacidad de corte de los dispositivos de protección sea superada.

Para evitar el cambio de los dispositivos de protección se realizan estudios de métodos de reducción de la corriente de corto circuito, evaluando cual puede ser el más óptimo y económico.

Con la aplicación de estos métodos se ahorraría el costo de la adquisición de nuevos dispositivos de protección logrando reducir los costos de inversión y manteniendo la confiabilidad de una subestación de potencia.

RESUMEN.

Hasta el año 2016 la subestación de Dolorespata contaba con tres transformadores de potencia (T1, T2 y T3) de 12.2 MVA cada uno. Para el año 2017 se reemplazó el transformador T3 por otro de 30 MVA. Debido a la creciente demanda de la parte norte de la ciudad de Cusco.

Este cambio provoca que la corriente de corto circuito en la barra de 10.6 kV supere la capacidad de corte de los interruptores de potencia de los alimentadores (salidas en MT).

Haciendo uso del software Power Factory – DigSILENT y los datos obtenidos del COES, se realiza el cálculo de la corriente de corto circuito, cuando la subestación contaba con tres transformadores de 12.2 MVA y cuando esta cuenta con dos transformadores de 12.2 MVA y uno de 30 MVA (situación actual), con el objetivo de corroborar la información obtenida de otras fuentes y tener un valor de la corriente de corto circuito de referencia.

En este trabajo de tesis se describen los diferentes métodos de reducción de la corriente de corto circuito. Asimismo, se evalúa cada método, y se determina hasta cuanto es posible reducir óptimamente la corriente de corto circuito en la subestación de Dolorespata.

Para el análisis económico se toma como una referencia los costos la renovación de las 9 celdas de protección más 2 celdas de reserva con respecto a los costos de implementación de los métodos de reducción de la corriente de corto circuito. Y así elegir la aplicación del método técnico y económicamente óptimo.

CAPITULO I

1. MARCO REFERENCIAL.

La subestación de Dolorespata es propiedad de la “Empresa de Generación Eléctrica MACHUPICCHU S. A” de donde se suministra energía eléctrica a una parte de la ciudad del Cusco por medio de 9 salidas o alimentadores.

Anterior al año 2016 la subestación de Dolorespata, se tenía instalado tres (03) transformadores de potencia de 12.2 MVA cada uno, denominados T1, T2 y T3.

Para el año 2016, el incremento de la demanda de la energía eléctrica superaría la capacidad de dicha subestación. Por lo que se tuvo cambiar el transformador 3 (T3) de 12.2 MVA por uno de 30 MVA.

El cambio del T3 a 30 MVA aumenta el valor de corto circuito en las 9 salidas o alimentadores de la barra de 10,6 kV a un valor que podría superar la capacidad de los interruptores de dichas salidas o alimentadores de la barra de 10.6kV.

Esto tiene efectos perjudiciales para la subestación de Dolorespata dejándolo posiblemente fuera de servicio y tener una incidencia negativa con la NTCSE en el suministro energía eléctrica.

1.1. Ámbito Geográfico.

La subestación de Dolorespata, se encuentra ubicada en la Av. MACHUPICCHU s/n Central Térmica Dolorespata, departamento de Cusco, provincia Cusco, distrito de Santiago, a una altura de 3225 msnm.

La ubicación geográfica de la subestación en coordenadas UTM es la siguiente:

Este: 178334.00 metros E.

Norte: 8502270.00 metros S.



Figura 1: Mapa geopolítico del Perú
[Fuente: aboutespañol]



Figura 2: Mapa geopolítico del Perú
[Fuente: enperu.about]

1.2. Ubicación geográfica.

1.2.1. Macro.

Distrito: Santiago.

Provincia: Cusco.

Departamento: Cusco.

1.2.2. Micro.

Av. Machupicchu s/n Central Térmica Dolorespata.



Figura 2: Ubicación geográfica de la Subestación de Dolorespata.
[Fuente: Google Maps]

CAPITULO II

2. EL PROBLEMA Y METODOLOGÍA.

2.1. Planteamiento del problema.

En la subestación de Dolorespata inicialmente existía tres (03) transformadores de potencia de 12.2 MVA en paralelo, sin embargo, ante el incremento de la demanda de energía eléctrica en este sector noreste de la ciudad del Cusco (Figura 4), se cambió el transformador T3 por otro de 30 MVA, tal como se muestra en la Figura 5.

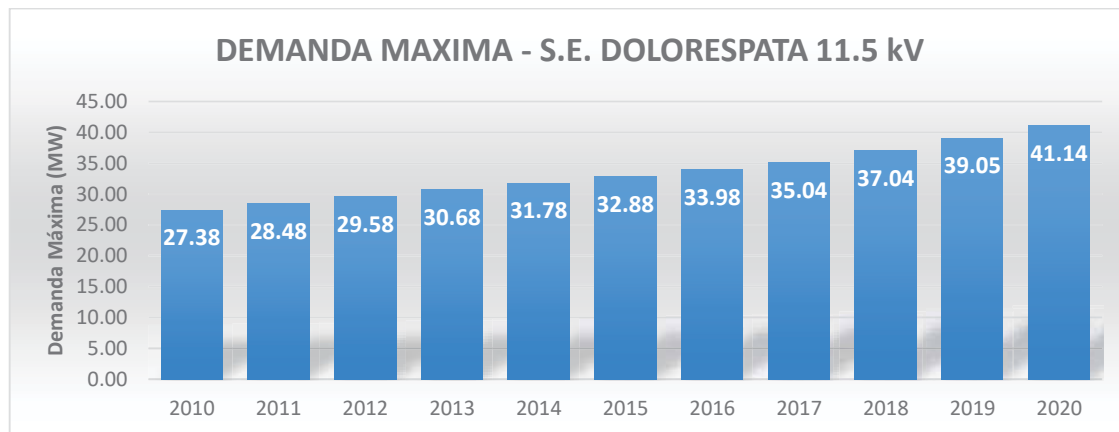


Figura 3: Máxima Demanda Histórica de los últimos 10 años
[Fuente: COES]

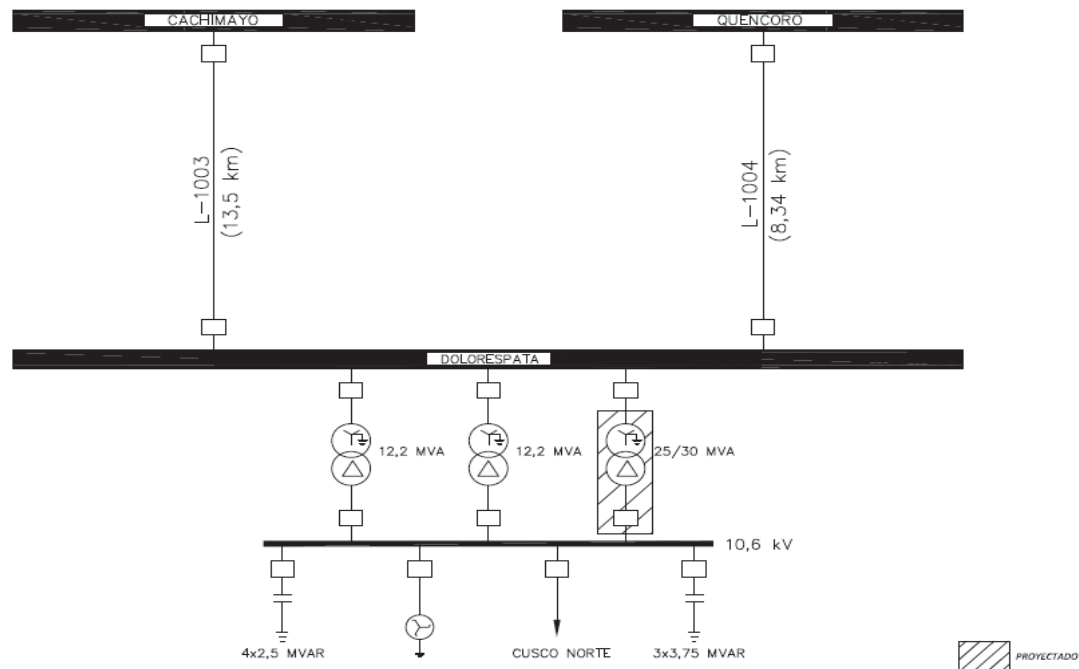


Figura 4: Diagrama Unifilar general de la Subestación de Dolorespata
[Fuente: EGEMSA]

Debido a este cambio la corriente de corto circuito en la subestación de Dolorespata, se incrementó y con ello se superó la capacidad de despejar una falla de corto circuito en los interruptores de cada una de las 9 salidas o alimentadores de la barra de 10.6 kV.

En caso de que ocurra un corto circuito trifásico franco (comúnmente el más severo), en uno de los alimentadores (corto circuito cercano a la subestación), el interruptor correspondiente ya no podría despejar la falla, haciendo que interruptores de protección de los transformadores de potencia en el lado de baja (aguas arriba de la barra principal de 10,6 KV), actúen y dejen fuera de servicio a toda la barra de 10.6 KV, cortando así el suministro eléctrico en todos los alimentadores, ocasionando perjuicios a ELSE y sus usuarios de esta parte de la ciudad.

Tabla 1: Cantidad de usuarios conectados a la subestación de Dolorespata - 2018

CANTIDAD DE USUARIOS REGULADOS DE LA SUBESTACIÓN DE DOLORESPATA10 (BARRA 10.6 KV)		
ALIMENTADORES/SALIDAS	NUMERO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN (SED)	NUMERO DE USUARIOS
DO01	146	13122
DO02	67	9665
DO03	25	2980
DO04	46	5327
DO05	61	9493
DO06	80	10819
DO07	53	9190
DO08	84	12880
DO09	36	9071
TOTAL, USUARIOS MT/BT		82547

Fuente: ELSE

También da lugar a la posibilidad de sobrepasar las tolerancias establecidas en la sección de calidad de suministro de la NTCSE. A su vez dando consecuencias negativas y sancionables por parte de OSINERGMIN.

Se tiene conocimiento que la subestación de Dolorespata en la barra de 10.6 KV es un sistema “Unibarra” de la cual salen 9 alimentadores. Cada alimentador tiene interruptores con capacidad de cortocircuito de 18.4 KA. Asimismo, vale precisar que, de los 9 alimentadores,

las Subestaciones Eléctricas de Distribución generalmente son de las siguientes potencias nominales:

Tabla 2: Potencia normalizadas para transformadores monofásicos y trifásicos

POTENCIA NOMINAL (KVA)	
MONOFÁSICO	TRIFÁSICO
15	50
25	75
37.5	100
50	160
75	250
100	315
	400
	500
	630

Fuente: ELSE

En el anexo 12, se presenta las características típicas de SEDs existentes en distintos alimentadores o salidas (DO01 a DO09) de la S. E. de Dolorespata.

Para verificar que se ha superado la capacidad de cortocircuito de los interruptores de los alimentadores, se realizaron anteriormente algunos estudios previos que se detallan a continuación:

Tabla 3: Resumen de estudios previos.

Empresa / persona	Año	Documento	Resumen.	Valor obtenido en (kA)	Capacidad de los interruptores (kA)	Condición
			Conclusión			
LKVA ING.	2014	Estudio de la demanda de potencia de la subestación Dolorespata con los nuevos alimentadores do10, do11 y do12.	Realizan un análisis de flujo de potencia.	14.32	18.4	Estable
			A partir del año 2030 la barra de 11,5kV de la S.E de Dolorespata empieza a presentar cargabilidades considerables especialmente los tramos 3, 4, 17 y 18.			
Delcrosa.	2016	Resumen ejecutivo para el proyecto Dolorespata.	Realiza simulaciones de corto circuito.	19.38	18.4	Superado
			Los interruptores de potencia en nivel 10.6kV tengan una capacidad de cortocircuito mayor a 19.38 kA.			
Ing. Daniel Luna. Supervisor del Centro de control Egemsa.	2016	Cálculo de cortocircuito de las barras de la s.e. Dolorespata.	Realizar un análisis de cortocircuito con las nuevas condiciones.	20.84	18.4	Superado
			Llega a la conclusión que la corriente de corto circuito subtransitoria Ik'' en la barra de 10.6kV es 20.84 kA.			

Fuente: Resumen de estudios previos Dolorespata - EGEMSA [Elaboración Propia]

De la tabla 3, se verifica con más certeza que la capacidad de corto circuito de los interruptores existentes ha sido superada a consecuencia del incremento de la potencia de la subestación de Dolorespata.

Para el tratamiento de este problema, existen métodos para reducir la corriente de corto circuito que se pueden aplicar tomando en consideración de la topología y las características propias de la subestación de Dolorespata buscando la viabilidad técnica y económica, cabe señalar que se han implementado estos métodos de forma satisfactoria en otras subestaciones similares.

2.2. Formulación del problema.

¿Cuál será el método óptimo para reducir la corriente de corto circuito en la barra 10,6 kV ante el incremento de potencia de la subestación de Dolorespata 2019?

2.2.1. Problemas específicos.

- ¿Cuál es el valor de la corriente de cortocircuito en la barra de 10,6kV en la subestación de Dolorespata 2019 por el método completo, norma IEC 60909 y por la norma IEEE C37?
- ¿Como se aplicará el estudio de los métodos de Cambio de topología, Implementación de un reactor e Implementación de un transformador de alta impedancia; para reducir la corriente de corto circuito en la barra de 10,6 kV en la subestación de Dolorespata 2019?
- ¿Cuál será el método técnicamente óptimo con el cual se podrá reducir la corriente de corto circuito?
- ¿Cuál será el método económicamente óptimo con el cual se podrá reducir la corriente de corto circuito?

2.3. Objetivos.

2.3.1. Objetivo general.

Determinar el método óptimo para reducir la corriente de corto circuito en la barra 10.6 kV ante el incremento de potencia de la subestación de Dolorespata 2019.

2.3.2. Objetivos específicos.

- Calcular la corriente de corto circuito actual en la barra de 10.6kV ante el incremento de potencia con el software DIgSILENT Power Factory 15.1.7.
- Evaluar los métodos adecuados para reducir la corriente de corto circuito en la barra de 10,6kV en la subestación de Dolorespata 2019.
- Seleccionar el método técnicamente óptimo con la cual se podrá reducir la corriente de corto circuito.
- Seleccionar el método económicamente óptimo con la cual se podrá reducir la corriente de corto circuito.

2.4. Hipótesis.

2.4.1. Hipótesis general.

Se tendrá el método óptimo el cual permitirá reducir la corriente de corto circuito (I_{cc}) en la barra 10.6 kV ante el incremento de potencia de la subestación de Dolorespata 2019.

2.4.2. Hipótesis específicas.

- Evaluando con el software DIgSILENT Power Factory 15.1.7. se podrá conocer el valor actual de la corriente de corto circuito en la barra de 10.6 kV.
- El estudio detallado de cada método de reducción la corriente de cortocircuito (I_{cc}) se basará en simulaciones en el Software DIgSILENT Power Factory 15.1.7.
- La evaluación de cada método de reducción de cortocircuito permitirá conocer el método técnicamente óptimo.
- La evaluación de la inversión de cada método de reducción de cortocircuito permitirá conocer el método económicamente óptimo.

2.5. Variables.

Tabla 4: Variables independiente y dependiente.

Variables	Independiente	Dependiente
	Potencia de la subestación.	Corriente de cortocircuito.
Indicadores	Incremento de la demanda de potencia en la SET Dolorespata en un 17% en el último lustro según COES.	Límite de capacidad de corte de los interruptores de potencia superada en un 12%.
	Incremento de la demanda de energía en la SET Dolorespata en un 15% en el último lustro según COES.	5 % de probabilidad de ocurrir una falla severa (Icc trifásico), por consiguiente, apertura de protecciones aguas arriba (riesgo de interrupción total de la SET).
	Cumplimiento del plan de inversiones.	Gastos considerables de mantenimiento correctivo (por la ocurrencia de Icc severo) y Sanciones Económicas.

2.6. Justificación del estudio.

2.6.1. Justificación técnica.

En este trabajo de tesis se busca proponer un método óptimo para reducir la corriente de corto circuito y mantenerlo dentro de los límites de operación de los interruptores (de sobre corriente) de cada alimentador (MT) de la subestación de Dolorespata.

2.6.2. Justificación económica.

Busca demostrar que el costo de inversión sea menor al costo de inversión de cambio de celdas de protección. Aparte de ello conlleva la posibilidad de superar las tolerancias predichas en NTCSE (calidad de suministro) en caso se suscite una falla trifásica (más severa) dando lugar a penalizaciones (sanciones económicas) por parte de la entidad reguladora (Osinergmin).

2.6.3. Justificación social.

A su vez se busca evaluar los posibles efectos negativos que se suscitaría, hacia los usuarios de la parte norte de la ciudad del Cusco, en caso ocurra una falla trifásica (comúnmente más severa). Dejándolos sin energía, cabe recordar que la subestación de Dolorespata cuenta con cargas muy importantes como el hospital Antonio Lorena, Hospital regional, clínicas importantes, centro histórico (turismo), UNSAAC, etc. Lo que conlleva la importancia de la aplicación del presente trabajo de tesis.

2.6.4. Justificación académica.

La presente tesis, pretende aplicar los conocimientos adquiridos en la etapa universitaria, más específicamente el curso de Sistemas Eléctricos de Potencia, donde los temas más relevantes estudiados son las fallas eléctricas. Con la aplicación del Software DigSilent Power Factory 15.1 y con cálculos manuales teóricos se corroborará aún más los datos en evaluación. A la misma vez, la presente tesis servirá como apoyo bibliográfico para los mismos estudiantes interesados en el tema, como también para la realización de futuros trabajos de investigación relacionados con fallas eléctricas de diverso tipo o reducción de la corriente de cortocircuito.

2.7. Alcances.

- En este trabajo de tesis se va a evaluar las condiciones de funcionamiento actuales de la barra de 10.6 kV y los interruptores de las salidas o alimentadores de la Subestación de Dolorespata.
- Proponer un método de reducción del nivel cortocircuito y evaluar sus condiciones de funcionamiento de la barra de 10.6 kV y los interruptores de las salidas o alimentadores de la Subestación de Dolorespata.
- Se va a elaborar un costo de inversión, según los módulos estándares de inversión 2019 de OSINERGMIN y ver que costo de inversión es más recomendable.

2.8. Limitaciones.

- En este trabajo de tesis no se va a hacer un estudio de las coordinaciones de los sistemas de protección de la subestación de Dolorespata.
- El estudio solo contempla el lado de 10.6 KV, lado de baja de los transformadores T1, T2 y T3.
- No se hace un estudio del planteamiento y la ejecución de los trabajos a realizarse para la mejora de la confiabilidad de la subestación de Dolorespata.

2.9. Tipo de investigación.

La presente es una investigación del tipo APLICADA ya que busca resolver algunas interrogantes, problemas y la aplicación de resultados, sobre el impacto que se tiene cuando se sobrepasa la capacidad de cortocircuito de los interruptores de los alimentadores de la barra 10.6 KV, debido al incremento de potencia de la subestación de Dolorespata.

Esta investigación además es de carácter CUANTITATIVO ya que busca medir y cuantificar las variables a través de herramientas informáticas como es el DIgSILENT Power Factory para realizar simulaciones, para comparar los resultados obtenidos en las simulaciones y algunas herramientas de Microsoft como el Excel para el análisis de las variables.

2.10. Nivel de investigación.

La presente investigación tiene el nivel DESCRIPTIVO ya que cuenta con uno de sus objetivos el de realizar un diagnóstico actual de la corriente de cortocircuito en la barra 10.6 KV de Dolorespata, donde busca el cómo y la manera del riesgo que se corre debido al cambio del transformador 3, además que es EXPLICATIVO por que se pretende buscar él porque del fenómeno y las variables en estudio.

2.11. Diseño de investigación.

El diseño de la investigación que se utiliza es EXPERIMENTAL porque en la etapa de desarrollo de propuestas de solución en la investigación se espera la reducción y/o

modificación en magnitud (simulaciones experimentales en softwares) de la variable dependiente (corriente de cortocircuito).

2.12. Población.

La población de nuestro proyecto de investigación está compuesta por la barra de 10.6 KV de la subestación eléctrica de Dolorespata, la cual es propiedad de la Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (EGEMSA), la presente investigación cuenta con el apoyo incondicional de la mencionada empresa.

2.13. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.

2.13.1. Técnicas de recolección de datos.

Para una mejor comprensión y análisis del problema anteriormente descrito, se hará uso de algunos datos recolectados por otros autores, específicamente se tomarán en cuenta aquellas que fueron tomadas por la misma empresa EGEMSA y por autores que realizaron informes previos como los mencionados en el planteamiento del problema.

2.13.2. Instrumentos y análisis de recolección de datos.

Para la recolección de datos del presente trabajo de investigación se tomarán los siguientes instrumentos de medición.

- SISTEMA SCADA EGEMSA, otro de los instrumentos de recolección de datos con el que se cuenta es el sistema SCADA de la empresa EGEMSA, el cual permite realizar la operación y toma de datos de algunas variables en tiempo real de los equipos que se encuentra en la subestación eléctrica de Dolorespata.

- Después de tener procesados todos los datos y las informaciones pertinentes se procederá a realizar un análisis acerca de los resultados obtenidos utilizando los conocimientos matemáticos, sobre todo normativos. El análisis se realizará con ayuda de las siguientes herramientas computacionales.

-Software DIgSILENT Power Factory 15.1.7 (software que permitirá realizar las simulaciones en cuanto a las sustituciones de los transformadores en la subestación eléctrica de Dolorespata).

-Software de Microsoft como: Word, Excel y Power Point que serán herramientas de mucha ayuda en la utilización y aplicación de los conocimientos matemáticos.

CAPITULO III

3. MARCO TEÓRICO.

3.1. Antecedentes.

- “MÉTODOS UTILIZADOS PARA REDUCIR LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITOS EN LA SUBESTACIÓN TOROMOCHO 220 / 23kV” (2013), informe de suficiencia presentado por: Carlos Alonzo Cueva Gallegos, Universidad Nacional de Ingeniería.

En este documento realiza los estudios de corto circuito en la barra de 23 kV, donde la corriente de corto circuito es de 55.334 kA los cuales superan la capacidad de los interruptores de potencia cuya máxima corriente es de 40 kA. Por ende, cambian las características del transformador de Potencia aumentado la impedancia de 8% al 12 % con la cual reducen a 44.064kA y complementado a esto usan un limitador de corriente de falla instalados en las barras con lo que se logra reducir a 36.1 kA. Valor que está por debajo de los 40kA.

- “ALTERNATIVAS DE REDUCCIÓN DE CORRIENTES CORTOCIRCUITO EN SUBESTACIONES DE MEDIA TENSIÓN” (2015), presentado por Ricardo Ramos, Universidad de El Salvador de Centro América.

En esta tesis concluye que el reducir al corriente de corto circuito por el método de la barra partida en la subestación de CAESS seria nulo debido a que el sistema está en paralelo y es de doble barra. También evalúa la partición del Bus principal de la subestación de ETESAL y logra reducir la corriente de corto circuito a un 50% pero queda descarta por perder redundancia. Finalmente se opta por unos reactores de 1.2 Ohm que es un punto de equilibrio ente la caída de tensión y la corriente de corto circuito.

- “AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN DE LAS SUBESTACIONES QUENCORO, AZÁNGARO, TRUJILLO NORTE, PIURA OESTE Y TINGO MARÍA”

En este proyecto se realiza el cambio de barra simple a doble barra en 138 kV incluyendo la celda de acoplamiento, instalación de las celdas correspondientes y las instalaciones y obras complementarias.

- “CAMBIO DE CONFIGURACIÓN EN 60 KV DE SIMPLE BARRA DE LA SUBESTACIÓN GUADALUPE”

Con R.M. N° 029-2017-MEM/DM del 17.01.2017, el MINEM aprobó la Décimo Octava Cláusula Adicional por Ampliaciones en el marco del "Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN – ETESUR

- “CONSTRUCCIÓN DE LA NUEVA S.E. AMARILIS 138 KV, CON CONFIGURACIÓN DE DOBLE BARRA MÁS SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA Y ESPACIOS PARA FUTURAS INSTALACIONES EN 138 KV; 22,9 KV Y 10 KV.”

El proyecto comprendió la construcción de lo siguiente: S.E. Amarilis-L.T. a S.E. Tingo María, enlace entre T15 de L-1121 Huánuco-Tingo María y S.E. Amarilis. Enlace S.E. Amarilis–SE Huánuco, Enlace S.E. Amarilis-LT a SE Paragsha.

- “LA SUBESTACIÓN REQUE ES DE DISPOSICIÓN DOBLE BARRA EN U EN 220 KV.”
- “SEGUNDO CIRCUITO DE LA LÍNEA DE TRASMISIÓN 220 KV ZAPALLAL – PARAMONGA NUEVA - CHIMBOTE 1 Y AMPLIACIÓN DE SUBESTACIONES ASOCIADAS”

Ampliación de la capacidad de transformación en 220/66/10 kV, cambio de configuración del sistema de barras en 220 kV de simple a doble barra y conexión

del segundo circuito Zapallal – Paramonga Nueva 220 kV en la Subestación Huacho.

- “IMPLEMENTACIÓN DEL REACTOR SERIE ENTRE LAS BARRAS DE 220 KV DE S.E.s CHILCA NUEVA Y CHILCA REP”

En la subestación Chilca REP: Implementación de un Reactor CLR 115 MVAR entre las instalaciones Chilca REP; con el fin de reducir el nivel de corrientes de cortocircuito en el sistema, debido a la ampliación del sistema de transmisión 220 kV y 500 kV. Entró en servicio el 27.01.2013.

3.2. Normativa.

3.2.1. Normas nacionales.

- Decreto ley nº 25844 Ley de Concesiones Eléctricas (1992).
- Código Nacional de Electricidad Suministro (2011).
- Código Nacional de Electricidad Utilización (2016).
- Normas DGE/MEM vigentes.
- Resoluciones Ministeriales.

3.2.2. Normas internacionales.

- IEC 60909 (el estándar IEC).
- VDE 0102/0103 (norma alemana).
- ANSI (el estándar americano ANSI/IEEE C37).
- Completa (método de superposición que considera los resultados de flujo de carga de pre falla, Según IEC 61363).

3.3. Base teórica.

3.3.1. Conceptos generales.

3.3.1.1. Subestación eléctrica.

Es el conjunto, situado en un mismo lugar, de la aparamenta eléctrica y de los edificios necesarios para realizar alguna de las funciones siguientes: transformación de la tensión, de la frecuencia, del número de fases, rectificación, compensación del factor de potencia y la conexión de dos o más circuitos. (Jesus, 2015, pág. 46) [7]

Una subestación eléctrica es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión y corriente) y de proveer un medio de interconexión y despacho entre las diferentes líneas de un sistema. (Gilberto, 1979, pág. 26) [4]

Tomando en cuenta los conceptos mencionados se infiere que una subestación es una parte del sistema eléctrico de potencia que tiene varios elementos, de acuerdo a su función, cuenta con máquinas de transformación, dispositivos de protección y maniobra. Estos están destinados a transformar los niveles de tensión y corriente para determinadas funciones para lo cual fue diseñado.

3.3.1.2. Tipo de subestaciones eléctrica.

Se está tomando en consideración la clasificación del libro Subestaciones eléctricas del autor Jesús Trashorras Montecelos del año 2015.

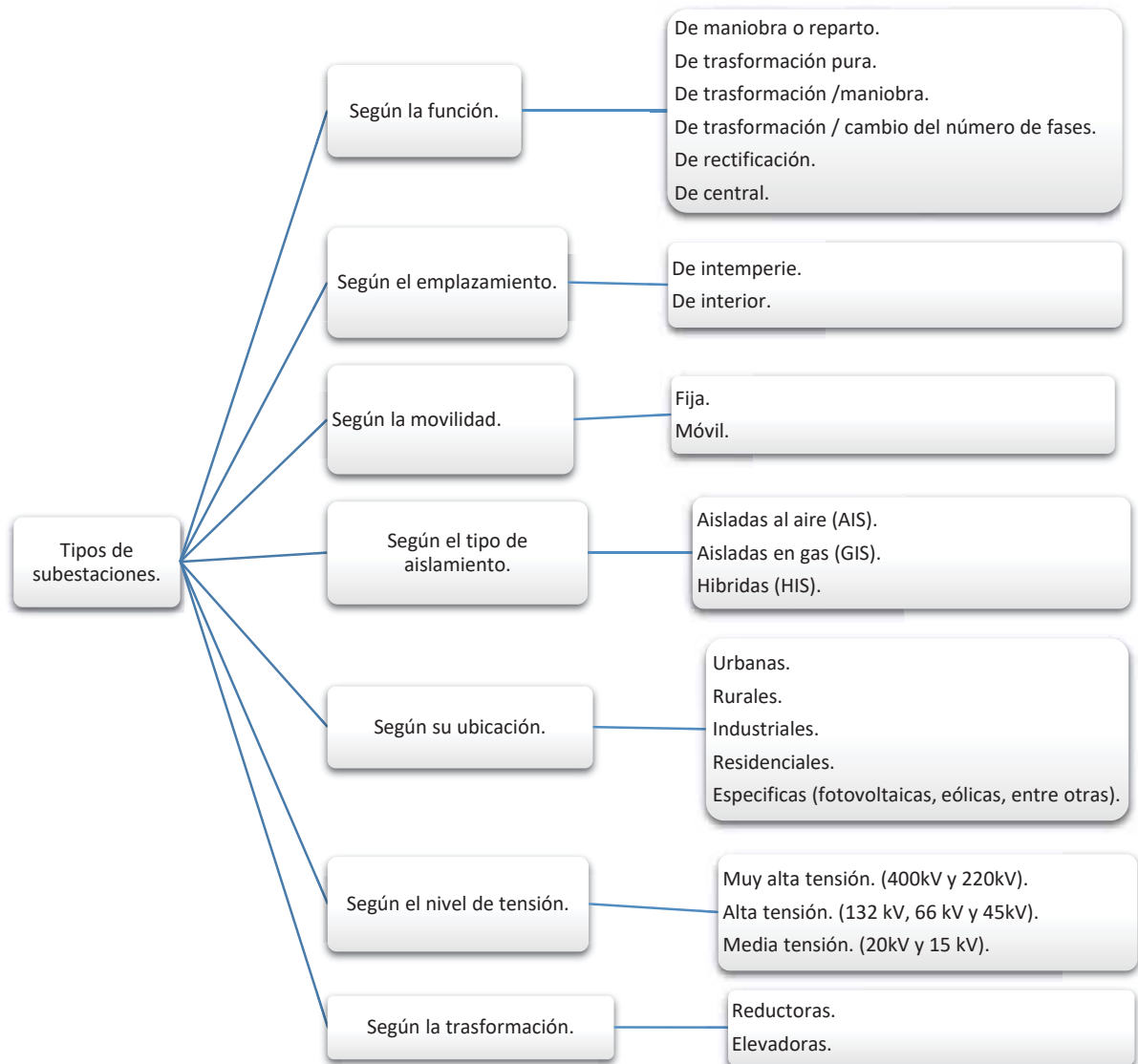


Figura 5: Tipos de subestaciones eléctricas. (Jesús, 2015, pág. 46) [7]

3.3.1.3. Tipos de arreglos de barras.

3.3.1.3.1. Sistema de barra simple.

Este arreglo de barra es el más simple de todos en este tipo de barra se puede dar otras subclasificaciones.

3.3.1.3.2. Juego de barras sencillo.

Es una barra simple que se aplica en sistemas de poca potencia, es de instalación y maniobra simple de costo reducido, en caso de producirse fallos este sistema solo puede aislar donde cuenta con interruptores de potencia, su flexibilidad es la más baja de todas, así como su confiabilidad. (Jesus, 2015, pág. 52) [7]

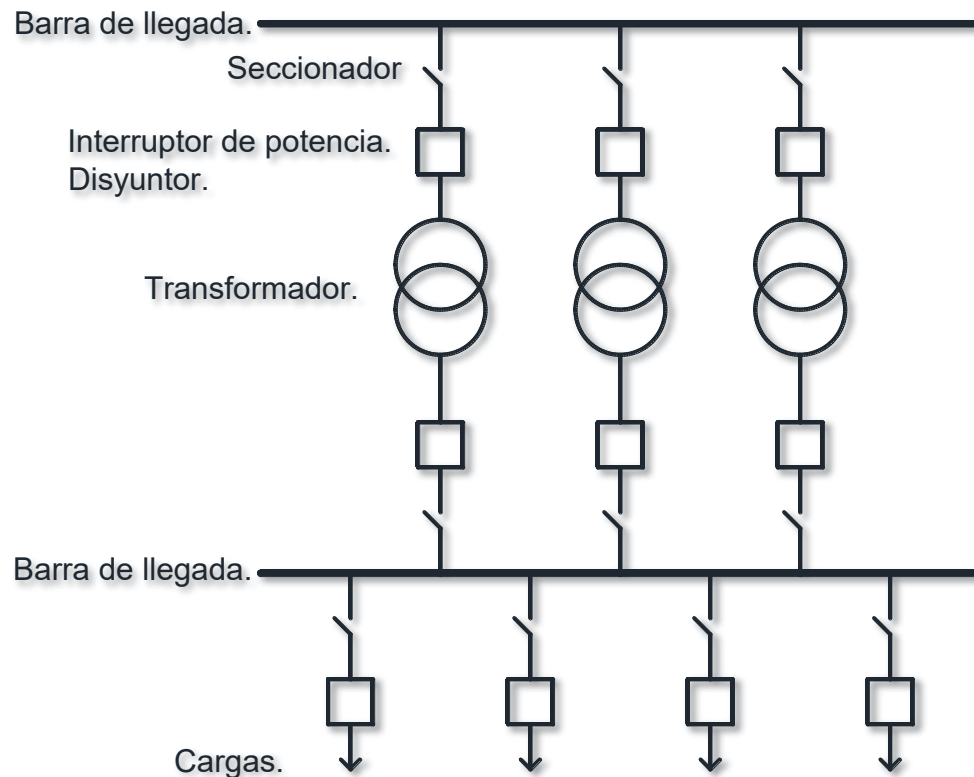


Figura 6: Subestación de juego de barra sencillo.
[Elaboración propia]

3.3.1.3.3. Barra simple con seccionador bypass en salida.

Es una barra simple que cuenta con unos seccionadores Bypass que le dan más flexibilidad al sistema para temas de mantenimiento sin que se tenga que interrumpir el suministro eléctrico a las cargas. Cuando los Bypass están en servicio por el sistema no cuenta con protecciones de darse una falla se interrumpe el suministro eléctrico en toda la barra. (Jesus, 2015, pág. 53) [7]

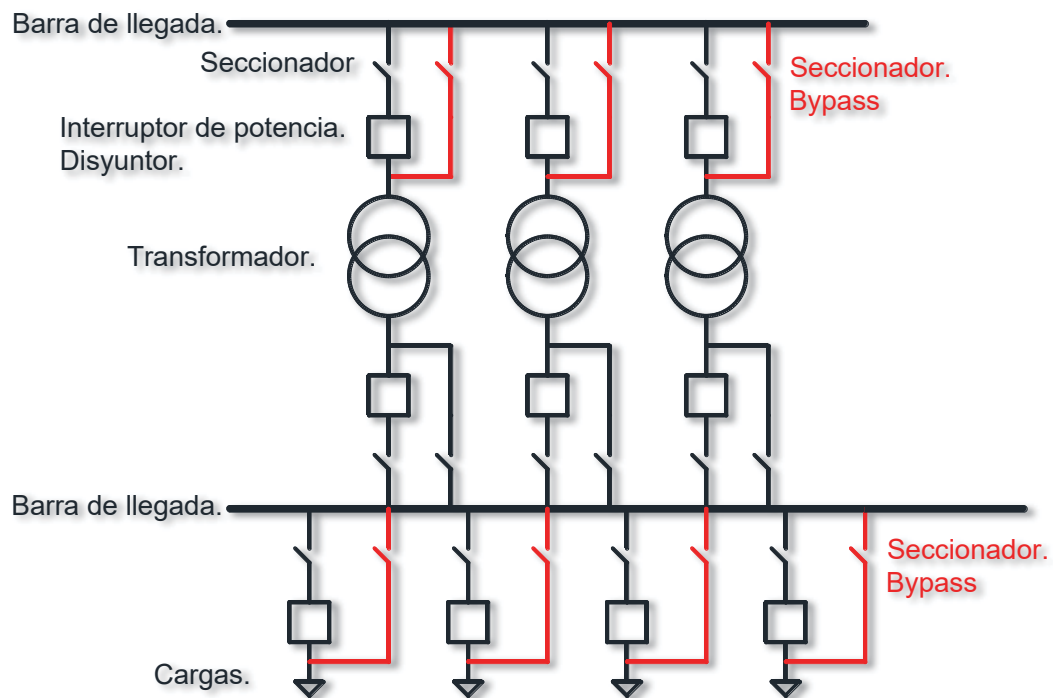


Figura 7: Subestación de barra simple con seccionador.
[Elaboración propia]

3.3.1.3.4. Barra simple con seccionamiento (barra partida).

La barra principal se divide en dos partes por medio de seccionadores o disyuntores. Esto lleva consigo que, en caso de avería de la barra principal en una de las secciones, la otra sección puede trabajar normalmente. Si la instalación tiene varias líneas de salida que alimentan a una misma carga estas líneas pueden disponerse alternativamente en cada sección de la barra para hacer más seguro el suministro de energía. (Jesus, 2015, pág. 54) [7]

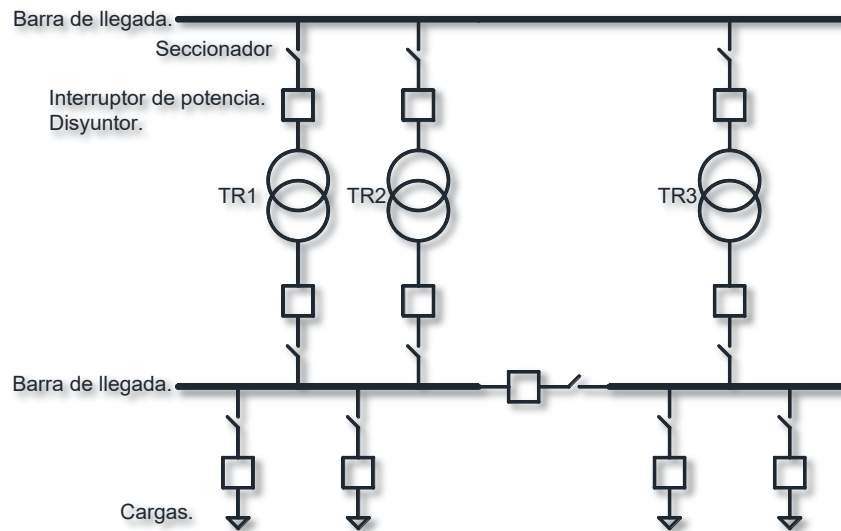


Figura 8: Subestación de barra simple con seccionamiento barra partida.
[Elaboración propia].

Témenos otras configuraciones que se muestran en el libro de Subestaciones eléctricas las cuales solo las mencionaremos.

- Juego de barras con transferencia. (Jesus, 2015, pág. 56) [7]
- Doble barra. (Jesus, 2015, pág. 57) [7]
- Doble juego con barra bypass. (Jesus, 2015, pág. 58) [7]
- Doble juego de barra más barra de transferencia. (Jesus, 2015, pág. 59) [7]
- Barra dúplex. (Jesus, 2015, pág. 60) [7]
- Embarrado en anillo. (Jesus, 2015, pág. 61) [7]
- Interruptor y medio. (Jesus, 2015, pág. 62) [7]

3.3.1.3.5. Componentes de una subestación eléctrica.

En las subestaciones eléctricas hay una serie de equipos que los podemos de los que mencionaremos los más comunes.

3.3.1.3.5.1. Barras.

Son los elementos que se encuentran en los pórticos (estructuras metálicas) de donde se toma el suministro de energía eléctrica por lo general en el lado de alta tensión donde las

barras son unos cables de aluminio o de cobre los cuales están suspendidos por unos aisladores según su nivel de tensión.

También se conoce como barras a las varillas de cobre que se encuentran en el lado de baja tensión, del cual se fijan las protecciones y las cargas, salidas o alimentadores.

3.3.1.3.5.2. Seccionadores.

Es el equipo encargado de aislar un tramo del circuito de forma visible para que se pueda trabajar sobre los mismos sin peligros.

3.3.1.3.5.3. Interruptores de potencia.

Es el equipo de encargado de aperturar una línea con carga, o también se define como un dispositivo electromecánico cuya función principal es la de conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla.

3.3.1.3.5.4. Disyuntor.

Es un interruptor automático accionado por relés. También llamado interruptor diferencial, es un dispositivo electromecánico que tiene la función de proteger a las personas de las derivaciones causadas por fallas de aislamiento entre los conductores activos y tierra o masa de los artefactos e instalaciones eléctricas.

3.3.1.3.5.5. Transformador de tensión.

Es un equipo de medición y/o protección sirve para realizar la medición del nivel de tensión en líneas. Este equipo cuenta con una relación de transformación el cual indica a cuantas veces reduce la tensión que hay en las líneas esto se usa con la finalidad de conectar a equipos de medición y de protección.

3.3.1.3.5.6. Transformador de corriente.

Es un equipo de medición y/o protección sirve para realizar la medición de la corriente a niveles altos de tensión. Este equipo cuenta con una relación de transformación el cual indica a cuantas veces reduce la corriente que hay en las líneas esto se usa con la finalidad de conectar a equipos de medición y de protección.

3.3.1.3.5.7. Pararrayos.

Son los equipos que se encargan de derivar a tierra las sobre tensiones y/o descargas atmosféricas que se dan en las líneas. Estos equipos están diseñados según el máximo nivel de tensión que pueden permitir sin derivarlo a tierra.

3.3.1.3.5.8. Transformadores de potencia.

Se entiende como transformador de potencia el que transforma la tensión de AT/AT o AT/MT, y como transformador de distribución el que transforma la tensión de MT/BT. (Jesus, 2015, pág. 77) [7]

El transformador es la parte más importante de una subestación eléctrica ya sea por la función que representa de transferir la energía en un circuito a otro que son por lo general de diferente tensión y solo está acoplados magnéticamente, o bien por su costo con relación a las partes de las instalaciones. (Gilberto, 1979, pág. 45) [4]

3.3.1.3.5.9. Banco de condensadores.

Es un conjunto de capacitores que tiene el fin de mejorar el factor de potencia en dicha subestación para poder mantener los niveles de tensión según lo exige la norma.

3.3.1.3.5.10. Celdas de maniobra.

Es un conjunto de gabinetes metálicos que están instalados dentro de una edificación contigua a la subestación. En estos gabinetes se alojan a los equipos de medición, relés de protección, equipos de maniobra y todo lo necesario para gestionar una subestación.

3.3.1.3.5.11. Banco de baterías.

Es un conjunto de baterías que proveen de energía eléctrica para la operación de los dispositivos de protección y de maniobra en caso de que estos no estén conectados a una línea de suministro eléctrico. Es decir, las baterías forman una parte importante de las subestaciones transformadoras, ya que tienen como función principal almacenar la energía que se utiliza en el disparo de los interruptores, por lo que deben hallarse siempre en óptimas condiciones de funcionamiento.

3.3.1.3.5.12. Sistema de puesta a tierra.

Consiste en un enmallado de cable de cobre desnudo y un conjunto de varillas del mismo material que se instalan en la tierra el cual tiene una serie de agregados para mejorar la conductividad del terreno. Esta puesta a tierra sirve como protección contra sobrecargas y fallas en la subestación.

3.3.1.3.5.13. Estudio de corto circuito.

En el código nacional de electricidad (Suministro 2011) aprobado por resolución ministerial N° 214-2011-MEN/DM el 29 de abril del 2011 en el párrafo 153 [8], Menciona sobre la protección contra cortocircuito de los transformadores de potencia

“Se proporcionará a los transformadores de potencia medios para desconectarlo automáticamente de la fuente de suministro, ante una corriente de cortocircuito de gran magnitud (falla) dentro del transformador” (Ministerio de energía y minas., 2011) [8]

Sección 17 Interruptores automáticos, Interruptores, Reconectores, Seccionadores y Fusibles. En el párrafo 171 Aplicación. *“Los interruptores automáticos, interruptores, reconectores, seccionadores, seccionadores de potencia y fusibles, deberán ser utilizados con la debida atención a sus valores nominales de tensión asignados y a las corrientes continuas y momentáneas. Los dispositivos destinados a interrumpir la corriente de falla deberán tener la capacidad suficiente, para controlar y soportar de manera segura la máxima corriente de cortocircuito para la que están proyectados interrumpir, en las condiciones para las cuales ha sido diseñada su operación. La capacidad de interrupción deberá ser verificada antes de cada cambio importante del sistema.”* (Ministerio de energía y minas., 2011, pág. 76) [7]

“Los cortocircuitos son los defectos provocados por un contacto entre conductores, o entre un conductor y tierra (o cualquier pieza metálica unida a ella). En este contacto tiene lugar generalmente por medio de un arco. Son muy peligroso por su elevadísima corriente (kA) presentes en los elementos cercanos al cortocircuito, lo que produce sobrecalentamientos y

esfuerzos electrodinámicos importantes en los equipos afectados, así como también perturbaciones serias en los circuitos de telecomunicaciones vecinos.” (Brokering Christie, Palma Behnke, & Vargas Diaz, 2008, pág. 248) [1]

“Un estudio de cortocircuito se inicia siempre con un diagrama unifilar del sistema por estudiar en donde se indiquen todos los elementos que van a intervenir, especialmente las fuentes y elementos pasivos dando valores de potencias, tensiones e impedancias siempre que sea posible.” (Gilberto, 1979, pág. 177) [4]

“Los cortocircuitos ocurren en los sistemas de potencia cuando falla el aislamiento del equipo debido a sobrevoltajes del sistema por rayos o por variaciones por maniobras de interruptores, a contaminación del aislamiento (rocío salino, o contaminación) o a otras causas mecánicas.” (Duncan Glover & S.Sarma, 2004, pág. 301) [2]

“Aún los sistemas eléctricos mejor diseñados ocasionalmente experimentan cortocircuitos dando como resultado altas corrientes anormales. Los dispositivos de protección de sobrecorriente deben aislar tales fallas en el punto adecuado y con seguridad para minimizar el daño en circuitos y equipos, además de minimizar las molestias a los usuarios.” (Ramirez Castaño, pág. 1) [9]

“Una falla en un circuito es cualquier evento que interfiere con el flujo normal de corriente.” (Grainger & Stevenson Jr, 1996, pág. 358) [5]

Se aplica el método de cálculo de cortocircuito de la norma IEC 60909-0 pág. 23-24 versión español para determinar valores máximos y mínimos los cuales son necesarios para la calibración y selección de los equipos de protección.

Se realiza el estudio de corto circuito con la finalidad de cuantificar la corriente que circula en distintos puntos de una subestación en caso de una falla.

Como por ejemplo a la entrada y salida de los transformadores de potencia donde normalmente se instalan los dispositivos de protección para resguardar la integridad del transformador en casos de fallas por corto circuito.

También se evalúa esta corriente en la salida de los alimentadores con la finalidad de despejar las fallas que puedan ocurrir en dicho punto sin tener que afectar a otras salidas o alimentadores.

Teniendo en consideración la magnitud de las corrientes de corto circuito se realiza selección, calibración y coordinación de los dispositivos de protección como son principalmente los interruptores de potencia y los disyuntores

3.3.1.3.5.14. Tipos de corto circuito.

Según varios autores los tipos de corriente de corto circuito son:

- Corto circuito trifásico sin contacto a tierra.
- Corto circuito trifásico con contacto a tierra.
- Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra.
- Cortocircuito bifásico con contacto a tierra.
- Cortocircuito monofásico a tierra.

3.3.1.3.5.14.1. Corto circuito trifásico.

Este tipo de corto circuito se produce cuando las tres fases R, S y T entran en contacto por medio de una impedancia muy baja. Se les considera simétricos por afectar de manera equitativa a las tres fases. Este tipo de corto circuito es el que provoca mayor flujo de corriente. Es indispensable realizar el cálculo de corto circuito trifásico porque nos brinda las máximas corrientes que se producen en este tipo de fallos. (Grainger & Stevenson Jr, 1996, pág. 358).[5]

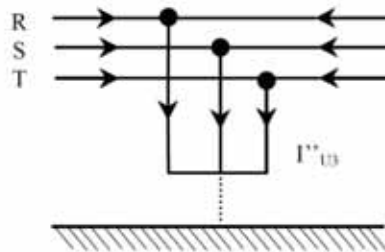


Figura 9: Representación de un corto circuito trifásico.
[Fuente: Choachi Gómez & López Loaiza, 2017, pág. 3] [12]

3.3.1.3.5.14.2. Cálculo de la corriente de cortocircuito simétrico.

La experiencia ha mostrado que entre 70 y 80% de las fallas en líneas de transmisión son fallas monofásicas a tierra (o línea a tierra), que se originan en el flameo de una línea a la torre y a tierra. Aproximadamente en 5% de las fallas intervienen las tres fases. Éstas son las llamadas fallas trifásicas simétricas. Otros tipos de fallas en líneas de transmisión son las fallas líneas a línea en las que la tierra no interviene y las fallas líneas a línea y a tierra (o doble línea a tierra). (Grainger & Stevenson Jr, 1996, pág. 358) [5]

En una falla hay tres periodos definidos, periodo subtransitorio, periodo transitorio y el periodo de estado permanente.

Cada uno de estos periodos están definido por una reactancia las cuales son:

- Reactancia subtransitoria X''_d .
- Reactancia transitoria X'_d .
- Reactancia de estado permanente X_d .

Donde esta reactancia tiene un orden ascendente.

$$X''_d < X'_d < X_d.$$

De aquí podemos reducir que a una menor reactancia la corriente es mayor.

$$I'' > I' > I$$

Del siguiente circuito se puede determinar las siguientes ecuaciones.

En el circuito a) se tiene un generador cuya tensión es E_g , una reactancia jX_{dg} que está en serie con una impedancia Z_{ext} y después del punto P se tiene la impedancia de la carga Z_L lo mismo para el caso del circuito b) con la diferencia de que los valores son del periodo subtransitorio para el lado del generador. (Grainger & Stevenson Jr, 1996, pág. 360).[5]

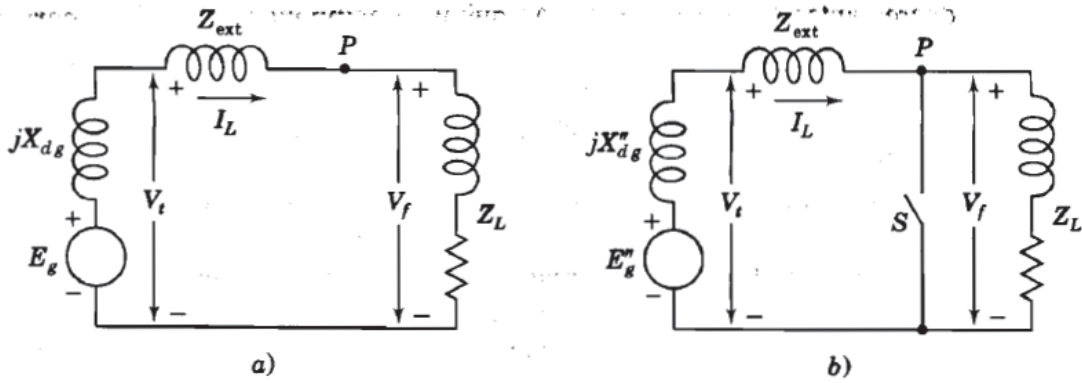


Figura 10: Circuitos eléctricos equivalentes de un generador con su carga.
[Fuente: Grainger & Stevenson Jr, 1996, pág. 362] [5]

Sistema de ecuaciones deducido de los circuitos eléctricos a) y b)

$$E_g'' = V_t + jX_{dg}'' I_L = V_f + (Z_{\text{ext}} + jX_{dg}'') I_L \quad (3.1)$$

$$E_g' = V_t + jX_{dg}' I_L \cong V_f + (Z_{\text{ext}} + jX_{dg}') I_L \quad (3.2)$$

$$E_m'' = V_t - jX_{dm}'' I_L \quad (3.3)$$

$$E_m' = V_t - jX_{dm}' I_L \quad (3.4)$$

$$E_g'' = V_f + (Z_{\text{ext}} + jX_{dg}'') I_L \quad (3.5)$$

$$E_m'' = V_f - jX_{dm}'' I_L \quad (3.6)$$

$$I_g'' = \frac{E_g''}{Z_{\text{ext}} + jX_{dg}''} = \frac{V_f}{Z_{\text{ext}} + jX_{dg}''} + I_L \quad (3.4)$$

$$I_m'' = \frac{E_m''}{jX_{dm}''} = \frac{V_f}{jX_{dm}''} - I_L \quad (3.5)$$

$$I_f'' = I_g'' + I_m'' = \underbrace{\frac{V_f}{Z_{\text{ext}} + jX_{dg}''}}_{I_{gf}''} + \underbrace{\frac{V_f}{jX_{dm}''}}_{I_{mf}''} \quad (3.6)$$

$$Z_{\text{th}} = \frac{jX_{dm}''(Z_{\text{ext}} + jX_{dg}'')}{Z_{\text{ext}} + j(X_{dg}'' + X_{dm}'')} \quad (3.7)$$

$$I_f'' = \frac{V_f}{Z_{th}} = \frac{V_f [Z_{ext} + j(X_{dg}'' + X_{dm}'')] }{jX_{dm}''(Z_{ext} + jX_{dg}'')} \quad (3.8)$$

3.3.1.3.5.14.3. Cálculo de la corriente de corto circuito usando la Zbus

Este método hace el uso de una matriz simétrica de NxN donde el tamaño de la matriz es de acuerdo al número de barra o bus que se tenga en el sistema. N = número de Barras o Bus que hay en el sistema. (Grainger & Stevenson Jr, 1996, pág. 367).[5]

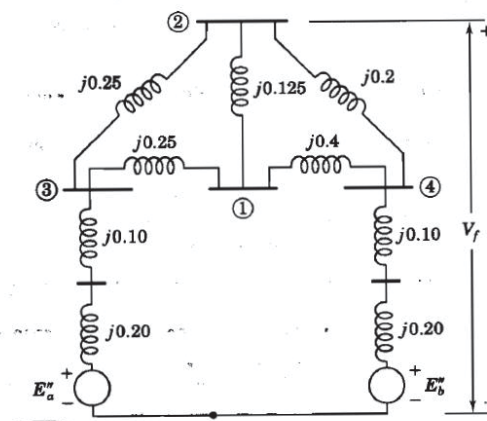


Figura 11: Sistema de 4 barra o bus
[Fuente: Grainger & Stevenson Jr, 1996, pág. 368] [5]

Del cual se tiene una ecuación de matrices de 4x4.

Para este caso se quiere calcular la corriente de cortocircuito en la barra nro. 2

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \Delta V_3 \\ \Delta V_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ -V_f \\ \Delta V_3 \\ \Delta V_4 \end{bmatrix} = \begin{matrix} \textcircled{1} \\ \textcircled{2} \\ \textcircled{3} \\ \textcircled{4} \end{matrix} \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} & Z_{14} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} & Z_{24} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} & Z_{34} \\ Z_{41} & Z_{42} & Z_{43} & Z_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ -I_f'' \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \Delta V_3 \\ \Delta V_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ -V_f \\ \Delta V_3 \\ \Delta V_4 \end{bmatrix} = -I_f'' \begin{bmatrix} \text{Columna 2} \\ \text{de} \\ Z_{\text{barra}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -Z_{12} I_f'' \\ -Z_{22} I_f'' \\ -Z_{32} I_f'' \\ -Z_{42} I_f'' \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

$$I_f'' = \frac{V_f}{Z_{22}}$$

$$I_{ij}'' = \frac{V_i - V_j}{Z_b} = -I_f'' \left(\frac{Z_{ik} - Z_{jk}}{Z_b} \right) = -\frac{V_f}{Z_b} \left(\frac{Z_{ik} - Z_{jk}}{Z_{kk}} \right) \quad (3.11)$$

3.3.1.3.5.14.4. Las componentes simétricas.

Suponga que se tiene un conjunto de voltajes trifásicos designados V_a , V_b , V_c . Según Fortescue, estos voltajes de fase se separan en los siguientes tres conjuntos de componentes de secuencia.

Componentes de secuencia cero, que consisten en tres fasores con magnitudes iguales y con desplazamiento de fase cero, como se observa en la figura (a).

Componentes de secuencia positiva, que constan de tres fasores con magnitudes iguales, desplazamiento de fase de $\pm 120^\circ$ y secuencia positiva. Como en la figura (b).

Componentes de secuencia negativa, que consisten en tres fasores con magnitudes iguales, desplazamiento de fase de $\pm 120^\circ$ y secuencia negativa, como en la figura (c).

(Duncan Glover & S.Sarma, 2004, pág. 357) [2]

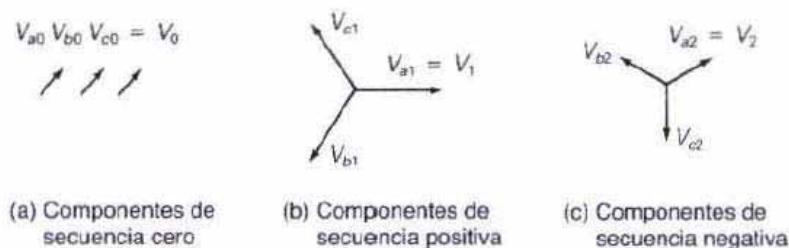


Figura 12: fasores de secuencia cero positiva y negativo.
[Fuente: J Duncan - Mulukutia 2014, pag. 357] [2]

Para simplificar, se elimina el subíndice a y se denotan estos tres componentes como V_0 , V_1 y V_2

Se definen mediante la siguiente matriz.

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Donde:

$$a = 1 \angle 120^\circ = \frac{-1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \quad (3.13)$$

De la matriz se puede despejar las siguientes ecuaciones.

$$\begin{aligned} V_a &= V_0 + V_1 + V_2 \\ V_b &= V_0 + a^2 V_1 + a V_2 \\ V_c &= V_0 + a V_1 + a^2 V_2 \end{aligned} \quad (3.14)$$

Se puede despejar considerando que:

$$a = 1 \angle 120^\circ$$

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

$$\begin{aligned} V_0 &= \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \\ V_1 &= \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \\ V_2 &= \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \end{aligned} \quad (3.17)$$

3.3.1.3.5.15. Corto circuito bifásico aislado.

Este tipo de corto circuito se produce cuando las dos fases cualesquiera entran en contacto por medio de una impedancia muy baja. Se les considera asimétricos por afectar solo a dos fases. Este tipo de corto circuito es el que provoca una corriente menor que las fallas de corto circuito trifásico, pueden llegar a ser mayores si estas concurren cerca de máquinas síncronas o asíncronas como por ejemplo centrales eléctricas. Se calculan haciendo uso de la red se

secuencia positiva, negativa y la secuencia cero. (Duncan Glover & S.Sarma, 2004, pág. 408).[2]

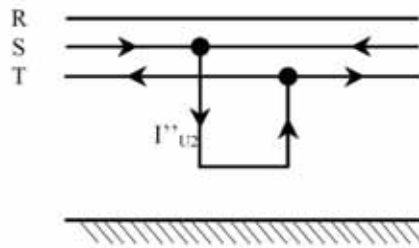


Figura 13: Representación de cortocircito bifásico aislado.
[Fuente: Choachi Gómez & López Loaiza, 2017, pág. 7][12]

Considere una falla de línea a línea de la fase “b” a “c” que se muestra en la figura (a). De nuevo, para generalizar incluimos una impedancia de falla Z_F . De la figura (a):

- Condiciones de falla en el dominio de la fase: $I_a = 0$
- Falla línea a línea $I_c = -I_b$

Asimismo:

$$V_{bg} - V_{cg} = Z_F I_b \quad (3.18)$$

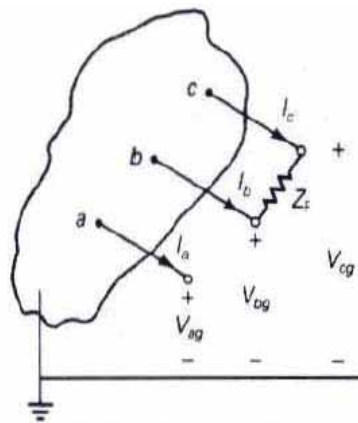
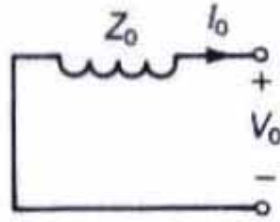


Figura 14: (a) Bus trifásico general.
[Fuente: J Duncan - Mulukutia 2014, pag. 408][2]

Condiciones de falla en el dominio de fase:

$$\begin{aligned} I_a &= 0 \\ I_c &= -I_b \\ (V_{bg} - V_{cg}) &= Z_F I_B \end{aligned} \quad (3.19)$$



Condiciones de falla en el dominio de las secuencias:

$$\begin{aligned} I_0 &= 0 \\ I_2 &= -I_1 \\ (V_1 - V_2) &= Z_F I_1 \end{aligned} \quad (3.20)$$

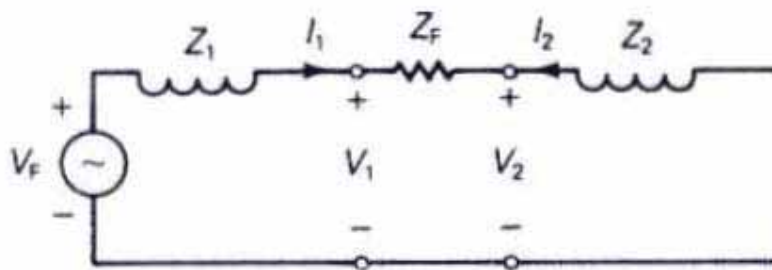


Figura 15: (b) Redes de secuencia interconectado
[Fuente: J Duncan - Mulukutia 2014, pag. 408][2]

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ -I_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{1}{3}(a - a^2)I_b \\ \frac{1}{3}(a^2 - a)I_b \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

$$(V_0 + a^2 V_1 + a V_2) - (V_0 + a V_1 + a^2 V_2) = Z_F (I_0 + a^2 I_1 + a I_2) \quad (3.22)$$

$$(a^2 - a)V_1 - (a^2 - a)V_2 = Z_F (a^2 - a)I_1 \quad (3.23)$$

$$V_1 - V_2 = Z_F I_1 \quad (3.24)$$

Condiciones de falla en el dominio de las secuencias $I_0 = 0$

Falla de línea a línea $I_2 = -I_1$

$$V_1 - V_2 = Z_F I_1 \quad (3.25)$$

Las ecuaciones se satisfacen al conectar las redes de secuencia positiva y negativa en paralelo en las terminales de la falla a través de la impedancia de falla Z_F como se muestra en la figura (b). De esta figura, las corrientes de

falla son:

$$I_1 = -I_2 = \frac{V_F}{(Z_1 + Z_2 + Z_F)} \quad I_0 = 0 \quad (3.26)$$

$$I_b = I_0 + a^2 I_1 + a I_2 = (a^2 - a) I_1 \quad (3.27)$$

$$I_a = I_0 + I_1 + I_2 = 0 \quad (3.28)$$

$$I_c = I_0 + a I_1 + a^2 I_2 = (a - a^2) I_1 = -I_b \quad (3.29)$$

3.3.1.3.5.16. Cortocircuito bifásico a tierra.

Cumple con las mismas características del corto circuito bifásico aislado solo que parte de la corriente se va a tierra. Se calculan haciendo uso de la red de secuencia positiva, negativa y la secuencia cero. (Duncan Glover & S.Sarma, 2004, pág. 411).[2]

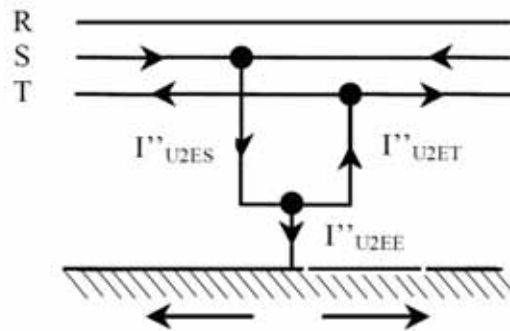


Figura 16: Representación de corto circuito bifásico a tierra.
[Fuente: (Choachi Gómez & López Loaiza, 2017, pág. 8)] [12]

Una falla de doble línea a tierra de la fase “b” a la fase “c” a través de la impedancia de falla Z_F a tierra se muestra en la figura a.

Condiciones de falla en el dominio de fase $I_a = 0$

Falla de doble línea a tierra $V_{cg} = V_{bg}$

$V_{bg} = Z_F (I_b + I_c)$

Transformando la ecuación al dominio de las secuencias mediante la ecuación

$$(V_0 + aV_1 + a^2V_2) = (V_0 + a^2V_1 + aV_2) \quad (3.30)$$

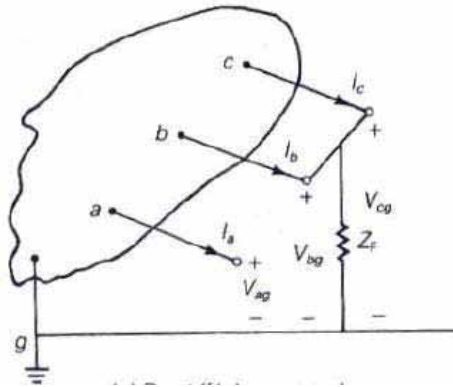


Figura 17: Bus trifásico general
[Fuente: J Duncan - Mulukutia 2014, pag. 411][2]

Condiciones de falla en el dominio de fase:

$$I_a = 0$$

$$V_{bg} = V_{cg} = Z_f(I_b + I_c) \quad (3.31)$$

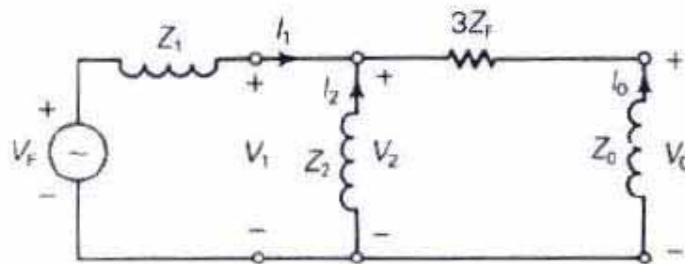


Figura 18: Redes de secuencia interconectada
[Fuente: J Duncan - Mulukutia 2014, pag. 411][2]

Condiciones de falla en el dominio de las secuencias:

$$I_0 + I_1 + I_2 = 0 \quad (3.32)$$

$$V_0 - V_1 = (3Z_f) I_0 \quad (3.33)$$

$$V_1 = V_2 \quad (3.34)$$

Simplificando.

$$(a^2 - a)V_2 = (a^2 - a)V_1 \quad (3.35)$$

$$V_2 = V_1 \quad (3.36)$$

$$(V_0 + a^2V_1 + aV_2) = Z_F(I_0 + a^2I_1 + aI_2 + I_0 + aI_1 + a^2I_2) \quad (3.37)$$

$$(V_0 - V_1) = Z_F(2I_0 - I_1 - I_2) \quad (3.38)$$

$$V_0 - V_1 = (3Z_F)I_0 \quad (3.39)$$

Condiciones de falla en el dominio de La secuencia Falla de doble Línea a tierra

$$I_0 + I_1 + I_2 = 0 \quad (3.40)$$

$$V_2 = V_1 \quad (3.41)$$

$$V_0 - V_1 = (3Z_F)I_0 \quad (3.42)$$

Las ecuaciones se satisfacen al conectar en paralelo las redes de secuencia cero, positiva y negativa en la terminal de la falla; además, se incluye en serie con la red de secuencia cero. Esta conexión se muestra en la figura (b).

De esta figura, la corriente de falla de secuencia positiva es.

$$I_1 = \frac{V_F}{Z_1 + [Z_2 // (Z_0 + 3Z_F)]} = \frac{V_F}{Z_1 + \left[\frac{Z_2(Z_0 + 3Z_F)}{Z_2 + Z_0 + 3Z_F} \right]} \quad (3.43)$$

Usando la división de corriente en la figura 9 .11 (b), las corrientes de falla de secuencia negativa y cero son.

$$I_2 = (-I_1) \left(\frac{Z_0 + 3Z_F}{Z_0 + 3Z_F + Z_2} \right) \quad (3.44)$$

$$I_0 = (-I_1) \left(\frac{Z_2}{Z_0 + 3Z_F + Z_2} \right) \quad (3.45)$$

3.3.1.3.5.17. Cortocircuito monofásico a tierra.

Este tipo de corto circuito se produce cuando una fase cualesquiera entran en contacto por medio de una impedancia muy baja a tierra. Se les considera asimétricos por afectar solo a

una fase. Este tipo de corto circuito es importante por la corriente que circula a través de una puesta a tierra. Esto nos permite hacer cálculos de fugas a tierra tensiones de toque y paso. Se calculan haciendo uso de la red de secuencia positiva, negativa y la secuencia cero. (Duncan Glover & S.Sarma, 2004, pág. 403).[2]

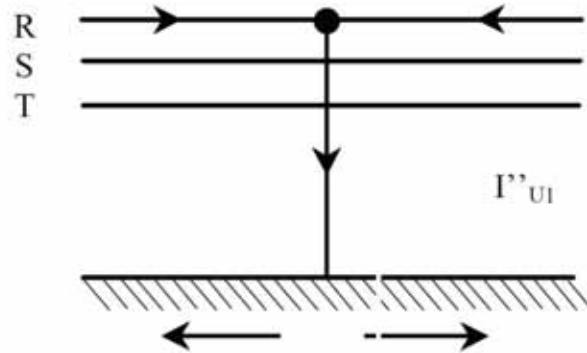


Figura 19: Representación de corto circuito monofásico a tierra.
[Fuente: Choachi Gómez & López Loaiza, 2017, pág. 8] [2]

Considere una falla simple de Línea a tierra de la fase “a” a tierra en el bus trifásico general que se observa en la figura (a). Para generalizar, incluimos una impedancia de falla Z_F . En el caso de una falla sólida, $Z_F = 0$, en tanto que, para una falla de arco, Z_F es la impedancia de arco. En el caso de una descarga superficial de un aislador de línea de transmisión, Z_F incluye la impedancia de falla total entre la línea y tierra, incluyendo las impedancias del arco y la torre de transmisión, así como el cimiento de la torre si no hay alambres neutros.

Las relaciones que se obtendrán aquí sólo se aplican a una falla simple línea a tierra en la fase a. Sin embargo, puesto que cualquiera de las tres fases se puede marcar de manera arbitraria como la fase “a”, no se consideran la falla simple línea a tierra en otras fases.

De la figura (a):

Condiciones de falla en el dominio de la fase.

$$I_b = I_c = 0$$

Falla simple línea a tierra.

$$V_{ag} = Z_F I_a \quad (3.46)$$

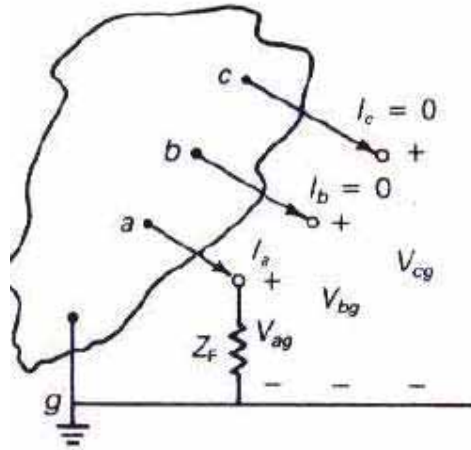


Figura 20: (a) Bus trifásico general
[Fuente: J Duncan - Mulukutia 2014, pag. 404][2]

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} I_a \\ I_a \\ I_a \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

$$(V_0 + V_1 + V_2) = Z_F(I_0 + I_1 + I_2) \quad (3.48)$$

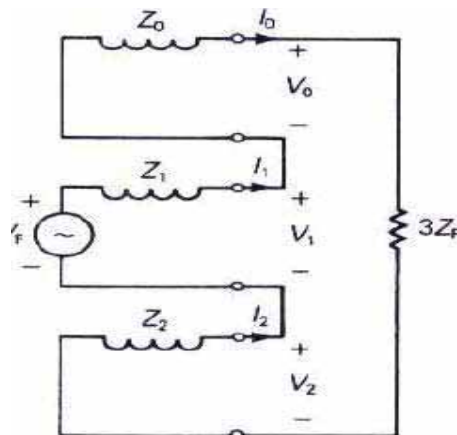


Figura 21: (b) Redes de secuencia interconectadas.
[Fuente: J Duncan - Mulukutia 2014, pag. 404][2]

Condiciones de falla en el dominio de las secuencias. $I_0 = I_1 = I_2$

Falla simple línea a tierra.

$$(V_0 + V_1 + V_2) = 3Z_F I_1 \quad (3.49)$$

Las ecuaciones se satisfacen al interconectar las redes de secuencia en serie en las terminales de la falla a través de la impedancia ($3Z_F$), como se muestra en la figura (b). De esta figura, los componentes de secuencia de las corrientes de falla son:

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{V_F}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + (3Z_F)} \quad (3.50)$$

$$I_b = (I_0 + a^2 I_1 + a I_2) = (1 + a^2 + a)I_1 = 0 \quad (3.51)$$

$$I_c = (I_0 + a I_1 + a^2 I_2) = (1 + a + a^2)I_1 = 0 \quad (3.52)$$

$$I_a = I_0 = I_1 = I_2 = 3I_1 = \frac{3V_F}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + (3Z_F)} \quad (3.53)$$

3.3.1.3.5.18. Corrientes de corto circuito en sistemas trifásicos de corriente alterna según la IEC 60909-0 edición 2001.

Según esta norma es aplicable a sistemas trifásico de baja tensión y alta tensión con frecuencias de 50Hz o 60 Hz.

En la norma IEC 60909-0 se aplica para cortocircuito equilibrados (Trifásicos) y desequilibrados.

3.3.1.3.5.19. Corriente de cortocircuito previa (disponible).

Corriente que circularía si el cortocircuito fuera reemplazado por una conexión ideal de impedancia despreciable, sin ningún cambio en la alimentación. (Choachi Gómez & López Loaiza, 2017, pág. 12).[12]

3.3.1.3.5.20. Corriente de cortocircuito asimétrica.

Valor eficaz de la componente simétrica de corriente alterna de una corriente de cortocircuito prevista (disponible). (Choachi Gómez & López Loaiza, 2017, pág. 12).[12].

3.3.1.3.5.21. Corriente de cortocircuito simétrica inicial I_k'' .

Valor eficaz de la componente simétrica de corriente alterna de una corriente de cortocircuito prevista (disponible) aplicable en el instante de cortocircuito si la impedancia permanece en el valor del instante cero. (Choachi Gómez & López Loaiza, 2017, pág. 12).[12].

3.3.1.3.5.22. Potencia de cortocircuito simétrica inicial S_k'' .

Valor ficticio determinado como el producto de la corriente de cortocircuito simétrica inicial I_k'' por la tensión nominal del sistema U_n y por el factor $\sqrt{3}$. . (Choachi Gómez & López Loaiza, 2017, pág. 13).[12].

$$S_k'' = \sqrt{3} U_n I_k'' \quad (3.54)$$

3.3.1.3.5.23. Componente decreciente (aperiódica) $i_{d.c.}$ de la corriente de cortocircuito.

Valor medio entre las envolventes superior e inferior de una corriente de cortocircuito decreciente desde un valor inicial hasta cero, de acuerdo con la Figura 23. (Choachi Gómez & López Loaiza, 2017, pág. 11).[12].

3.3.1.3.5.24. Valor de cresta de la corriente de cortocircuito i_p .

El valor de cresta i_p de la corriente de cortocircuito, en las redes no malladas, puede calcularse, cualquiera que sea la naturaleza del defecto, a partir de la fórmula: $I_p = K * \sqrt{2} I_K$ de acuerdo con la Figura 23. (Choachi Gómez & López Loaiza, 2017, pág. 23).[12]

3.3.1.3.5.25. Corriente de cortocircuito simétrica de corte I_b .

Valor eficaz de un ciclo integral de la componente simétrica de corriente alterna de la corriente de cortocircuito prevista, en el instante de separación de los contactos del primer polo que abre de un dispositivo de interrupción. (Choachi Gómez & López Loaiza, 2017, pág. 12).[12]

3.3.1.3.5.26. Corriente de cortocircuito permanente I_k .

Valor eficaz de la corriente de cortocircuito que permanece después del decrecimiento del fenómeno transitorio de acuerdo con la Figura 23. (Choachi Gómez & López Loaiza, 2017, pág. 12).[12]

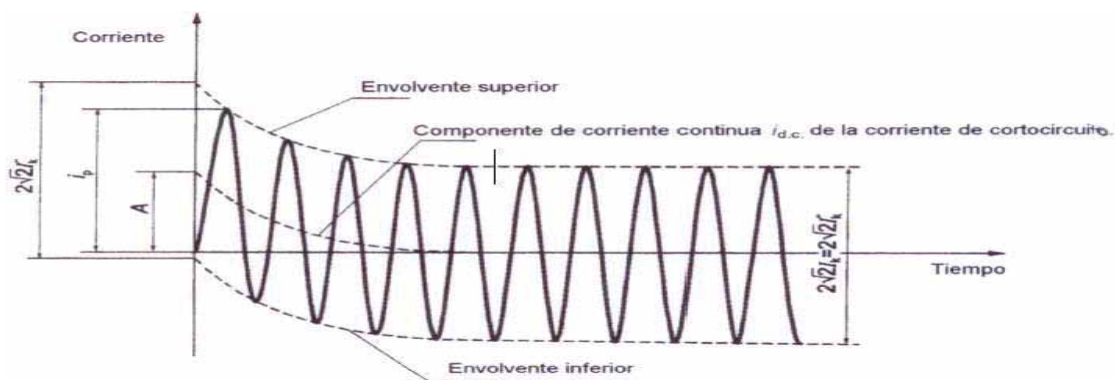


Figura 22: Corriente de cortocircuito de un cortocircuito alejado de un alternador.
[Fuente: (Choachi Gómez & López Loaiza, 2017, pág. 18). [12]

Donde:

I_k'' = Corriente de cortocircuito simétrica inicial.

i_p = Valor de cresta de la corriente de cortocircuito.

I_k = Corriente de cortocircuito permanente.

$i_{d.c.}$ = Componente de continua de la corriente de cortocircuito.

A = valor inicial de la componente de corriente continua $i_{d.c.}$.

3.3.1.3.5.27. Cortocircuito trifásico.

En general, la corriente de cortocircuito simétrica inicial I_k'' se deberá calcular mediante la siguiente fórmula con la fuente de tensión equivalente $c U_n/\sqrt{3}$ en el punto de defecto y la impedancia de cortocircuito.

$$Z_k = R_k + jX_k. \quad (3.55)$$

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3} Z_k} = \frac{cU_n}{\sqrt{3} * \sqrt{R_k^2 + jX_k^2}} \quad (3.56)$$

La fuente de tensión equivalente $(c * U_n)/\sqrt{3}$ se deberá introducir en el punto de cortocircuito un voltaje de pre-falla denominado factor “c” según la norma IEC (ver tabla N° 4). La norma IEC recomienda utilizar un voltaje de pre-falla de 1.1. Vale precisar que el factor-“c” depende del nivel de tensión. Con respecto a este particular es conveniente mencionar que la norma IEC en forma explícita recomienda no utilizar voltajes de pre-falla calculados con flujos de carga y en su lugar recomienda reemplazar dichos voltajes, con el factor-c, lo cual se considera más conservador. (Choachi Gómez & López Loaiza, 2017, pág. 12).[12]

Tabla 5: Factor de tensión C.

Tensión nominal U_n	Factor de tensión c para el cálculo de	
	las corrientes de cortocircuito máximas c_{max} ¹⁾	las corrientes de cortocircuito mínimas c_{min}
Baja tensión 100 V a 1 000 V (Tabla 1 de la Norma CEI 60038)	1,05 ²⁾ 1,10 ⁴⁾	0,95
Media tensión > 1 kV a 35 kV (Tabla 3 de la Norma CEI 60038)	1,10	1,00
Alta tensión ²⁾ > 35 kV (Tabla 4 de la Norma CEI 60038)		

1) $c_{max}U_n$ no debería exceder de la tensión más elevada para el material U_n de los sistemas de potencia.
2) Si no está definida la tensión nominal se debería aplicar: $c_{max}U_n = U_n$ o $c_{max}U_n = 0,9 * U_n$.
3) Para sistemas de baja tensión con una tolerancia de +6%, por ejemplo sistemas renombrados de 380 V a 400 V.
4) Para sistemas de baja tensión con una tolerancia de +10%.

[Fuente: IEC 60909]

El cálculo manual de la corriente de corto circuito en la barra 10.6 kV de Dolorespata está a detalle en el Anexo 17.

CAPITULO IV

4. DESCRIPCIÓN Y REVISIÓN DE LOS MÉTODOS DISPONIBLES PARA LA LIMITACIÓN DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO.

4.1. Cambio de Topología.

El cambio de la topología consiste en modificar la configuración de las barras de 10.5 KV.

4.1.1. División de Barras

Es uno de los métodos que consiste en dividir una barra en dos partes o más partes con la finalidad de reducir la corriente de corto circuito en la barra de 10.5 kV y de redistribuir las cargas de la forma más apropiada.

Para el caso de la subestación de Dolorespata inicialmente ese tiene una barra de 138 kV que alimenta en paralelo a 3 transformadores de potencia como se puede ver en la imagen.

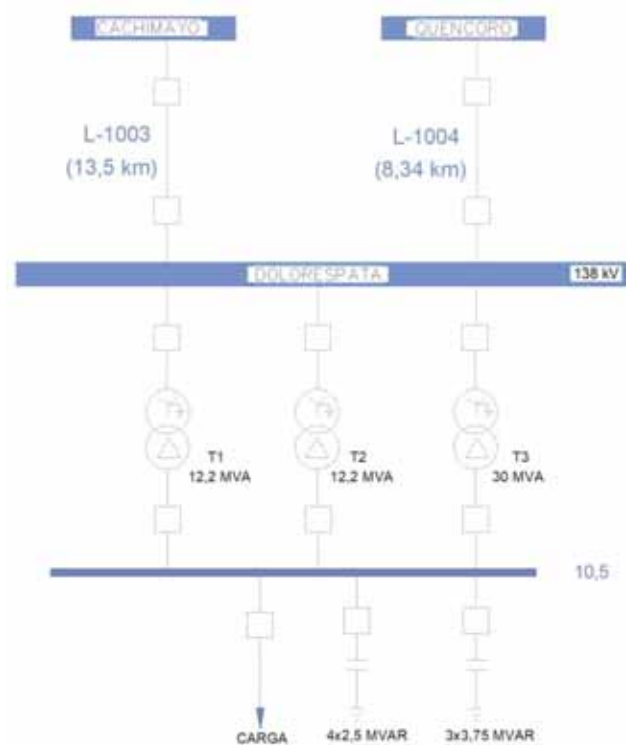


Figura 23. Diagrama unifilar junio 2019 de la subestación de Dolorespata
[Fuente: COES SINAC] [Elaboración propia]

La topología que se aprecia en la imagen es de un sistema Uni-barra tanto en el lado de alta como en el lado de baja.

En esta topología se puede aplicar la partición de la barra hasta de tres formas.

Primera forma. Se dividen en 2 partes como se muestra en la imagen.

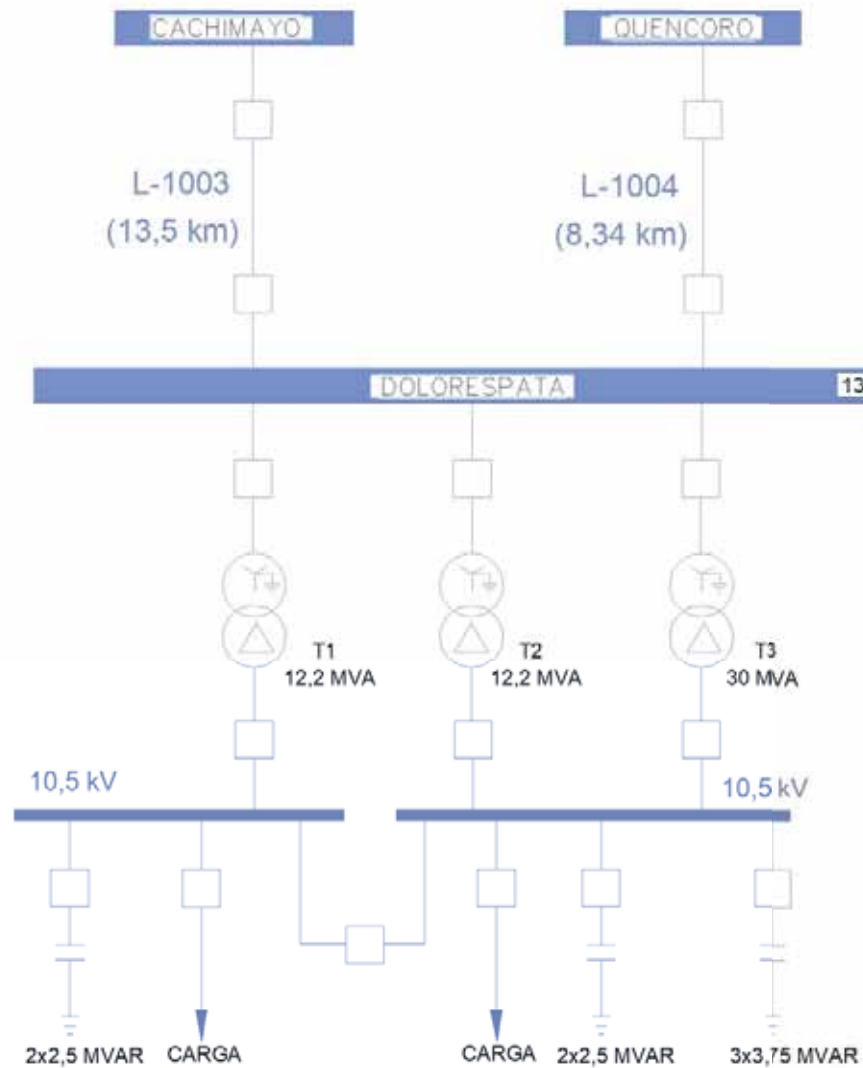


Figura 24: Subestación de Dolorespata con barra partida 1era forma.
[Fuente: Elaboración propia]

En este caso se está poniendo en conjunto los transformadores T2 y T3 en una barra y el T1 en otra barra. La impedancia de los transformadores T2 y T3 está en paralelo los que hace que la corriente de corto circuito en esa parte sea mayor. En la barra de transformador T1 la

corriente de corto circuito es menor ya que la impedancia de este transformador no estaría en paralelos con las otras impedancias.

Segunda forma. Se dividen en 3 partes como se muestra en la imagen.

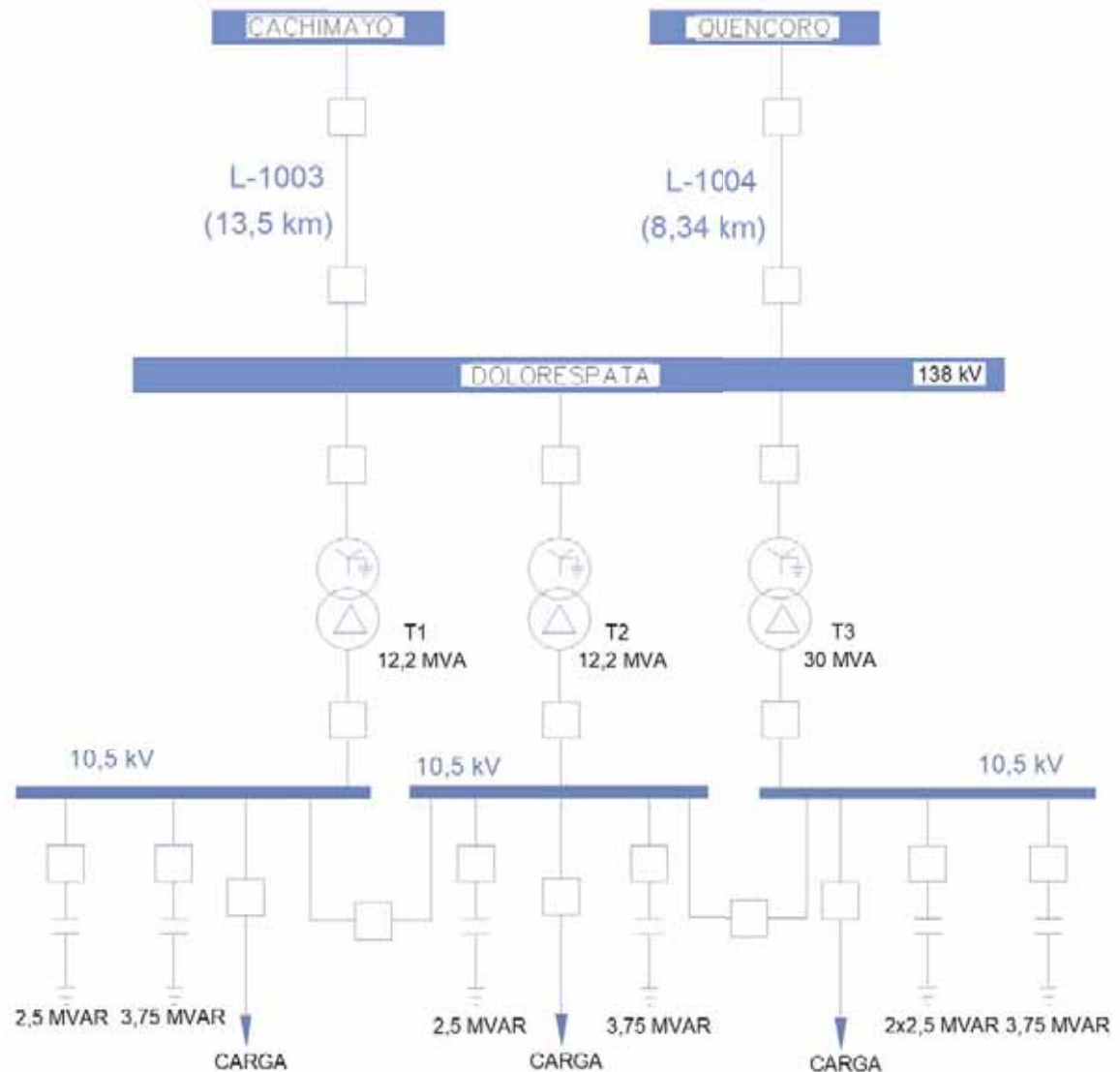


Figura 25: Subestación de Dolorespata con barra partida 2da forma.

[Fuente: Elaboración propia]

En este caso se ponen tres barras con sus respectivos transformadores T1, T2 y T3. Esta sería una de las formas de reducir lo más que se puede el cortocircuito en el lado de 10.6 KV ya que las impedancias de los transformadores ya no estarían en paralelo.

Tercera forma. Se dividen en 2 partes como se muestra en la siguiente imagen.

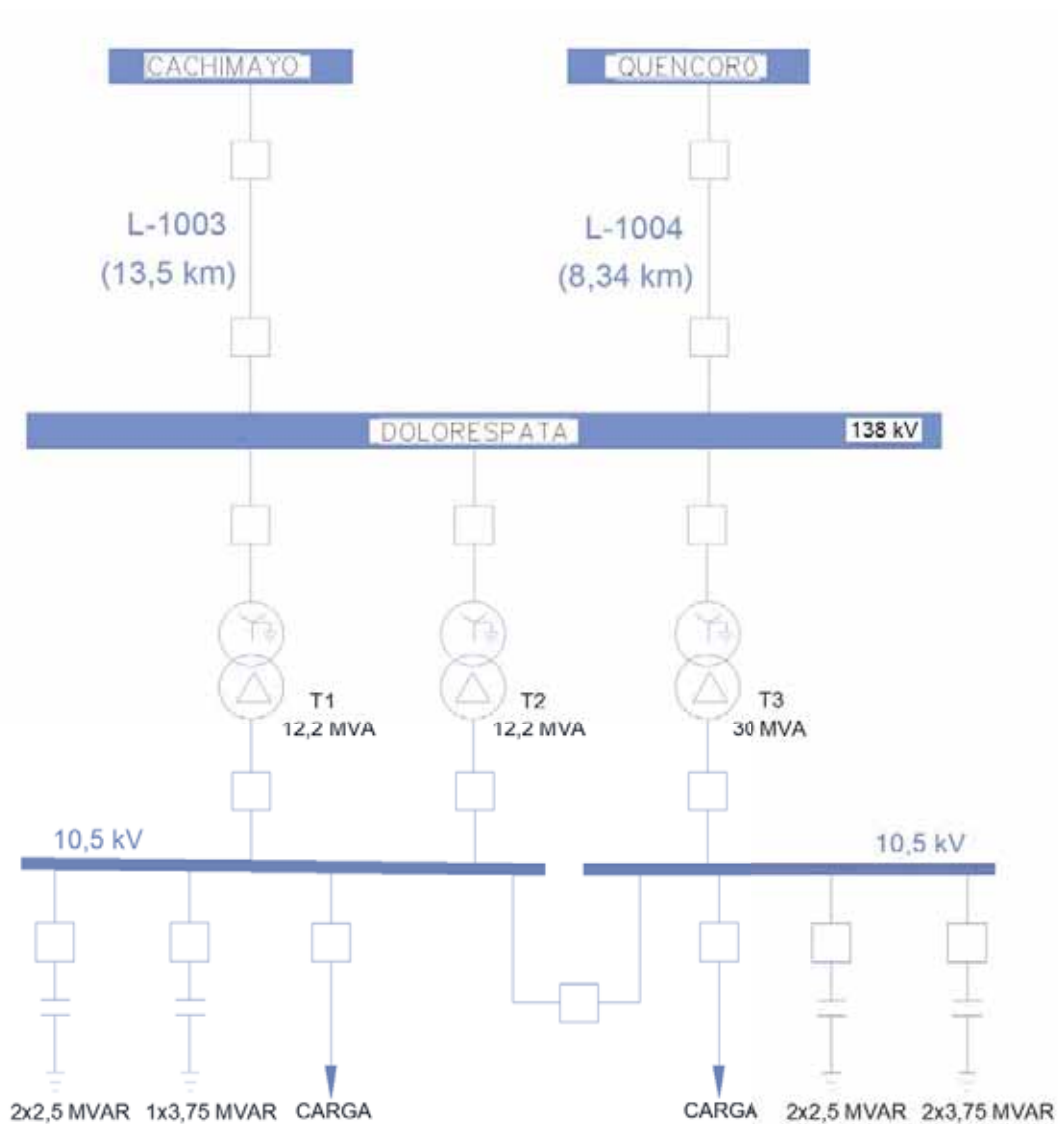


Figura 26: Subestación de Dolorespata con barra partida 3era forma
[Fuente: Elaboración propia]

En este caso se está poniendo en conjunto los transformadores T1 y T2 en una barra y el T3 en otra barra. La impedancia de los transformadores T1 y T2 está en paralelo los que hace que la corriente de corto circuito en esa parte sea mayor. En la barra de transformador T3 la corriente de corto circuito es menor ya que la impedancia de este transformador no estaría en paralelos con las otras impedancias.

4.2. Aplicación de Reactores Limitadores de Corriente.

Es un dispositivo eléctrico que consiste en una bobina que se pone en serie con las bobinas del transformador para nuestro caso de la subestación de Dolorespata estos podrían ser aplicados en el lado de baja de los transformadores en la barra de 10.6kV a la salida del transformador T3 de 30 MVA, ya que es este transformador presenta la menor impedancia de los tres transformadores y es el que aumenta la corriente de corto circuito en la barra de 10.6kV.

4.2.1. Consideraciones para la selección de los limitadores de corriente.

Los elementos a considerar es la efectividad del limitador, el tiempo de recuperación de voltaje una vez que la falla ha sido liberada, el Transitorio de Recuperación de Voltaje (TRV) en las terminales del interruptor encargado de liberar la falla, la caída de tensión que se tiene en alimentadores no fallados y el tiempo de operación del relevador de sobre corriente.

4.2.2. Tipos de reactores limitadores de corriente.

4.2.2.1. Con núcleo de Aire.

Estos reactores son básicamente una bobina con un núcleo de aire. Por lo general hay tres bobinas en un juego, uno para cada fase, su enfriamiento es por aire y las características constructivas es de acuerdo con:

- Tensión.
- Potencia.
- Impedancia requerida.
- Frecuencia.
- Instalación.
- Bobinado.
- Temperatura.
- Clase térmica.
- Refrigeración.

El reactor limitador de corriente básicamente tiene la forma de la siguiente imagen con sus respectivas partes.

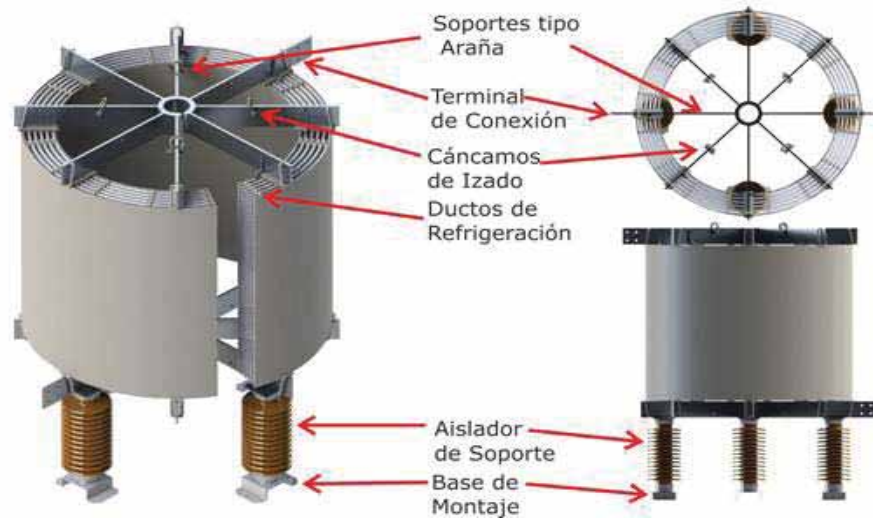


Figura 27: Reactor limitador de corriente con núcleo de aire.
[Fuente: (Hilkar Electric, 2016)] [6]

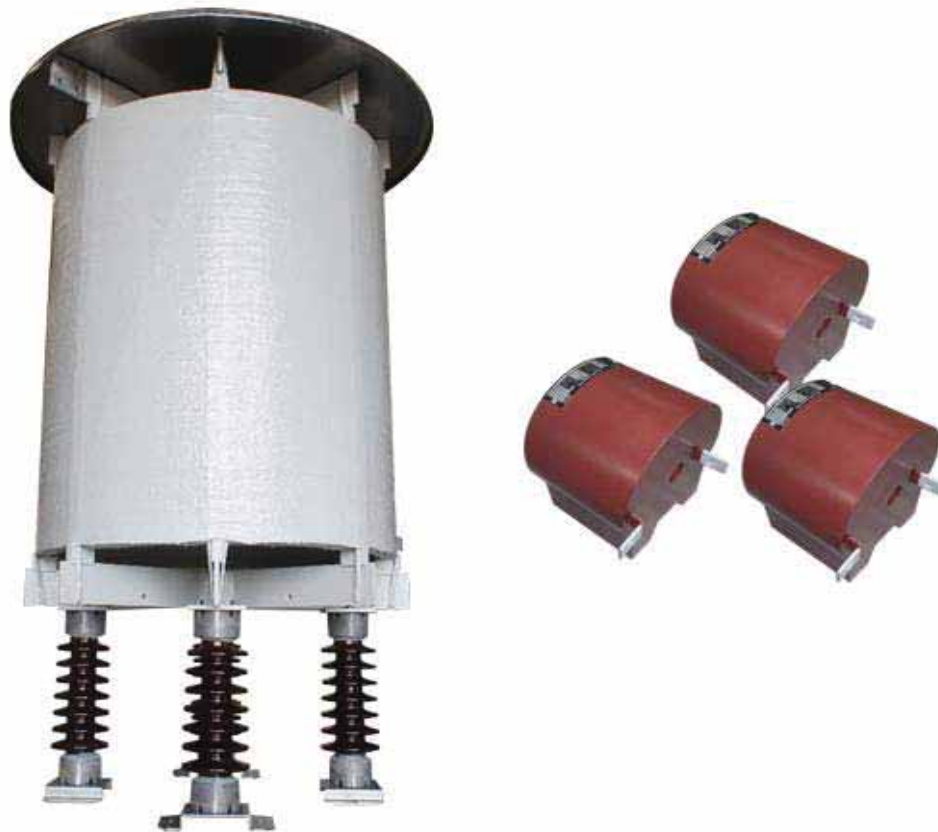


Figura 28: Reactor limitador de corriente de alta y baja tensión.
[Fuente: (Hilkar Electric, 2016)] [6]

4.2.2.2. Con núcleo de hierro.

Estos Reactores son básicamente una bobina con un núcleo de acero al silicio similares al de un transformador.

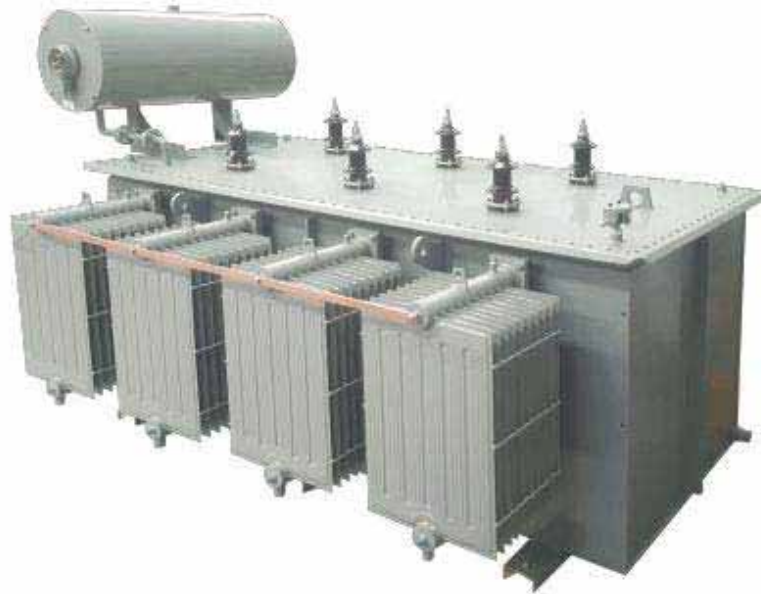


Figura 29: Reactor limitador de corriente con núcleo de hierro.
[Fuente: (Hilkar Electric, 2016)] [6]

En ambos casos deben tener una reactancia inductiva baja para que no tenga una caída de tensión elevada durante su normal funcionamiento. Pero a la vez debe ser lo suficiente para reducir la corriente de corto circuito en caso de que se dé una falla.

Primera forma. Implementar un reactor de 30 MVA como se muestra en la siguiente imagen.

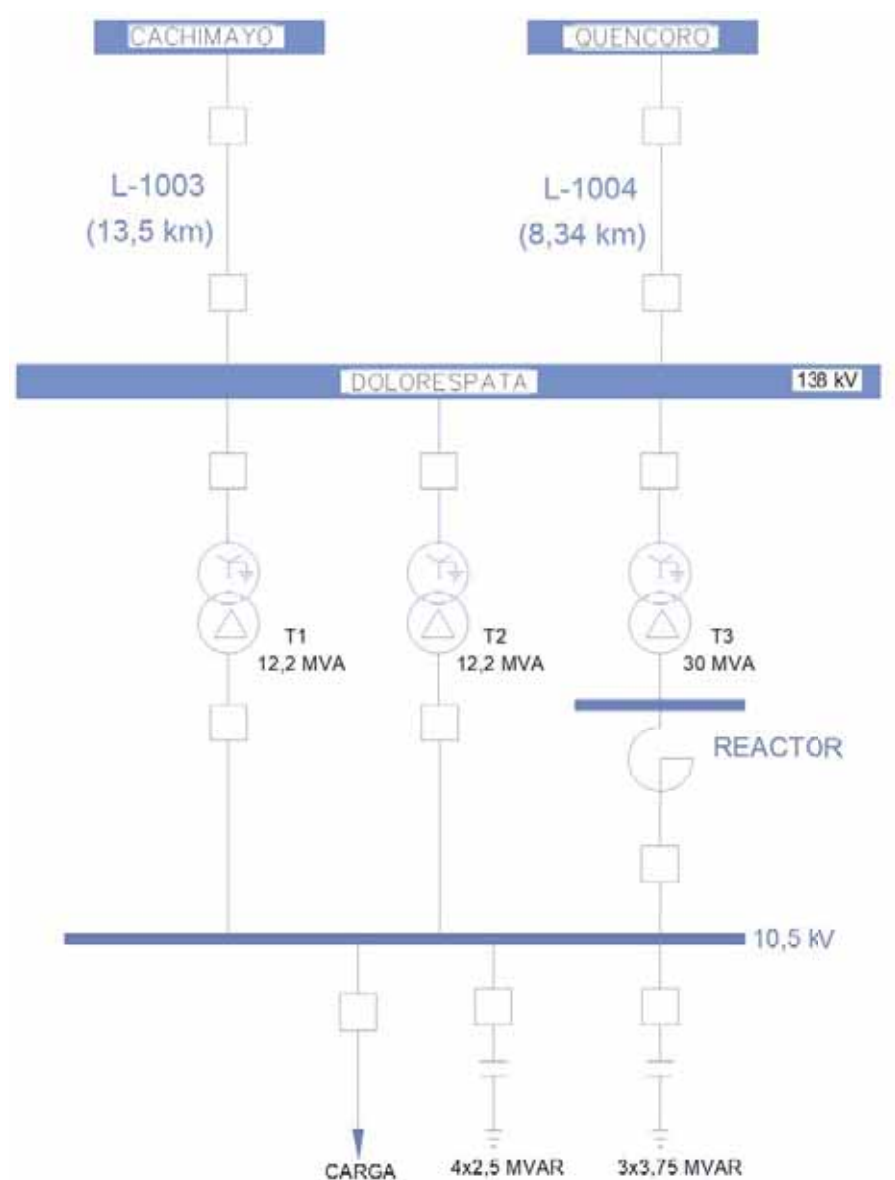


Figura 30: Subestación de Dolorespata con un reactor en el lado de baja del T3.
[Fuente: Elaboración propia]

Para este caso se puede disponer de un reactor que se encuentra en serie con el T3 y la barra de 10,5 kV, el cual aumenta la impedancia en esta rama logrando que la corriente de corto circuito reduzca a un valor que las celdas de protección puedan despejar sin problemas. Solo se requiere un reactor de 30 MVA lo cual sería más viable económicamente y una barra de conexión a la salida del T3.

Segunda forma. Implementar un reactor de 55 MVA como se muestra en la siguiente imagen.

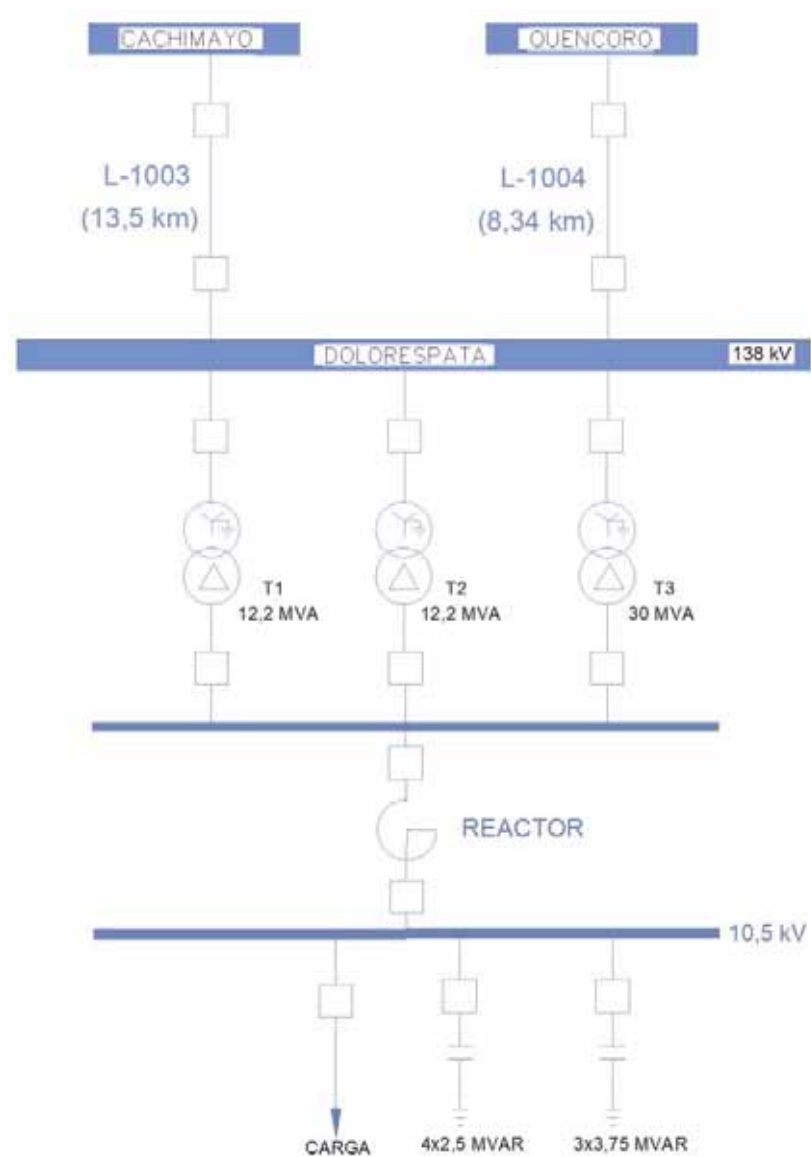


Figura 31: Subestación de Dolorespata con un reactor en el lado de baja.
[Fuente: Elaboración propia]

Para este caso se puede disponer de un reactor que se encuentra en serie con los tres transformadores y la barra de 10.5 kV el cual aumenta la impedancia del conjunto, logrando que la corriente de corto circuito reduzca a un valor que las celdas de protección puedan

despejar sin problemas. Este sería una propuesta más costosa por la potencia del reactor además de considerar una barra adicional que interconexión.

4.3. Resumen de investigaciones (PAPERS).

Según el título de la Investigación denominado **Appropriate Placement of Fault Current Limiting Reactors in Different HV Substation Arrangements** (Colocación apropiada de reactores limitadores de corriente de falla en diferentes configuraciones de subestaciones de AT) de los autores **Heresh Seyedi y Barzan Tabei**, se resume lo siguiente:

“Las corrientes de cortocircuito de los sistemas de potencia están creciendo a un ritmo exponencial, debido al rápido desarrollo de los sistemas de generación y transmisión. El “Reactor Limitador de Corriente (CLR)” es uno de los dispositivos eficaces de limitación de corriente de cortocircuito. Se sabe que esta técnica es más práctica que otros disponibles. En este documento, se propone la aplicación adecuada de CLR a las subestaciones de AT, basándose en un análisis integral de cortocircuito de 4 arreglos de barras de bus de subestaciones bien conocidos. Eventualmente, se recomienda el lugar apropiado y el número de CLR para cada barra en sus distintas configuraciones.”

“...El tema de la reducción del nivel de cortocircuito ha ganado una atención considerable en los últimos años entre las compañías eléctricas. Numerosas técnicas de limitación de corriente de cortocircuito se han introducido en la literatura. Se podrían mencionar los más importantes:

- Reactor limitador de corriente
- Limitadores de corriente de falla de estado sólido
- Limitadores de corriente de falla con superconductores
- Reconfiguración del sistema de energía
- Técnicas de división de barras de bus en las subestaciones
- Desconexión de algunas líneas de las subestaciones críticas

- Aplicación de transformadores de alta impedancia
- Enlaces HVDC (AT en DC)
- Diseño de redes de transmisión de mayor voltaje
- Aplicación de reactor neutro...”

Asimismo, según el título de la Investigación denominado “**Brazilian Successful Experience in the Usage of Current Limiting Reactors for Short- Circuit Limitation** (Experiencia exitosa brasileña en el uso de reactores limitantes actuales para Limitación de cortocircuito)” de los autores **J. Amon F., P. C. Fernandez, E. H. Rose, A. D’Ajuz y A. Castanheira** se resumen lo siguiente:

“Como hay desarrollos irreversibles en la sociedad que tienden a conducir a un aumento cada vez mayor de los niveles de cortocircuito en redes eléctricas, las posibles corrientes de cortocircuito muestran una tendencia a alcanzar valores RMS de 80 kA y superiores cuando no se implementan medidas de mitigación. En este contexto, es de gran importancia buscar soluciones que sean (a) efectivas en términos de limitar o mitigar los niveles de corriente de cortocircuito; (b) confiable; y (c) de bajo costo, en un sentido amplio.”

Además se adiciona que, “El objetivo de esto el artículo presenta la exitosa experiencia brasileña en el uso de CLR (Reactor Limitador de Corriente) para la limitación de cortocircuitos en la red de transmisión primaria, en relación con aspectos como el rendimiento del sistema de transmisión en condiciones estables y transitorias, la definición de las dimensiones físicas para el equipo, las especificaciones de las características eléctricas y los cuidados especiales con respecto a la posibles daños causados por el flujo magnético generado por el CLR a la vida humana, directamente o a través de contacto con estructuras metálicas en las inmediaciones, los beneficios económicos de esta limitación de cortocircuito en comparación con los costos de la sustitución de equipos e instalaciones sobrecargados y el mismo montaje en sitio.”

Asimismo, indican lo siguiente "... hacen que la aplicación CLR sea inviable si la caída de voltaje, las pérdidas (efecto joule) y el alto nivel magnético flujos (se requieren distancias / distancias más altas), Por otro lado, a pesar de estas desventajas, sus los efectos podrían compensarse económicamente al evitar la sustitución de equipos..."

"...Cuando un reactor de serie de tipo seco con núcleo de aire (CLR) se inserta en el circuito, por ejemplo, para limitar el valor RMS simétrico de corriente de cortocircuito, la tasa de aumento de la tensión de recuperación transitoria tiende a aumentar drásticamente debido a su gran impedancia (al menos unos pocos miles de ohmios). Afortunadamente, sin embargo, instalando un condensador adecuado a través del reactor puede resolver fácilmente este problema. En algunos casos puede ser necesario instalar también condensadores de cada lado del CLR a tierra."

"...Debido a las próximas expansiones de red previstas, la solución adoptada para un caso presentado demostró que la posición elegida para los reactores de núcleo de aire en la barra colectora de la subestación produce mejor voltaje regulación y pérdidas mínimas, con respecto a otras posibles posiciones.

4.4. Limitadores de corriente de Falla (LCF).

Es un componente que se instala en serie con el sistema donde se desea reducir la corriente de corto circuito este componente consiste en una impedancia que varía de acuerdo con el nivel de la corriente.

Su función es limitar el nivel de corriente de corto circuito a un nivel que los dispositivos de protección puedan funcionar correctamente.

Su funcionamiento consiste en tener una impedancia bien baja en condiciones normales de operación del sistema y en caso de producirse un corto circuito la impedancia del LCF aumenta drásticamente haciendo que la corriente de corto circuito se reduzca.

Los LCF deben funcionar en conjunto con las configuraciones de los dispositivos de protección, selectividad, sensibilidad y confiabilidad de la red o sistema donde se

implementan. Estas tecnologías están en la fase experimental y en la actualidad no son comerciales por su alto costo.

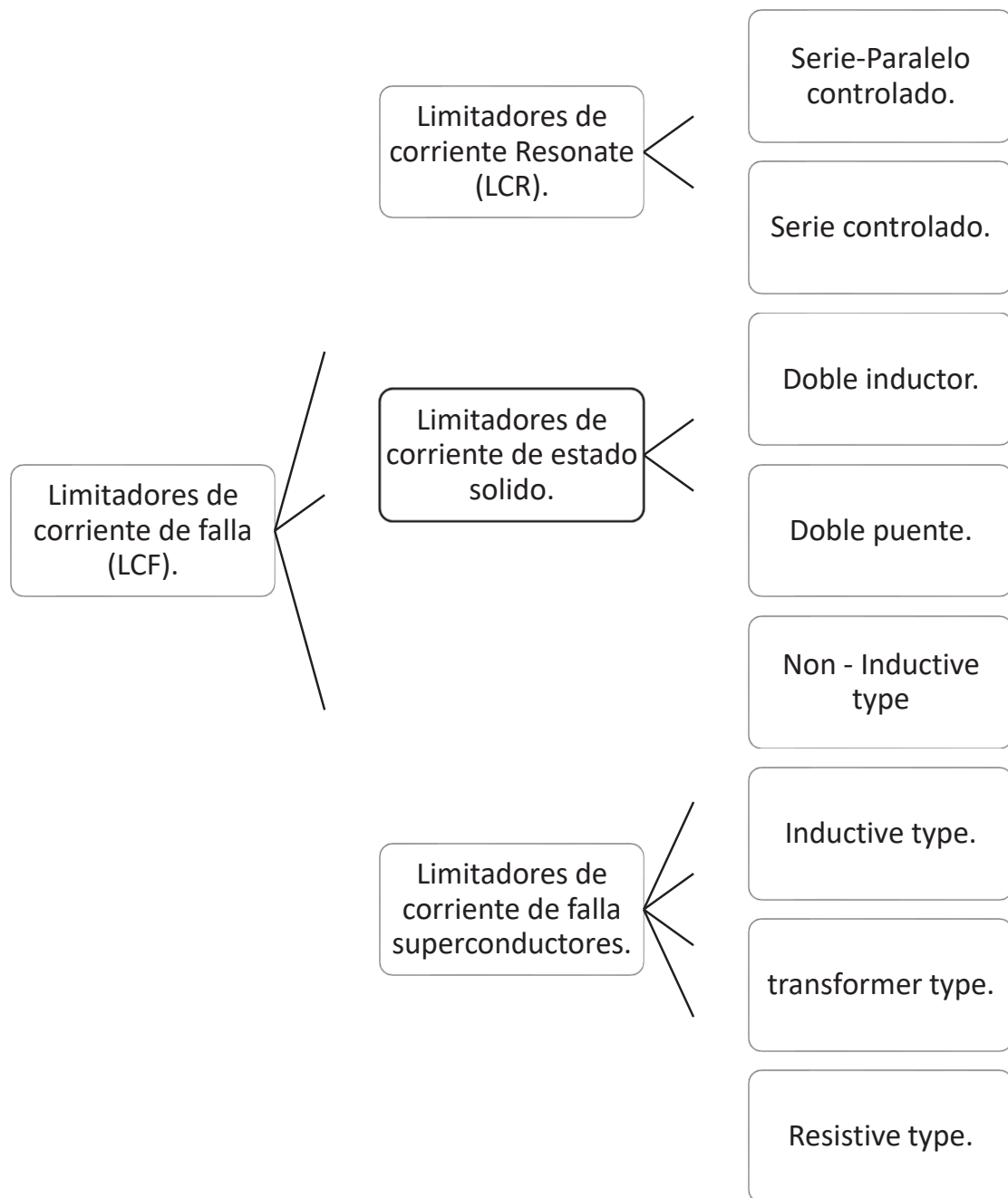


Figura 32: Clasificación de los limitadores de corriente de falla
 [Fuente: Shafiul Alam, M. d., Yousef Abido, M. A., & El-Amin, I. (2018). Energies] [11]

4.4.1. Limitadores de Corriente Resonantes (LCR).

Este LCR está conformado por una bobina o inductor y un condensador o capacitor, el cual forma un circuito resonante que este calculado para trabajar a una frecuencia de 60 HZ.

(Fernandez H & Conde E, 2014, pág. 2)

La impedancia del LCR debe ser de un valor muy bajo o casi nulo.

$$x = \omega * L = \frac{1}{\omega * C};$$

$$\omega = \sqrt{L * C}$$

$$X = \text{Impedancia } [\Omega]$$

$$L = \text{Inductancia [H]}$$

$$C = \text{Capacitancia } [\Omega]$$

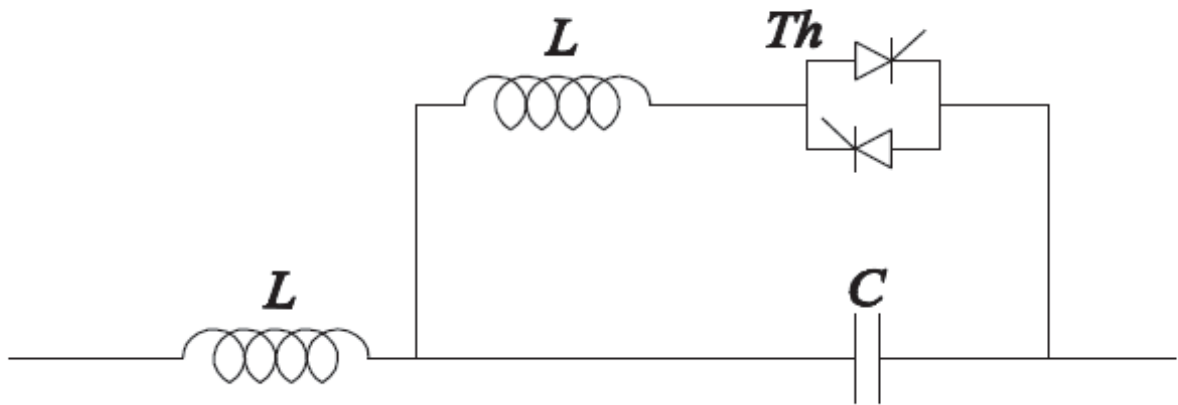


Figura 33: Modelo de limitador resonante serie paralelo controlado (LCR- SPC).

[Fuente: (Fernandez H & Conde E, 2014, pág. 1)][3]

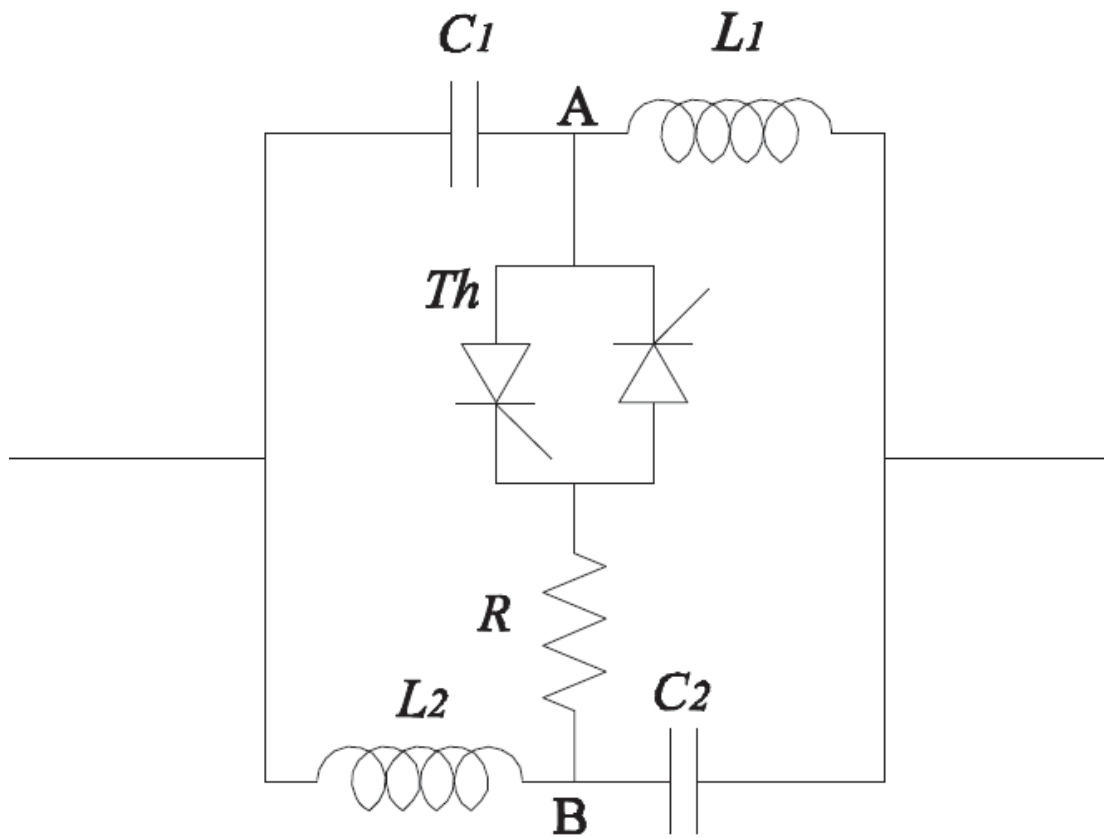


Figura 34: Modelo del limitador resonante serie controlado (LCR-SC).
 [Fuente: (Fernandez H & Conde E, 2014, pág. 1)][3]

En ambos modelos se observa que estos tienen tiristores de puente (Th) que en condiciones normales están abiertos o apagados.

Cuando se da un corto circuito los tiristores se activan cerrando el circuito resonante que limita la corriente de corto circuito.

4.4.2. Limitadores de Corriente de Estado Sólido (LCES)

Estos limitadores hacen uso de la electrónica de potencia con diodos tiristores que inserta una impedancia como reactancia limitadora reduciendo así la corriente de corto circuito.

(Fernandez H & Conde E, 2014, pág. 3) [3]

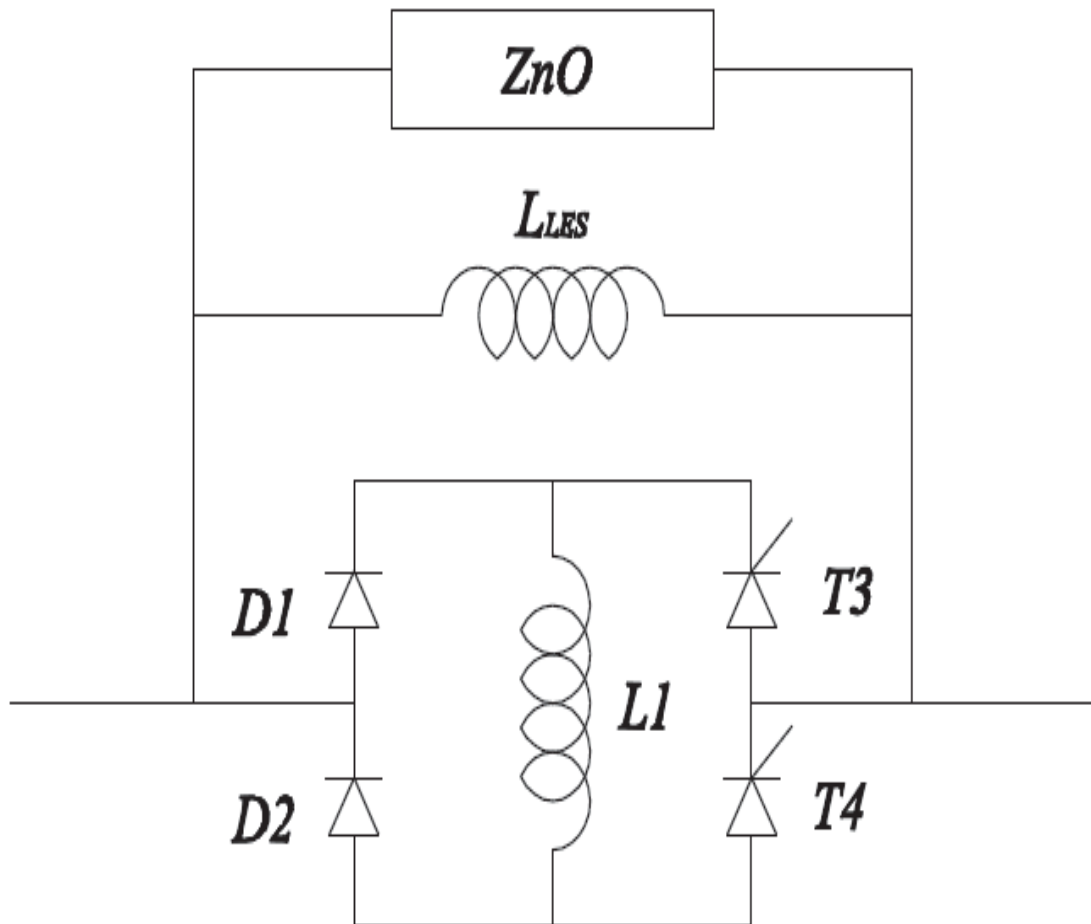


Figura 35: Limitador de corriente de estado con doble inductor (LCES-DI).
[Fuente: (Fernandez H & Conde E, 2014, pág. 3)][3]

4.4.3. Limitador de estado sólido con doble inductor (LCES).

Este limitador cuenta con 1 inductores, 2 tiristores y un pararrayos que lo protege en caso de sobretensiones. (Fernandez H & Conde E, 2014, pág. 3)[3]

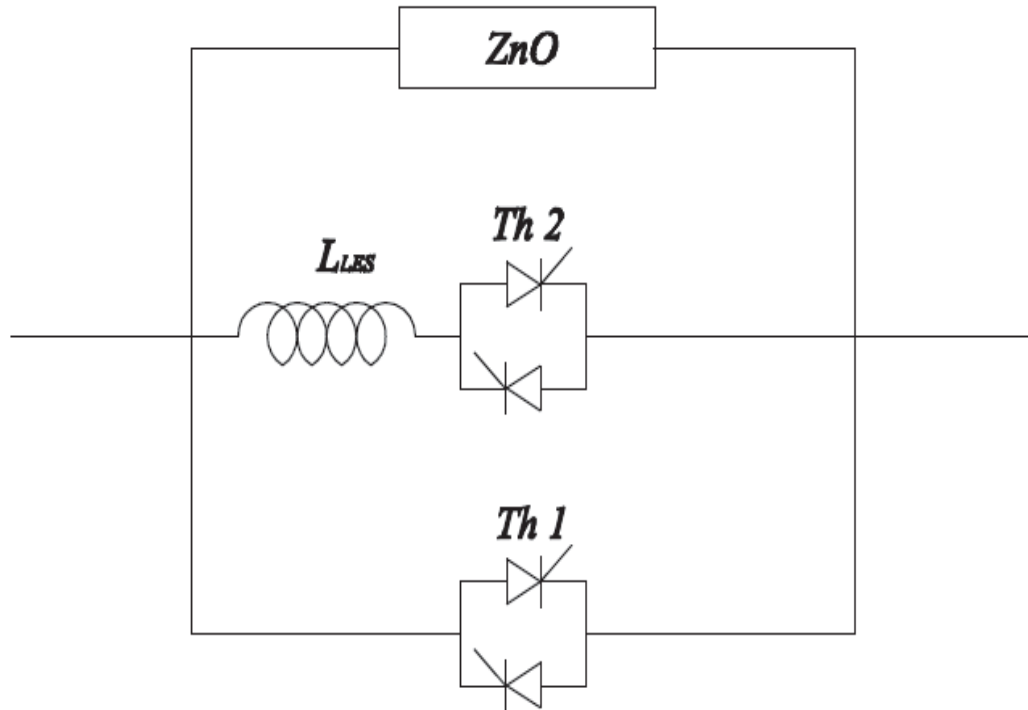


Figura 36: Limitador de Corriente de Estado Sólido con Doble Puente (LCES-DP)
[Fuente: (Fernandez H & Conde E, 2014, pág. 3)][3]

4.4.4. Limitadores de Corriente de falla Superconductores. (FCLs)

Esta tecnología tiene varios tipos que se muestran a continuación.

4.4.4.1. Non-Inductive Type SFCL.

Limitador de corriente de falla superconductor no inductivo. Está formado por dos bobinas echo con superconductores estos están dispuesto en forma antiparalelo o invertidas. (Shafiul Alam, Yousef Abido, & El-Amin, 2018) [11]

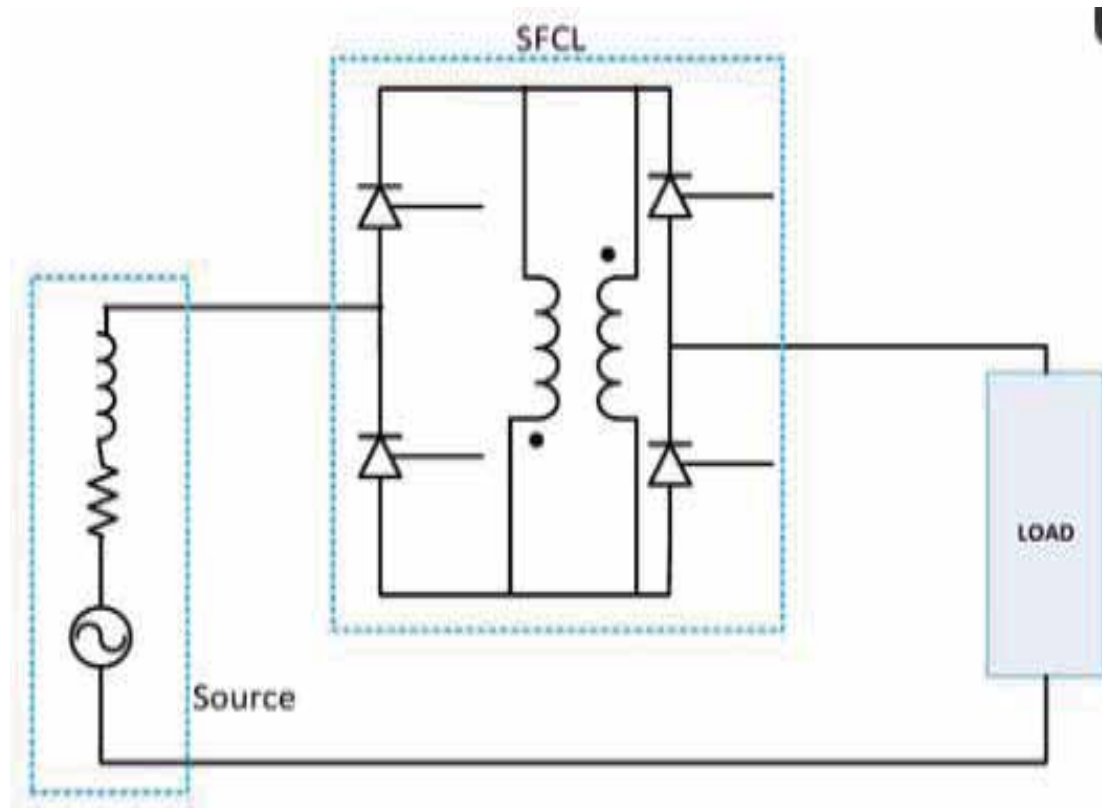


Figura 37: Circuito básico del diagrama de un limitador de corriente de falla con superconductor no inductivo.
[Fuente: Shafiul Alam, M. d., Yousef Abido, M. A., & El-Amin, I. (2018). Energies] [11]

4.4.4.2. Inductive Type SFCL.

Limitador de corriente de fallas con superconductor del tipo inductivo. Este diseño consiste en un devanado de cobre que induce a otro devanado construido con superconductor a altas temperaturas todo el conjunto está en una cuba refrigerado por nitrógeno líquido. (Shafiul Alam, Yousef Abido, & El-Amin, 2018) [11]

Cuando ocurre un corto circuito la bobina de cobre genera un gran flujo magnético que se induce a la bobina de superconductor y este libera en forma de calor que se disipa en el nitrógeno líquido. (Shafiul Alam, Yousef Abido, & El-Amin, 2018) [11]

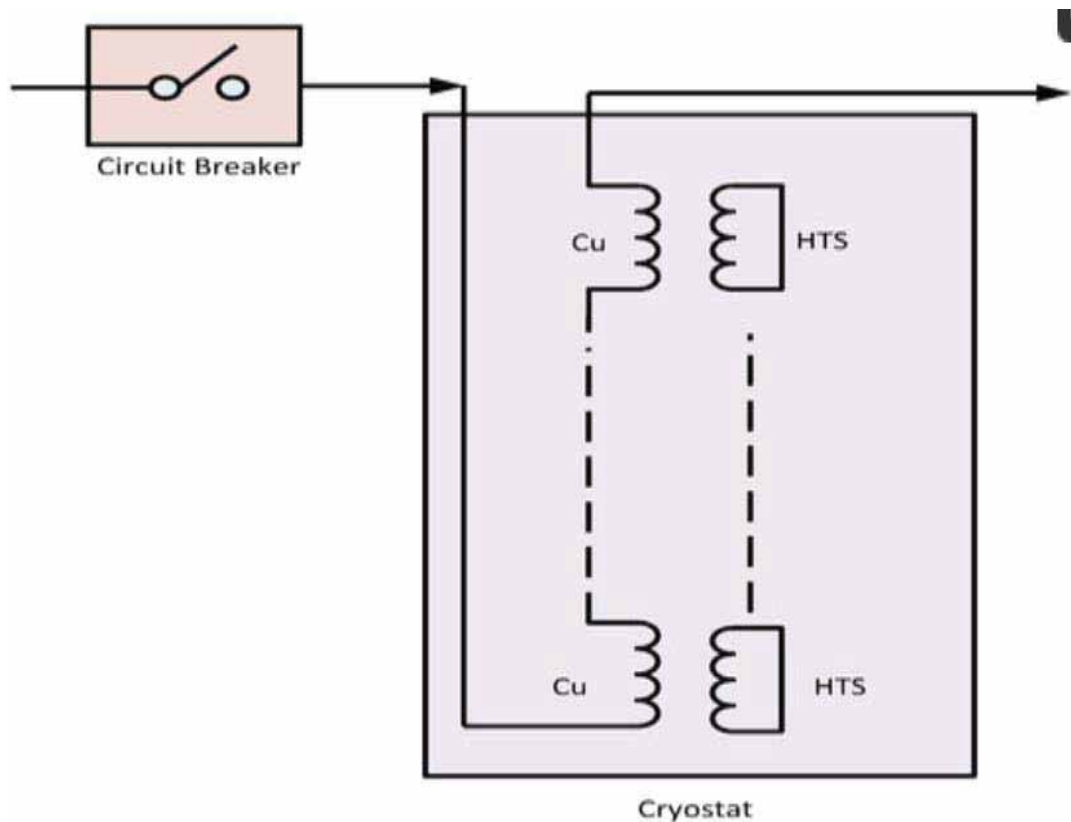


Figura 38: Circuito básico del diagrama de un limitador de corriente de falla con superconductor tipo inductivo. [Fuente: Shafiul Alam, M. d., Yousef Abido, M. A., & El-Amin, I. (2018). Energies] [11]

4.4.4.3. Transformer Type SFCL.

Limitador de corriente de falla con superconductor tipo transformador el cual es un transformador construido con devanados hecho por superconductores. El lado primario del transformador se conecta en serie con el sistema y la carga. En el momento en que ocurre un corto circuito la bobina de primario genera un flujo magnético que se induce a las bobinas secundarias el cual accionan una conexión auxiliar permitiendo pasar la corriente por circuito construido con superconductor a altas temperaturas. (Shafiul Alam, Yousef Abido, & El-Amin, 2018) [11]

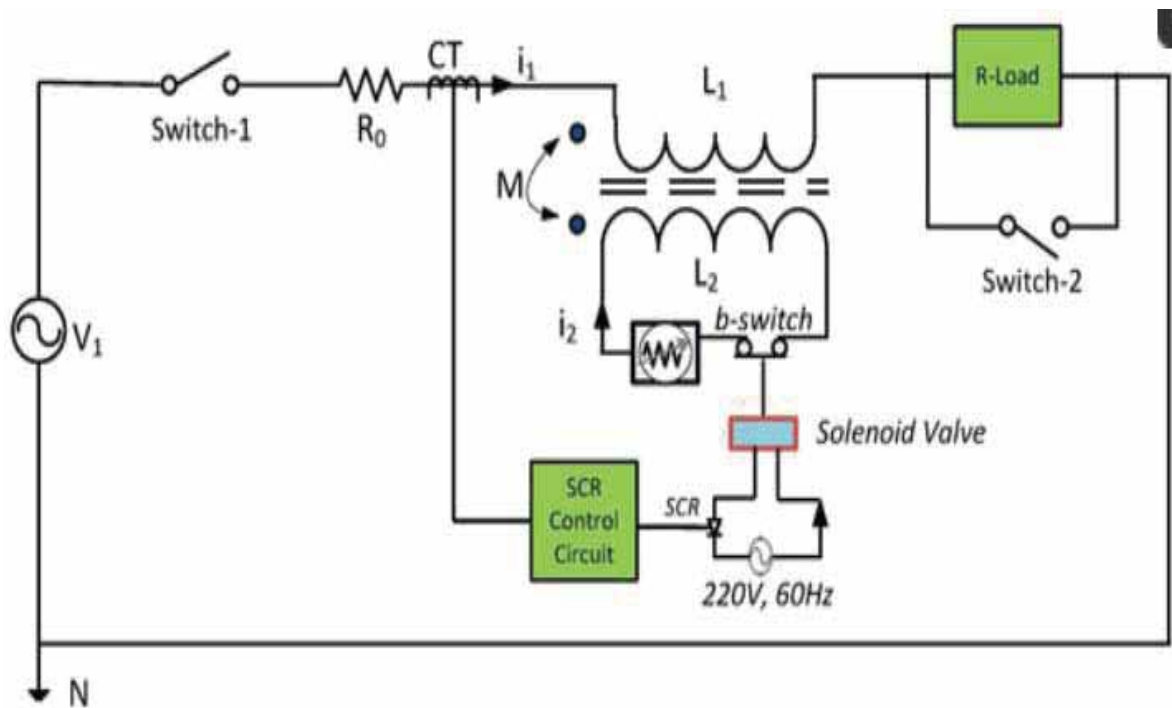


Figura 39: Circuito básico del diagrama de un limitador de corriente de falla con superconductor tipo transformador.
[Fuente: Shafiul Alam, M. d., Yousef Abido, M. A., & El-Amin, I. (2018). Energies] [11]

4.4.4.4. Resistive Type SFCL.

El tipo resistivo SFCL mejoraría la estabilidad del estado transitorio del sistema al mitigar el nivel de corrientes de falla de forma rápida y eficiente. Una estructura muy simple de SFCL resistivo se ve en la Figura. Consiste en dos resistencias superconductoras y estabilizadora en paralelo $R_{ns}(t)$ y $R_{nc}(t)$ y una inductancia de la bobina en serie. (Shafiul Alam, Yousef Abido, & El-Amin, 2018) [11]

En condiciones de normales los valores de la resistencia son cero. En condición de falla de corto circuito la resistencia varía su valor absorbiendo la energía que disipa la corriente de corto circuito. (Shafiul Alam, Yousef Abido, & El-Amin, 2018) [11]

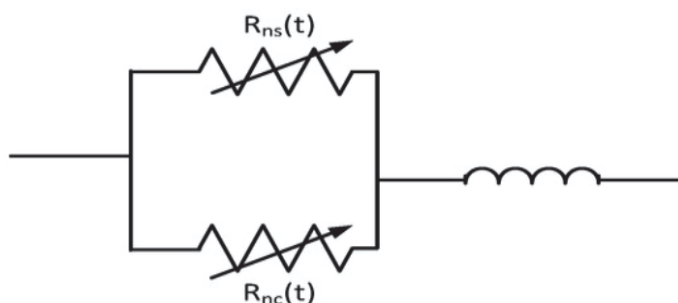


Figura 40: Circuito básico del diagrama de un limitador de corriente de falla con superconductor tipo transformador.
[Fuente: Shafiul Alam, M. d., Yousef Abido, M. A., & El-Amin, I. (2018). Energies] [11]

Hay tecnologías en desarrollo similares que son:

- Hybrid SFCL (Limitador de corriente de falla con superconductores Hidrido). (Shafiul Alam, Yousef Abido, & El-Amin, 2018) [11]
- Flux-Lock Type SFCL (Limitador de corriente de falla con superconductores tipo Bloqueo de flujo). (Shafiul Alam, Yousef Abido, & El-Amin, 2018) [11]
- Magnetic Shield Type SFCL (Limitador de corriente de falla con superconductores tipo Campo Magnético). (Shafiul Alam, Yousef Abido, & El-Amin, 2018) [11]

Ejemplo de superconductor es el cuprato; que es una cerámica de óxido de cobre se convierte en superconductor por debajo de los $-180\text{ }^{\circ}\text{C}$ se usa nitrógeno líquido que está a -196°C . El otro superconductor es el cuprato es un superconductor a $133\text{ }^{\circ}\text{K}$ ($-140\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Primera forma. Implementar un LCF para una capacidad de 30 MVA como se muestra en la siguiente imagen.

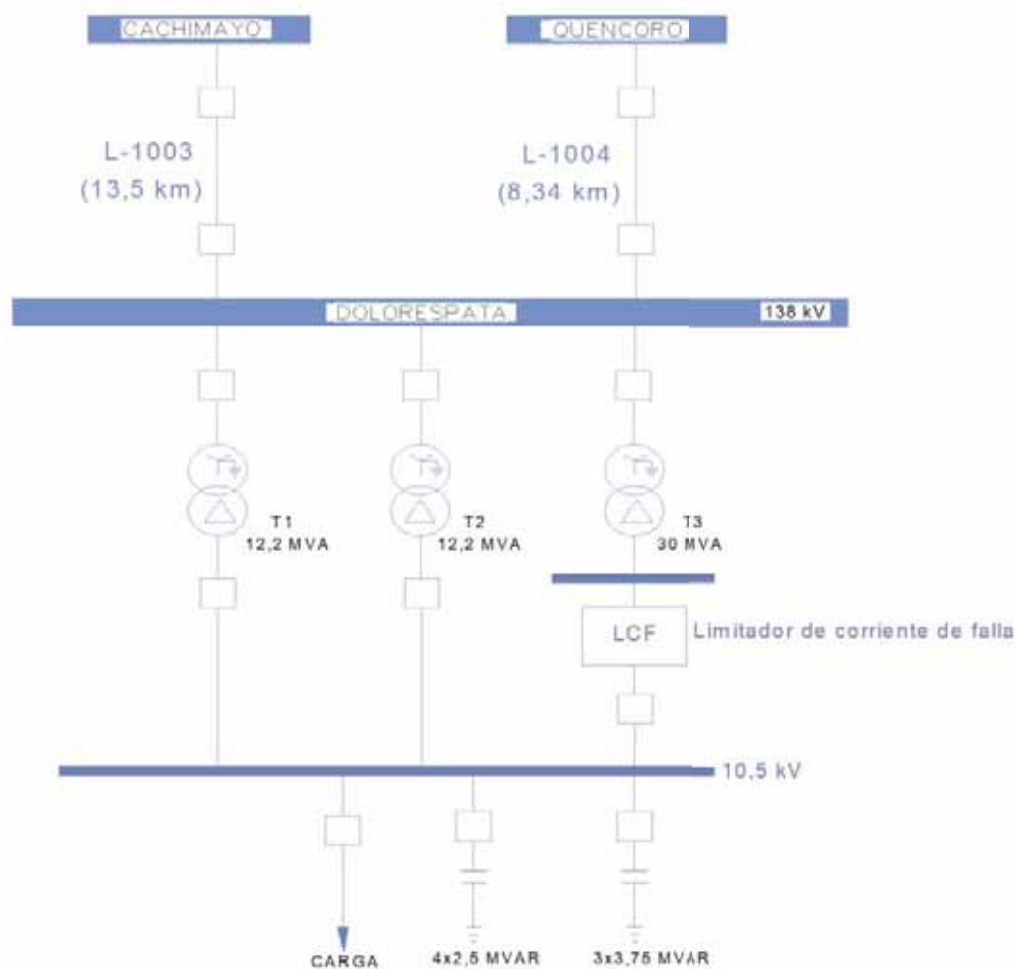


Figura 41: Subestación de Dolorespata con un LCF a la salida del T3.
[Fuente: Elaboración propia]

Para este caso se puede disponer de un LCF que se encuentra en serie con el transformador T3 y la barra de 10,5 kV, el cual aumenta la impedancia en esta rama en el momento que se dé una falla, logrando que la corriente de corto circuito reduzca a un valor que las celdas de protección puedan despejar sin problemas.

Segunda forma. Implementar un LCF para una capacidad de 55 MVA como se muestra en la siguiente imagen.

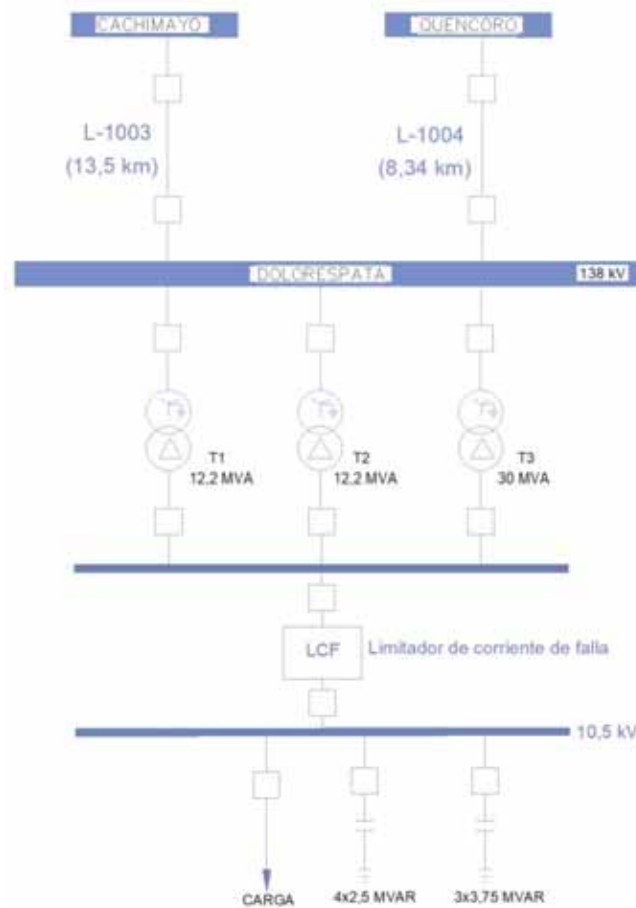


Figura 42: Subestación de Dolorespata con un LCF en serie con los 3 transformadores.
[Fuente: Elaboración propia]

Para este caso se puede disponer de un LCF que se encuentra en serie con los tres transformadores y la barra de 10,5 kV el cual aumenta la impedancia del conjunto, logrando que la corriente de corto circuito reduzca a un valor que las celdas de protección puedan despejar sin problemas. Debido a la potencia del LCF este puede resultar muy caro y poco práctico porque requiere implementar otra barra de conexión.

4.5. Fusibles limitadores de corriente.

La aplicación de los fusibles limitadores de corriente consiste en usar fusibles que estén diseñados para usarse al nivel de tensión y corriente donde se desea controlar la corriente de cortocircuito, antes de que se dañen las celdas de protección. Este sistema consiste en implementar un fusible, una resistencia R y un interruptor de potencia que trabaje en conjunto con un sensor de corriente los cuales están en paralelo como se ve en la imagen. (RAMOS, 2015, pág. 42) [10]

En condiciones normales el interruptor está abierto permitiendo que la corriente circule a través del fusible.

Durante un evento de corto circuito, el fusible se apertura limitando el valor de la corriente de cortocircuito y lo obliga a circular por la resistencia R. La resistencia R reduce la corriente de cortocircuito a un nivel en el que las celdas de protección puedan despejar dicha falla.

El fusible debe ser reemplazado cuando el interruptor S están cerrado el cual está siendo controlado por un sensor de corriente.

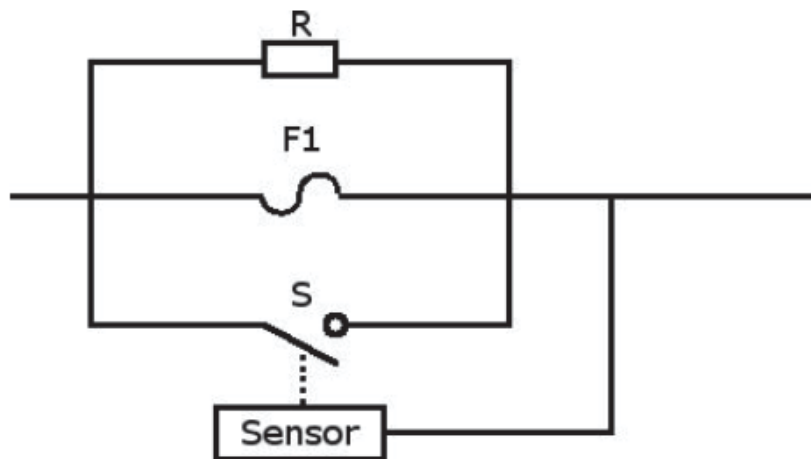


Figura 43: Uso de fusibles como limitadores de corriente por medio de un sistema retroalimentado.
[Fuente: (RAMOS, 2015, pág. 42)][10]

La instalación solo podría ser a la salida del transformador T3 ya que es el que aporta mayor cantidad de corriente en una falla.

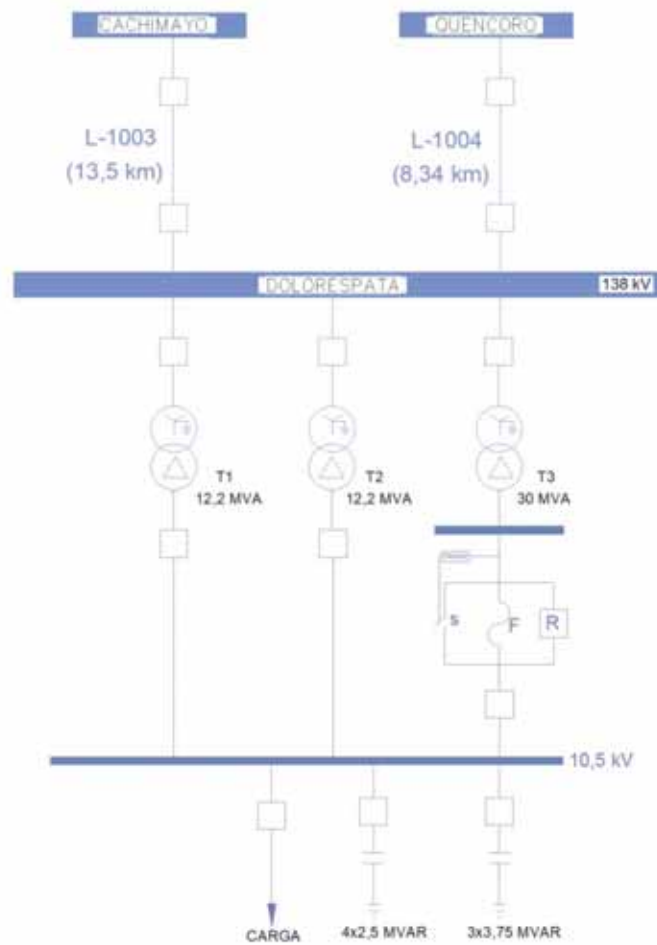


Figura 44: Subestación de Dolorespata con un fusible limitador de corriente a la salida del transformador T3
[Fuente: Elaboración propia]

4.6. Transformadores de alta Impedancia.

Este método consiste en un transformador especialmente diseñado para la subestación de Dolorespata el cual tendría que cumplir con una impedancia en el lado de baja, para que el conjunto de transformadores tenga una impedancia alta y que la corriente de corto circuito sea más baja y pueda ser despejada por las celdas de protección sin ningún riesgo.

Como bien sabemos en la subestación de Dolorespata existen 3 transformadores de potencia denominados T1, T2 y T3.

Los transformadores T1, T1, T3 tenían características similares:

- Tecnología: Transformador de 3fases YNd11 ONAF.
- Potencia de 12.2 MVA.

- Tensión: 138 kV/11.5 kV.
- Frecuencia de 60 Hz.
- Impedancia de secuencia positiva. 9.7%
- Impedancia de secuencia cero. 8.245%
- Perdidas en el cobre de 79.02 kW

En el año 2016 se realizaban los estudios para la implementación de un transformador nuevo en reemplazo del transformador T3, de las siguientes características.

Tecnología: Transformador de 3fases YNd11 ONAN-ONAF.

Potencia de 25/30 MVA.

Tensión: 138 kV/11.5 kV.

Frecuencia de 60 Hz.

Impedancia de secuencia positiva. 9.9%

Impedancia de secuencia cero. 9.9%

Perdidas en el cobre de 79.02 kW

Según el estudio realizado por Delcrosa y en su informe ejecutivo en la parte de conclusiones y recomendaciones.

Sugiere que se realice el cambio de los interruptores de potencia que se tiene en las celdas de protección de 10.6kV por uno de mayor capacidad de supere una corriente de cortocircuito de 19.38 kA.

Como se ha evaluado las características técnicas de los transformadores el dato más relevante para este caso de estudio, son las impedancias de secuencia positiva y de secuencia cero.

Para determinar la impedancia en (Ω) ohmios para cada transformador se toma los valores de la impedancia (z) que está en unidades de %, tanto de la secuencia positiva y de la secuencia cero. Empleamos la siguiente formula:

$$Z(\Omega) = \frac{z(\%) * Vn^2(V)}{100 Sn(VA)} \quad (3.57)$$

Donde:

- $Z(\Omega)$ = impedancia en ohmios.
- $z(\%)$ = impedancia en porcentaje.
- Vn = tensión de operación para este caso se considera 10.6 kV.
- Sn = Potencia aparente.

Obteniendo el siguiente cuadro resumen.

Tabla 6: Impedancias de los transformadores T1, T2 y T3

	T1	T2	T3	T de alta Imp
Sec. +	9.700%	9.700%	9.900%	15.000%
Ω -Sec +	0.893	0.893	0.371	0.562
Sec. 0	8.245%	8.245%	9.900%	15.000%
Ω -Sec 0	0.759	0.759	0.371	0.562

[Fuente: Elaboración propia]

La fabricación de los transformadores de alta impedancia es fabricados a pedido según los requerimientos de la subestación.

En la fabricación de los transformadores de alta impedancia se incrementa en nro. de vueltas en el lado de baja del transformador y con ello se consigue una mayor impedancia lo que permitiría que la corriente de cortocircuito no sea tan alta.

El incremento del número de vueltas en el lado de baja del transformador sin tener que bajar la potencia de transformador obligaría a que el transformador sea más grande y robusto con lo cual eleva significativamente el costo de un transformador nuevo.

Pero como ventaja a esto ya no se alteraría la corriente de cortocircuito en la subestación de Dolorespata 10.6 kV y no habría la necesidad de hacer un cambio a los interruptores de las 9 celdas de protección de los alimentadores.

Las condiciones que deben cumplir los transformadores para esta en paralelo:

- Tener los mismos niveles de tensión en el lado de alta y en el lado de baja. (Brokering Christie, Palma Behnke, & Vargas Diaz, 2008, pág. 95) [1]
- Misma polaridad de los devanados (Brokering Christie, Palma Behnke, & Vargas Diaz, 2008, pág. 95) [1]
- Tener el mismo tipo de conexionado y de desfase. (Brokering Christie, Palma Behnke, & Vargas Diaz, 2008, pág. 95) [1]
- Tener una impedancia interna igual o aproximada. (Gilberto, 1979, pág. 54) [4].

CAPITULO V

5. EVALUACIÓN DE LA SOLUCIONES PARA LIMITAR LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITOS (I_{cc}) EN LA SUBESTACIÓN DE DOLORESPATA.

5.1. Cálculo de la I_{cc} con los transformadores T1, T2 y T3 con 12.2 MVA (Caso base o de referencia).

Se va a determinar la I_{cc} en la barra de 10.6 kV cuando los transformadores T1, T2 y T3 son de 12.2 MVA, en el escenario de la máxima demanda de un día a las 19:00 horas por el Método completo, la norma IEC 60909 y la norma ANSI IEEE C37. Para este cálculo se ha elegido 3-Phase short-circuit. (Falla trifasica), 2-Phase short (Bifasica), 2-Phase to ground (Bifasica a Tierra) y single Phase to ground (fase a tierra) para hacer una comparación de las magnitudes de las corrientes de corto circuito en estos tipos de fallas y corroborar cual es el más severo.

Tabla 7: Tabla de abreviaturas que se usan en las simulaciones del Digsilent Power Factory.

Abreviatura	Significado	Unidades
Skss	Potencia de corto circuito inicial	MVA
Ikss	Corriente de corto circuito inicial	kA
ip	Corriente de corto circuito pico	kA
UI	Voltaje de línea a línea	kV
u	Voltaje en p.u.	p.u.
phiu	Angulo de voltaje	°(deg)
Isym_m	Corriente síncrona momentánea	kA
Isym_i	Corriente síncrona de interrupción	kA
Isym_30	Corriente síncrona del ciclo 30	kA

[Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

Método completo trifásico.

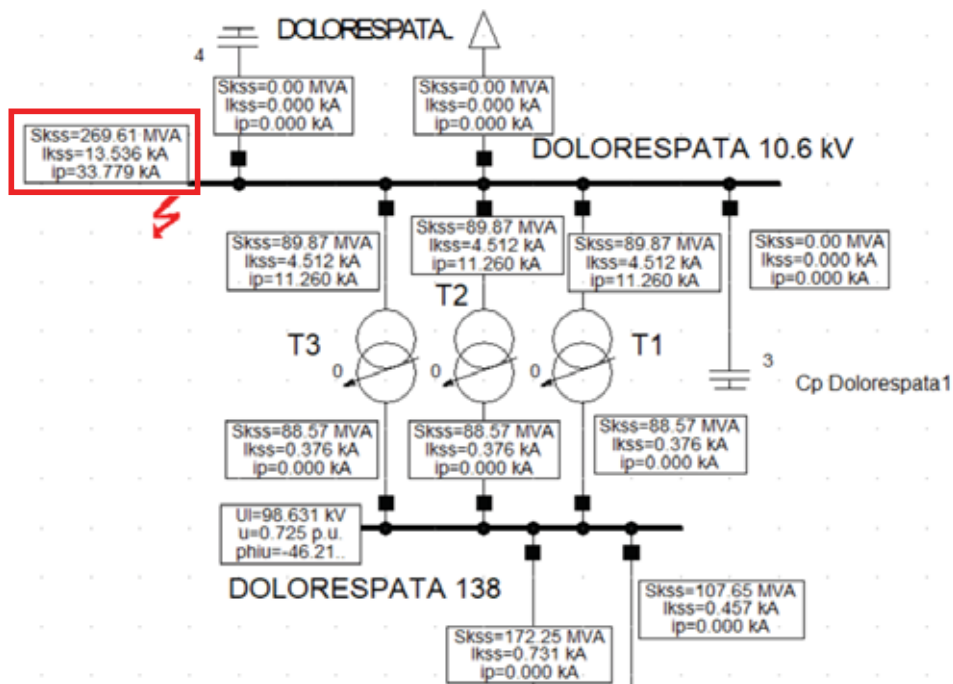


Figura 45: Icc en la barra de 10.5 kV caso base por el método completo trifásico. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

Método completo Bifásico.

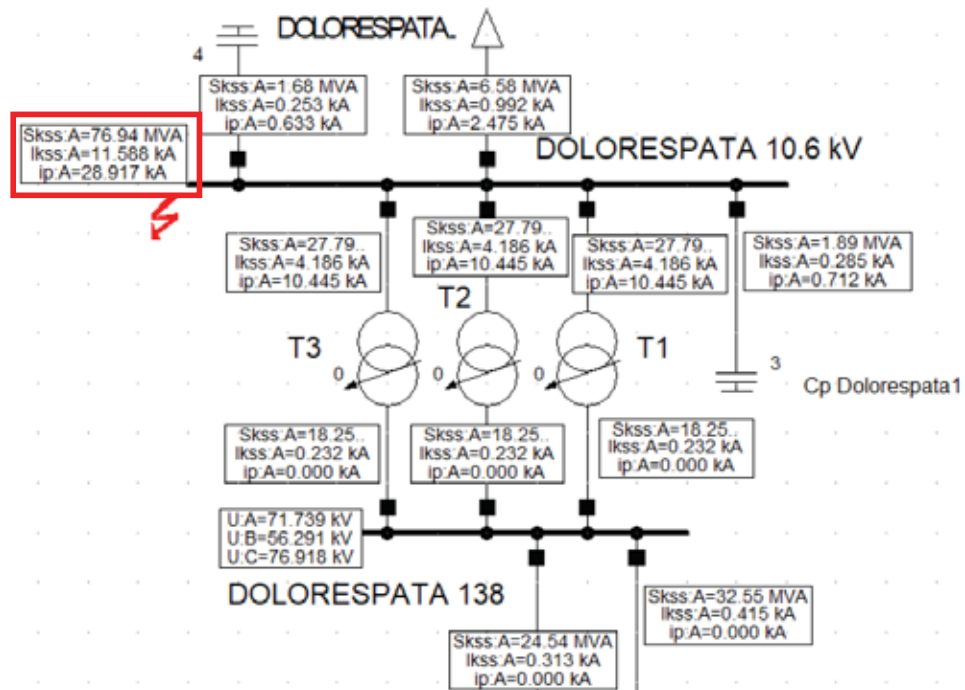


Figura 46: Icc en la barra de 10.5 kV caso base por el método completo bifásico. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

Método completo Bifásico a tierra.

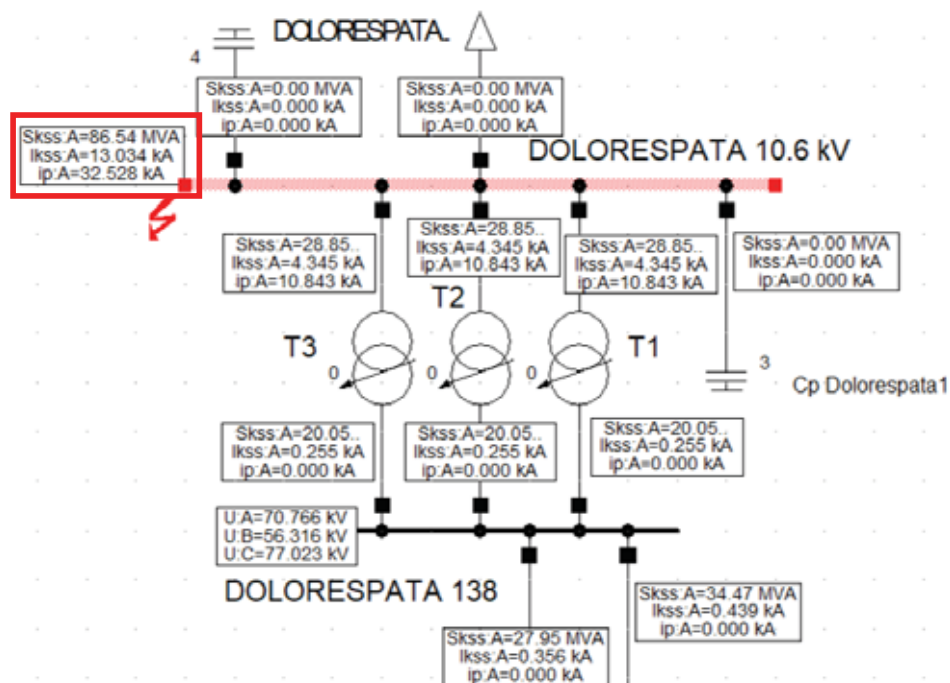


Figura 47: Icc en la barra de 10.5 kV caso base por el método completo bifásico a tierra.
[Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

Método completo fase a tierra.

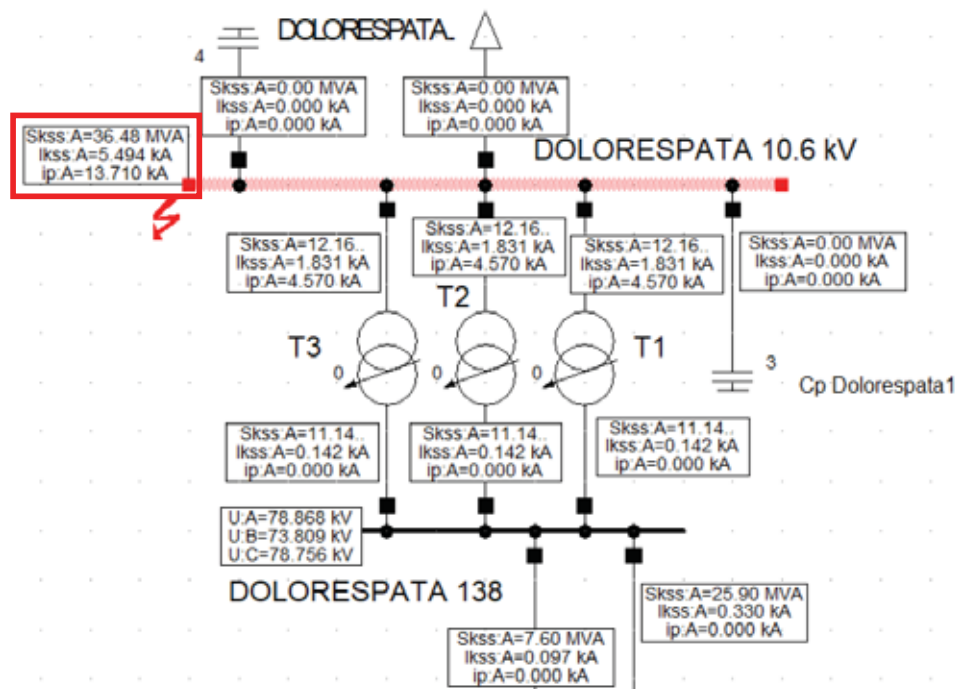


Figura 48: Icc en la barra de 10.5 kV caso base por el método completo fase a tierra.
[Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

NORMA IEC 60909 trifásico.

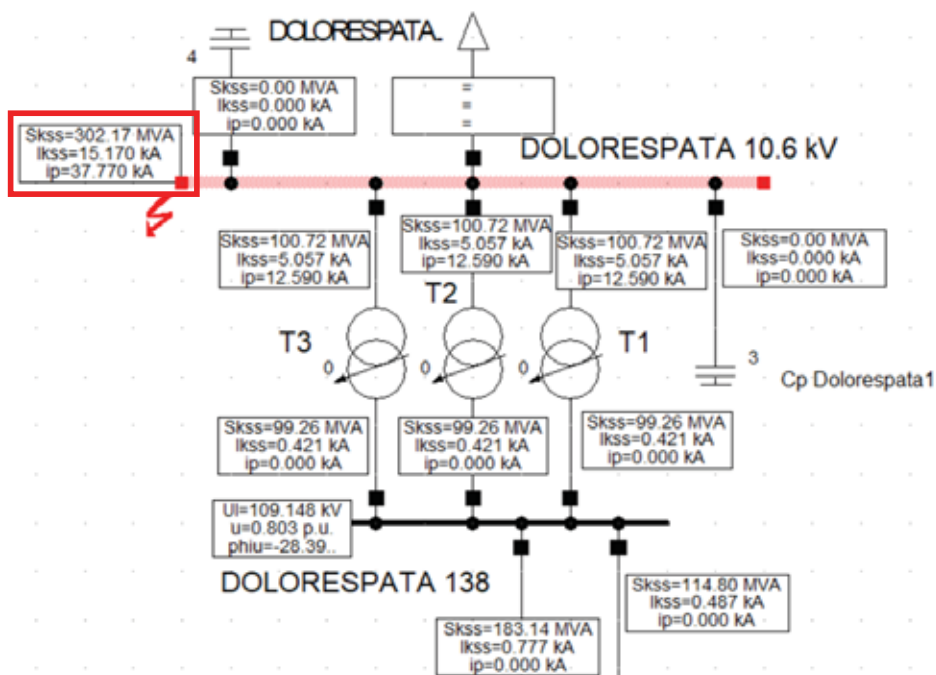


Figura 49: Icc en la barra de 10.5 kV caso base por la norma IEC 60909 trifásico.
[Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

NORMA IEC 60909 bifásico.

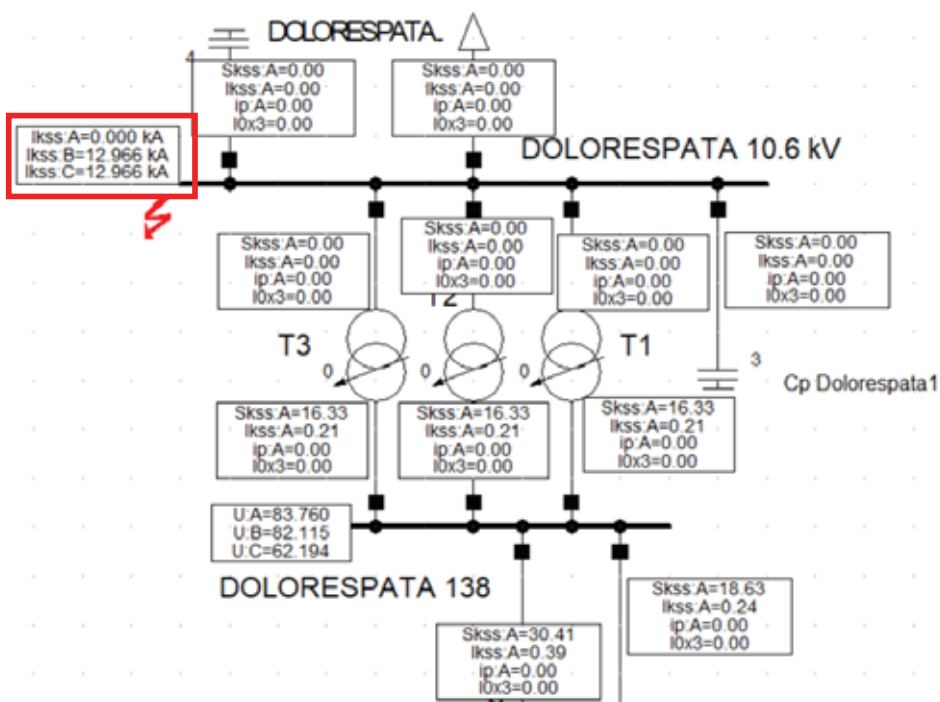


Figura 50: Icc en la barra de 10.5 kV caso base por la norma IEC 60909 bifásico.
[Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

NORMA IEC 60909 bifásica a tierra.

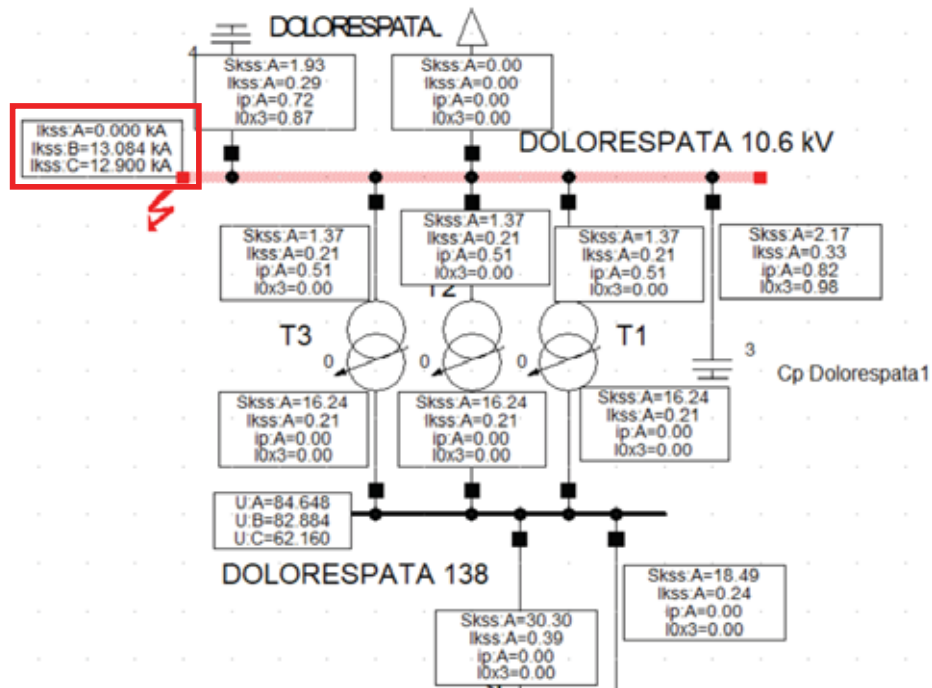


Figura 51: Icc en la barra de 10.5 kV caso base por la norma IEC 60909 bifásico a tierra.
[Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

NORMA IEC 60909 fase a tierra.

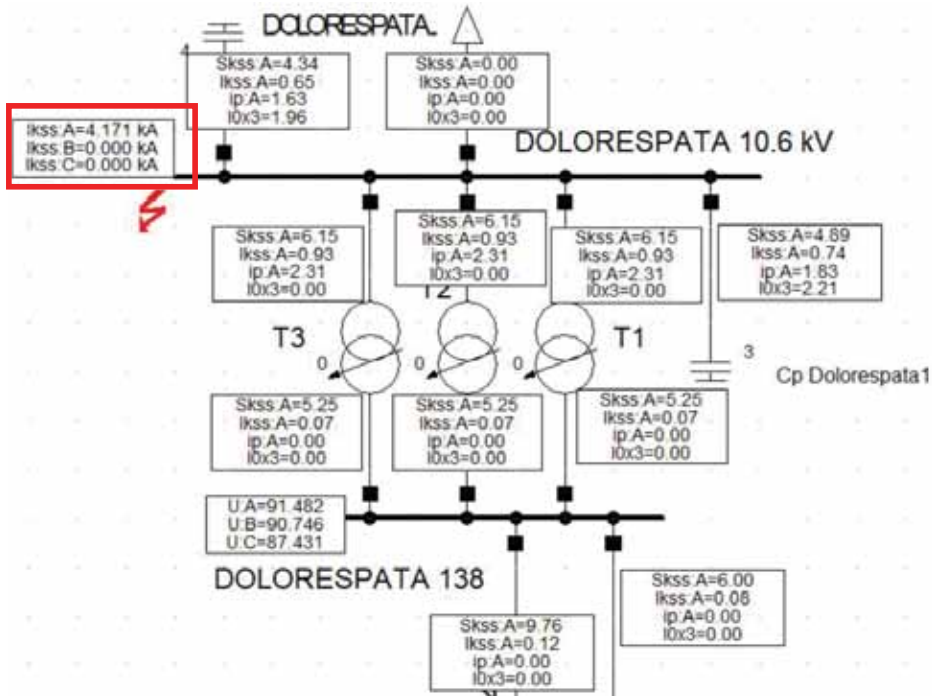


Figura 52: Icc en la barra de 10.5 kV caso base por la norma IEC 60909 fase a tierra.
[Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

NORMA ANSI IEEE C37 trifásico.

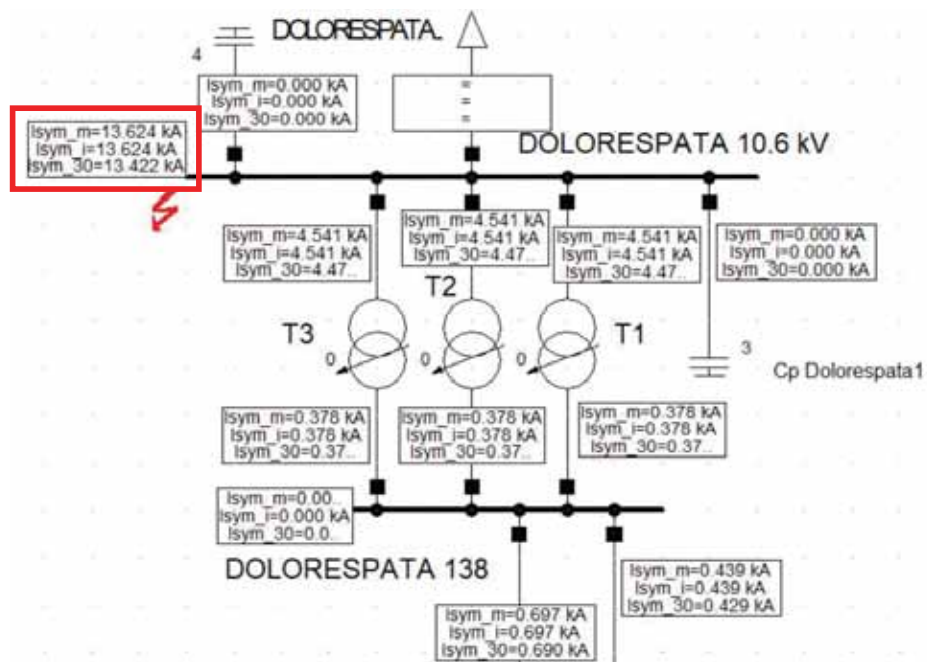


Figura 53: Icc en la barra de 10.5 kV caso base por la norma ANSI IEEE C37 trifásico.
[Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

NORMA ANSI IEEE C37 bifásico.

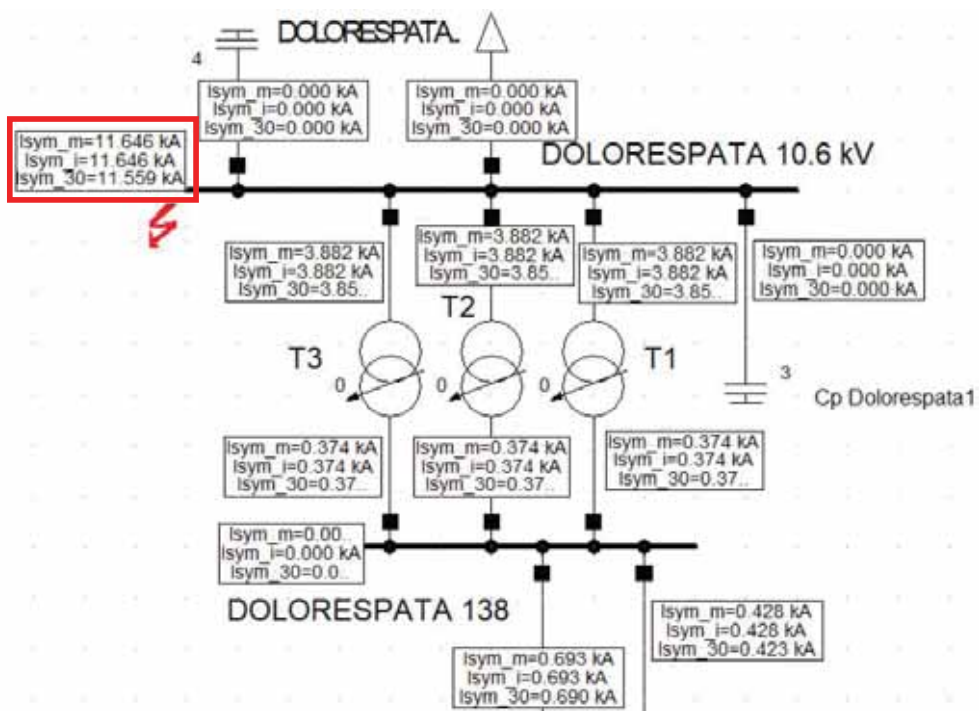


Figura 54: Icc en la barra de 10.5 kV caso base por la norma ANSI IEEE C37 bifásico.
[Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

NORMA ANSI IEEE C37 bifásico a tierra.

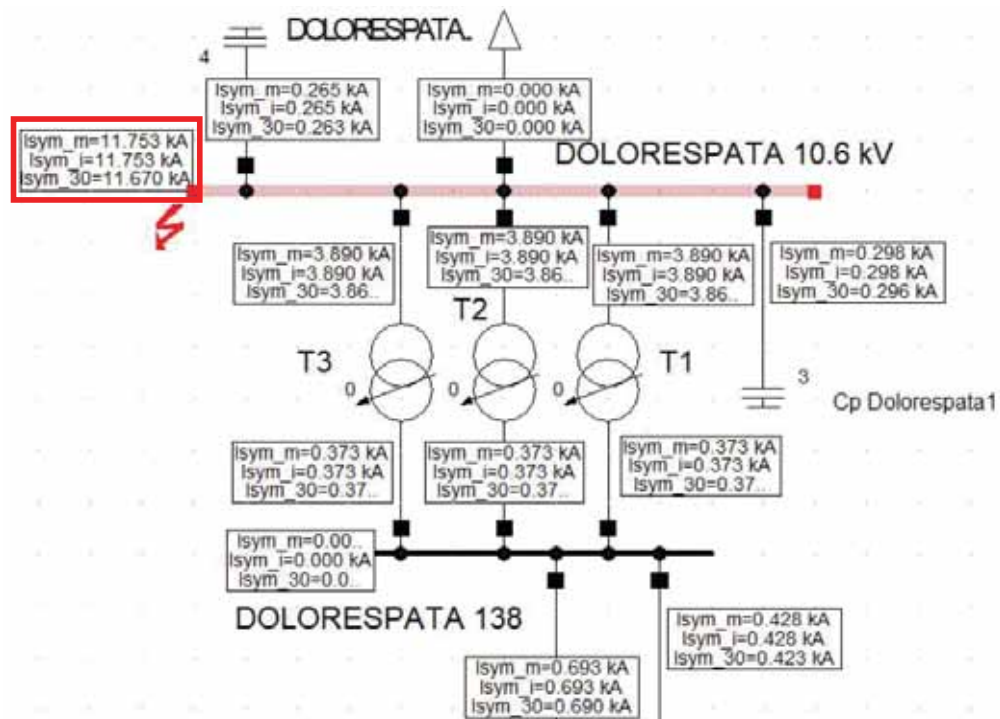


Figura 55: Icc en la barra de 10.5 kV caso base por la norma ANSI IEEE C37 bifásico a tierra. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

NORMA ANSI IEEE C37 fase a tierra.

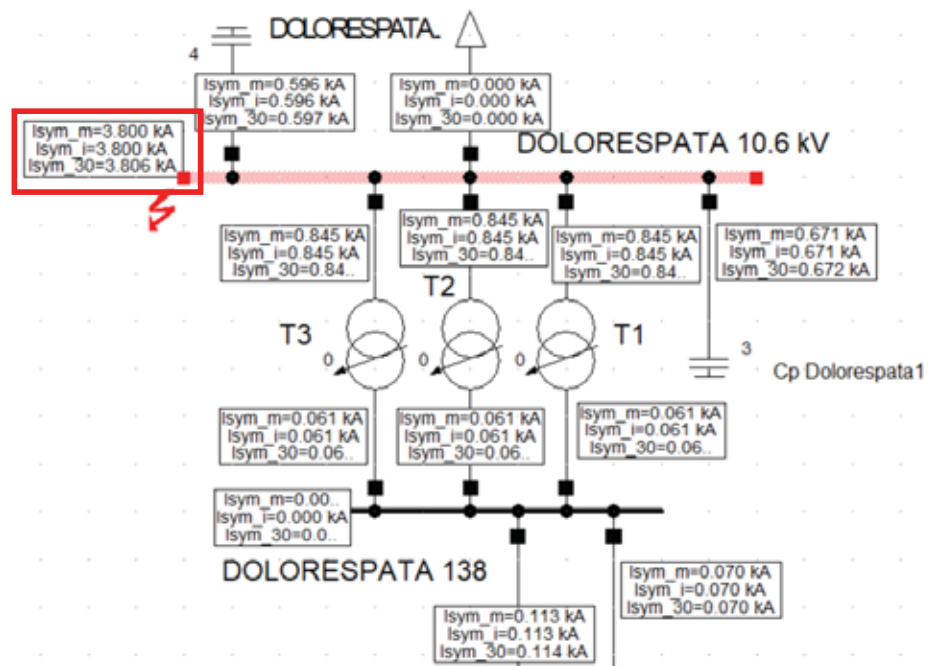


Figura 56: Icc en la barra de 10.5 kV caso base por la norma ANSI IEEE C37 fase a tierra. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

Flujo de potencia con los transformadores T1, T2 y T3 de 12.2 MVA (Caso base o de referencia).

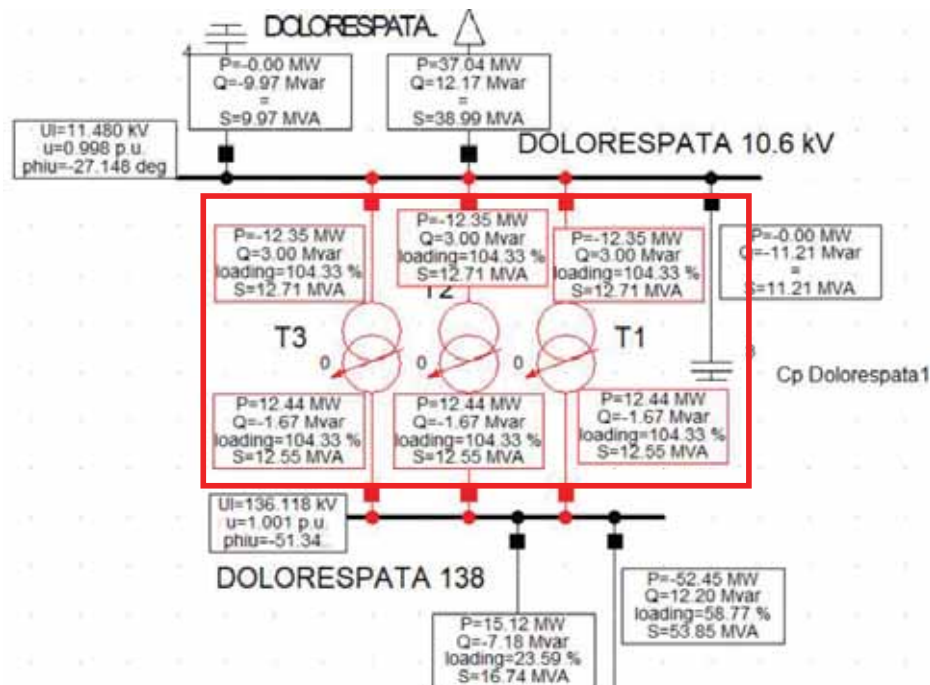


Figura 57: Cargabilidad de los transformadores T1, T2 y T3 en el caso base. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

Resumen de Icc.

Tabla 8: Comparación de las Icc en la barra de 10.6 kV en el caso base

CALCULO DE Icc CON TRES TRANSFORMADORES DE 12.2 MVA					
FALLA	MÉTODO COMPLETO.	IEC 60909.	ANSI IEEE C37	Capacidad del interruptor.	Observación.
	kA	kA	kA	kA	
Trifásica.	13.536	15.17	13.624	18.4	Soportado
Bifásica.	11.588	12.966	11.646	18.4	Soportado
Bifásica a Tierra.	13.034	13.084	11.753	18.4	Soportado
Fase a Tierra.	5.494	4.171	3.806	18.4	Soportado

[Fuente: Resumen de resultados de Digsilent Power Factory 15.1] [Elaboración propia]

Al tratarse de una barra que este lejos de los centros de generación, la Icc de mayor magnitud va a ser la trifásica y se cumple para los métodos de cálculo de Icc seleccionados.

Como podemos observar de la tabla 8, en el caso base cuando los transformadores T1, T2 y T3 eran de 12.2 MVA. La máxima I_{cc} está dada por la norma IEC 60909 con un valor 15.17 kA.

Los interruptores de potencia de las celdas de protección que salen de la barra de 10.6 kV de la subestación de Dolorespata podrían despejar sin ningún problema este tipo de falla.

5.2. Cálculo de la I_{cc} con los transformadores T1, T2 de 12.2 MVA y T3 con 30 MVA.

Se va a determinar la I_{cc} en la barra de 10.6 kV, cuando los transformadores T1, T2 son de 12.2 MVA cada uno y T3 con 30 MVA por el Método completo, la norma IEC 60909 y la norma ANSI, considerándose un factor de seguridad según la norma correspondiente.

Los detalles de la simulación y resultados del software del DigSilent Power Factory se muestran para las I_{cc} más alta, para cada método respectivamente.

Método completo.

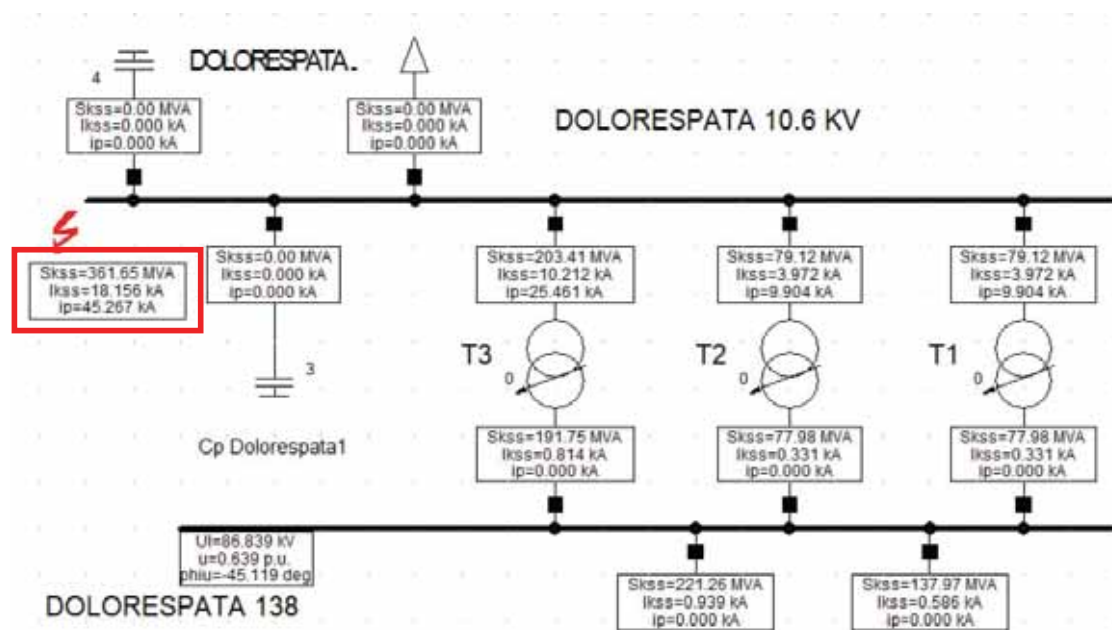


Figura 58: I_{cc} en la barra de 10.5 kV con T1, T2 de 12.2 MVA y T3 con 30 MVA por el método completo.

[Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

NORMA IEC 60909.

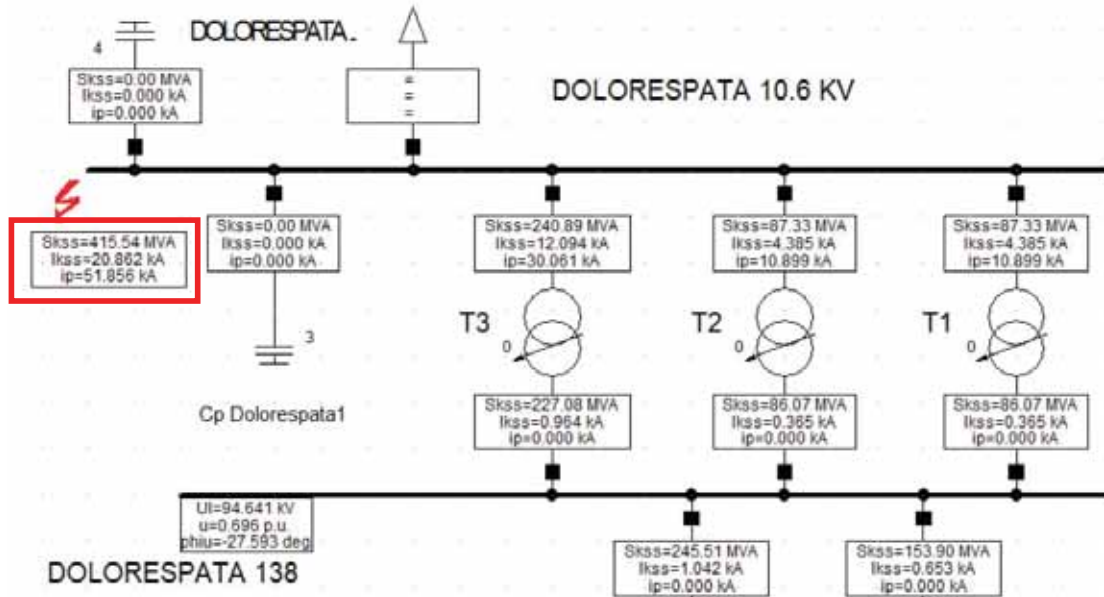


Figura 59: Icc en la barra de 10.5 kV con T1, T2 de 12.2 MVA y T3 con 30 MVA por la norma IEC 60909. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

NORMA ANSI IEEE C37.

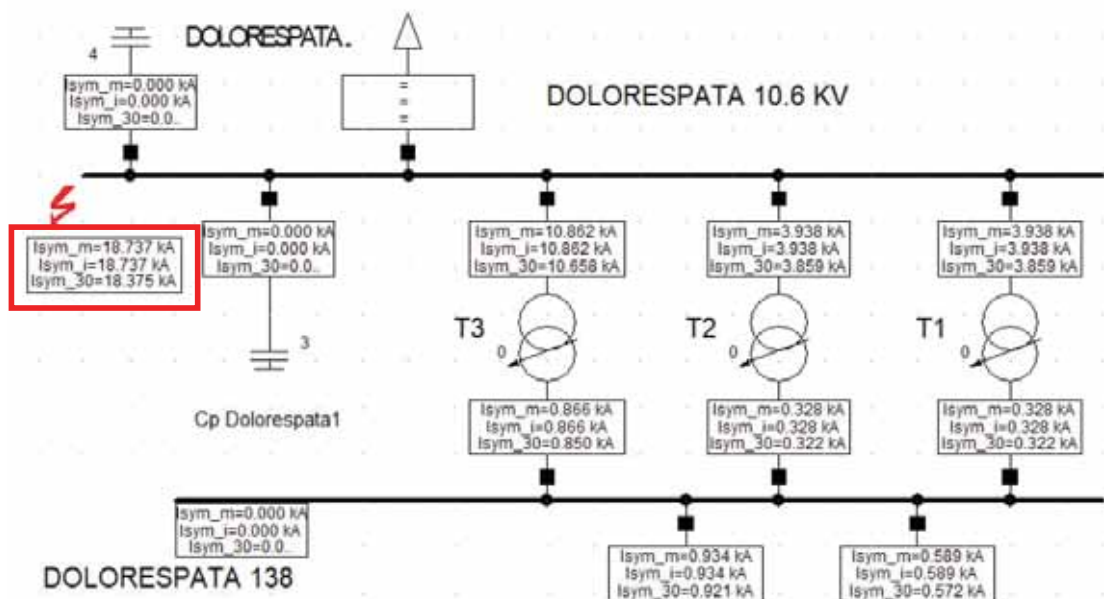


Figura 60: Icc en la barra de 10.5 kV con T1, T2 de 12.2 MVA y T3 con 30 MVA por la norma ANSI IEEE C37 [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

Flujo de potencia con los transformadores T1, T2 de 12.2 MVA y T3 de 30 MVA.

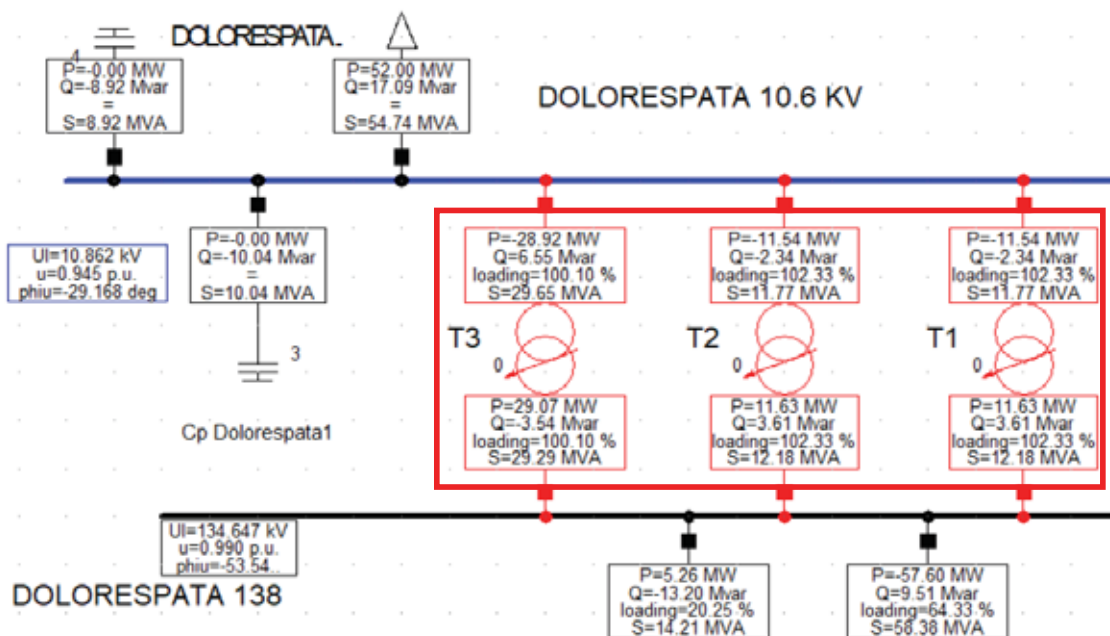


Figura 61: Cargabilidad de los transformadores T1, T2 de 12.2 MVA y T3 con 30 MVA.
[Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

Resumen de Icc.

Tabla 9: Comparación de las Icc en la barra de 10.5 kV con T1, T2 con 12.2 MVA y T3 con 30 MVA.

CALCULO DE Icc CON DOS TRANSFORMADORES DE 12.2 MVA Y UNO DE 30 MVA					
FALLA	MÉTODO COMPLETO.	IEC 60909.	ANSI IEEE C37	Capacidad del interruptor.	Observación.
	kA	kA	kA	kA	
Trifásica.	18.156	20.862	18.737	18.4	Superado
Bifásica.	15.485	17.76	15.952	18.4	Soportado
Bifásica a Tierra.	16.974	17.866	16.049	18.4	Soportado
Fase a Tierra.	5.709	3.973	3.622	18.4	Soportado

[Fuente: Resumen de resultados de Digsilent Power Factory 15.1] [Elaboración propia]

Como podemos observar de la tabla 9, cuando los transformadores T1, T2 son de 12.2 MVA y el T3 es de 30 MVA lo que se da en la actualidad. La máxima Icc alcanza hasta los 20.862kA excediéndose en 2.46 kA a la capacidad nominal de interruptor de potencia.

De darse una falla trifásica en una de las salidas de la barra de 10.6 kV, el interruptor de potencia de la celda de protección no podría despejar la falla. Esto provocaría que las

protecciones aguas arriba de la barra de 10.6 kV aperturen el sistema dejando sin suministro eléctrico a los nueve alimentadores de la subestación de Dolorespata.

Por otro lado, se produciría la destrucción del interruptor de potencia, pudiendo afectar a otras celdas por los efectos térmicos y los efectos de la onda expansiva poniendo en riesgo vidas humanas y dañando infraestructuras.

Esto tendría incidencia negativas y sancionables por parte de Osinergmin, COES, Electro sureste y otras generadoras que suministran energía eléctrica en esa barra.

5.3. Cálculo de Icc en barra partida con los transformadores T2 y T3 en una sola barra y T1 separado.

Se va a determinar la Icc en la barra de 10.6 kV cuando la barra de 10.5kV esta partida en dos partes, en una parte de la barra están los transformadores T2 con 12.2 MVA y T3 con 30 MVA, en la otra parte está el transformador T1 de 12.2 MVA por el Método completo, la norma IEC 60909 y la norma ANSI/IEEE C37 considerándose un factor de seguridad según la norma correspondiente.

En este caso la Icc mayor se va a dar del lado de la barra con dos transformadores; la simulación y resultados del software del DigSilent Power Factory se muestran para cada método respectivamente.

Método completo.

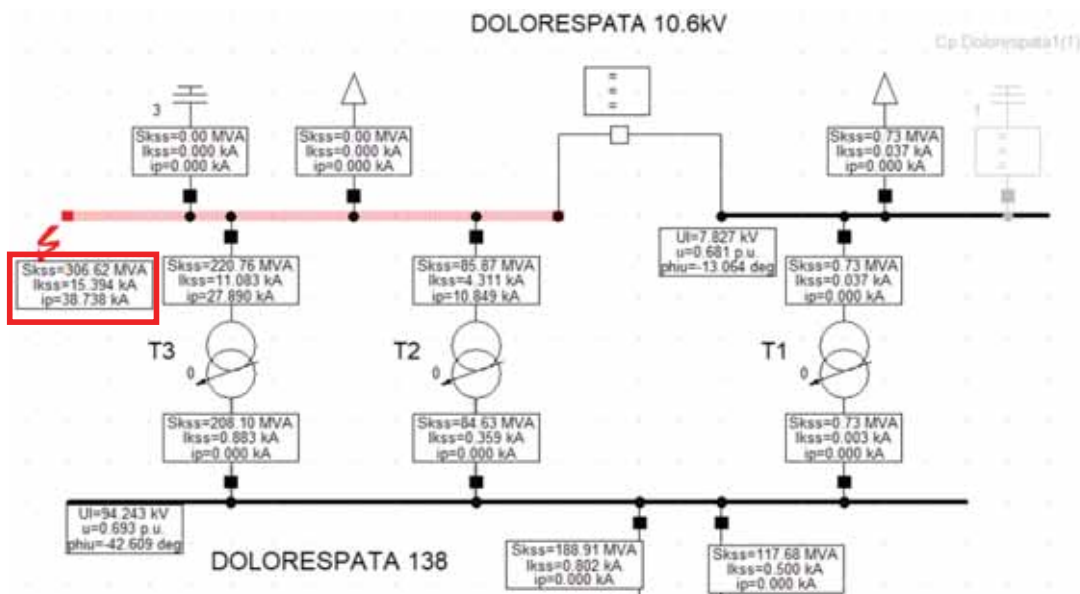


Figura 62: Icc en la barra partida de 10.5 kV con T2 y T3 juntos y el T1 separado por el método completo. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

NORMA IEC 60909.

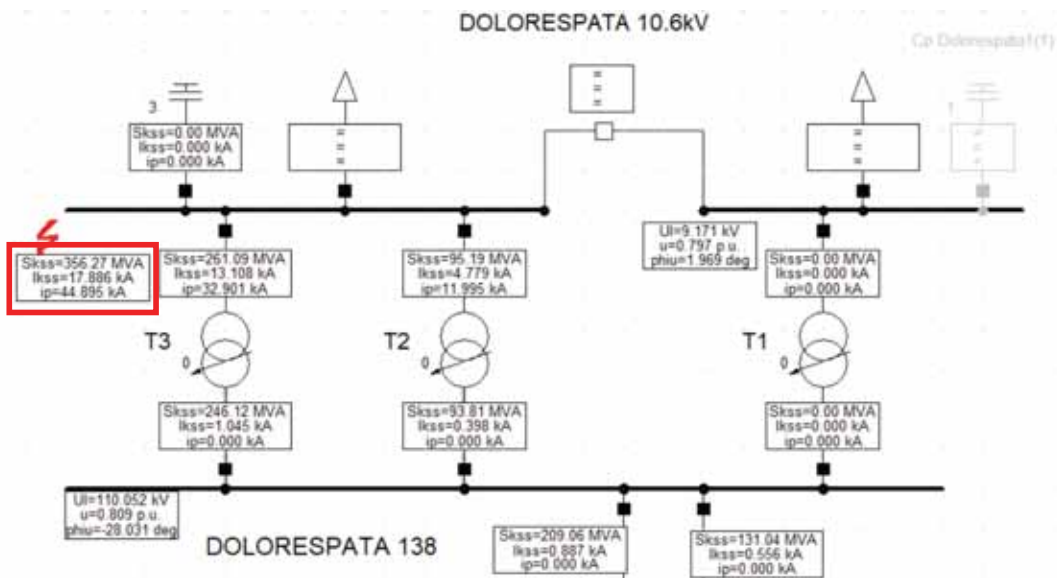


Figura 63: Icc en la barra partida de 10.5 kV con T2 y T3 juntos y el T1 separado por la norma IEC 60909. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

NORMA ANSI IEEE C37.

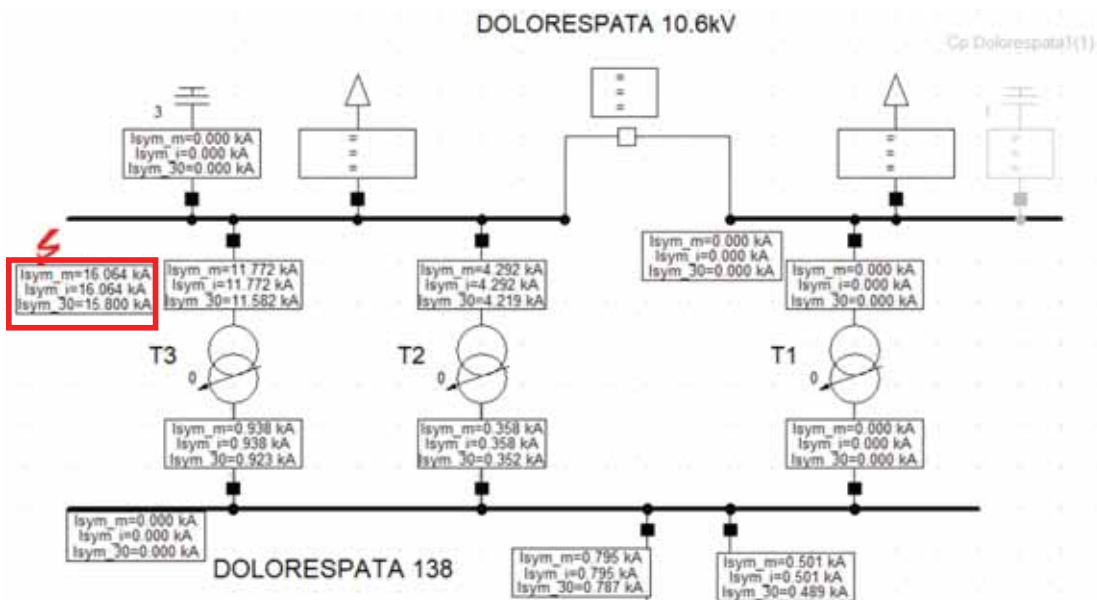


Figura 64: Icc en la barra partida de 10.5 kV con T2 y T3 juntos y el T1 separado por la norma ANSI IEEE C37. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

Flujo de potencia con los transformadores T2 y T3 en una sola barra y T1 separado.

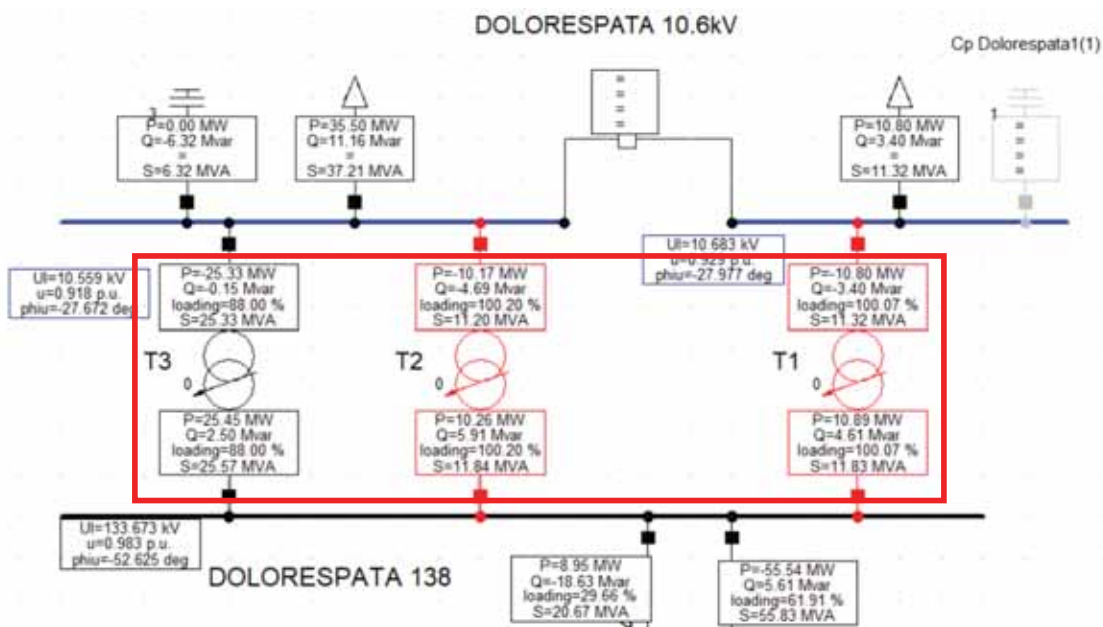


Figura 65: Cargabilidad de los transformadores T2 y T3 en una sola barra y T1 separado. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

Resumen de Icc.

Tabla 10: Comparación de la Icc en la barra partida de 10.5 kV con T2, T3 juntos y T1 separado. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

CALCULO DE Icc CON LOS TRANSFORMADORES T2, T3 EN UNA BARRA Y EL T1 SEPARADO					
FALLA	MÉTODO COMPLETO.	IEC 60909.	ANSI IEEE C37	Capacidad del interruptor.	OBSERVACIÓN.
	kA	kA	kA	kA	
Trifásica.	15.394	17.886	16.064	18.4	Soportado
Bifásica.	13.151	15.267	13.712	18.4	Soportado
Bifásica a Tierra.	13.188	15.296	13.739	18.4	Soportado
Fase a Tierra.	1.159	1.304	1.159	18.4	Soportado

[Fuente: Resumen de resultados de Digsilent Power Factory 15.1] [Elaboración propia]

Como podemos observar de la tabla 8, la Icc máxima se ha reducido hasta 17.886 kA, pero aun así estamos cerca del valor nominal del interruptor de potencia.

Los interruptores de potencia de las celdas de protección que salen de la barra de 10.6 kV de la subestación de Dolorespata podrían despejar sin ningún problema este tipo de falla.

5.4. Calculo de Icc en barra partida con los transformadores T1, T2 y T3 en barras separadas.

Se va a determinar la Icc en la barra de 10.6 kV cuando la barra de 10.5kV este partida en tres partes, cada transformador a su lado de baja va a tener su propia barra y su respectiva carga.

La Icc máxima se va a dar en la barra del transformador T3 ya es del de mayor potencia 30 MVA, en los otros dos transformadores la Icc va a ser más bajo la simulación y resultados del software del DigSilent Power Factory se muestran para cada método respectivamente.

Método completo.

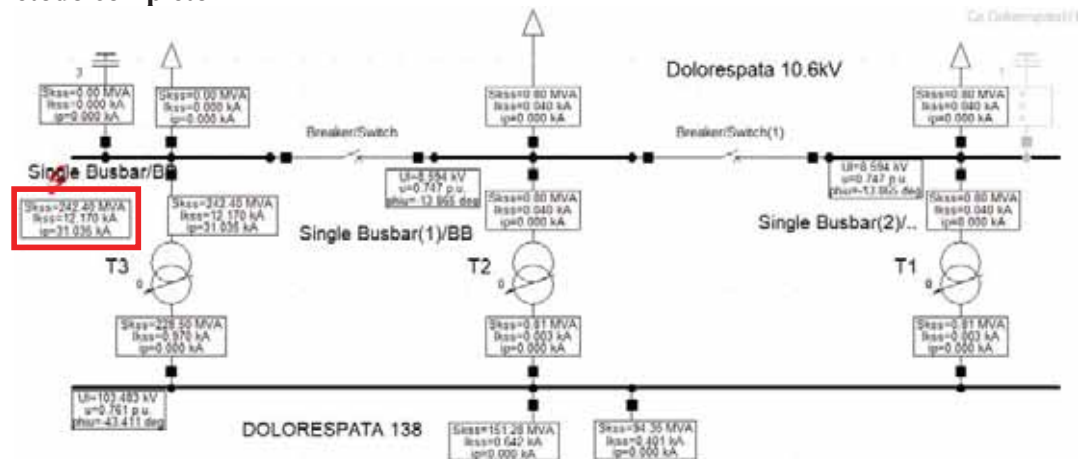


Figura 66: Icc en la barra partida de 10.6 kV con T1, T2 y T3 separados por el método completo. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

NORMA IEC 60909.

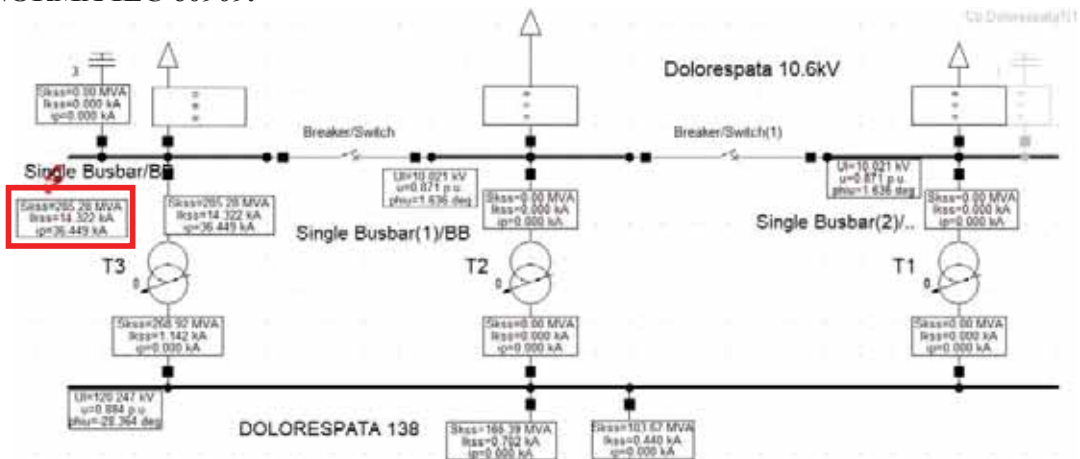


Figura 67: Icc en la barra partida de 10.5 kV con T1, T2 y T3 separados por la Norma IEC 60909. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

NORMA ANSI IEEE C37.

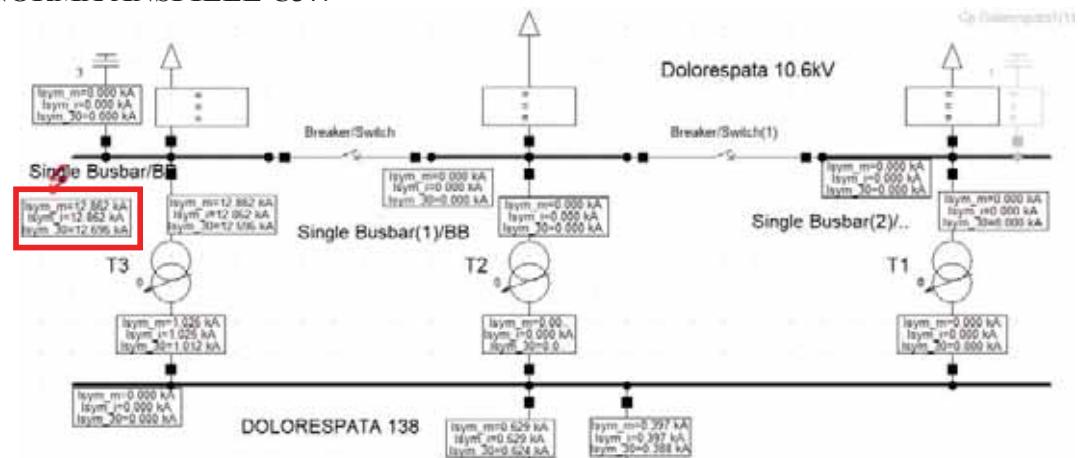


Figura 68: Icc en la barra partida de 10.5 kV con T1, T2 y T3 separados por la ANSI IEEE C37 [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

Flujo de potencia con los transformadores T1, T2 y T3 en barras separadas.

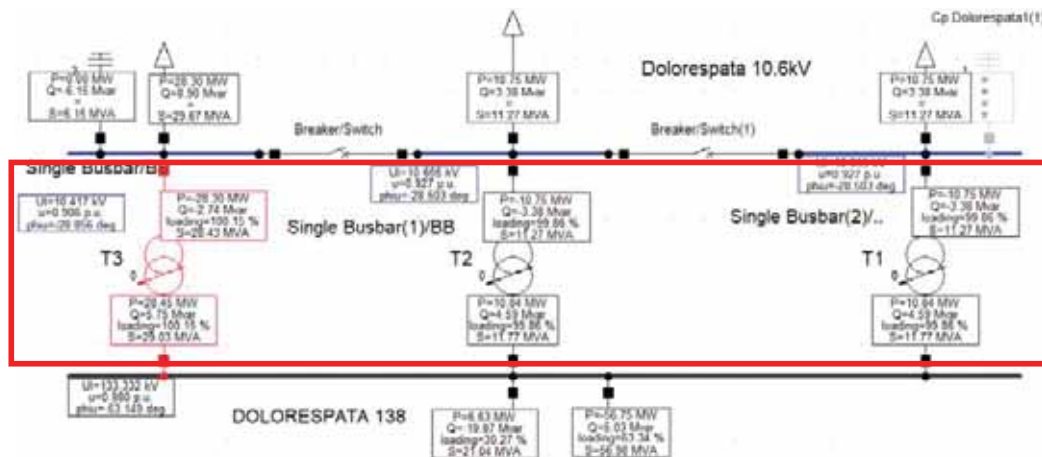


Figura 69: Cargabilidad los transformadores T1, T2 y T3 en barras separadas. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

Resumen de Icc.

Tabla 11: Comparación de la Icc en la barra partida de 10.6 kV con T1, T2 y T3 separados

CALCULO DE Icc EN LA BARRA PARTIDA DE 10.6 kV LOS 3 TRANSFORMADORES SEPARADOS					
FALLA	MÉTODO COMPLETO.	IEC 60909.	ANSI IEEE C37	Capacidad del interruptor.	OBSERVACIÓN.
	kA	kA	kA	kA	
Trifásica.	12.17	14.322	12.862	18.4	Soportado
Bifásica.	10.428	12.263	11.013	18.4	Soportado
Bifásica a Tierra.	10.461	12.291	11.038	18.4	Soportado
Fase a Tierra.	1.166	1.319	1.201	18.4	Soportado

[Fuente: Resumen de resultados de Digsilent Power Factory 15.1] [Elaboración propia]

Como podemos observar de la tabla 11, la Icc máxima se ha reducido hasta 14.322 kA está por debajo de valor nominal del interruptor de potencia.

Los interruptores de potencia de las celdas de protección que salen de la barra de 10.6 kV de la subestación de Dolorespata podrían despejar sin ningún problema este tipo de falla.

5.5. Cálculo de Icc en barra partida con los transformadores T1, T2 en una sola barra y T3 separado.

Se va a determinar la Icc en la barra de 10.6 kV cuando la barra de 10.5kV esta partida en dos partes, en una parte de la barra están los transformadores T1 y T2 con 12.2 MVA y en la

otra parte está el transformador T3 con 30 MVA, por el Método completo, la norma IEC 60909 y la norma ANSI considerándose un factor de seguridad según la norma correspondiente.

En este caso la Icc mayor se va a dar del lado de la barra con el transformador de 30 MVA la simulación y resultados del software del DigSilent Power Factory se muestran para cada método respectivamente.

Método completo.

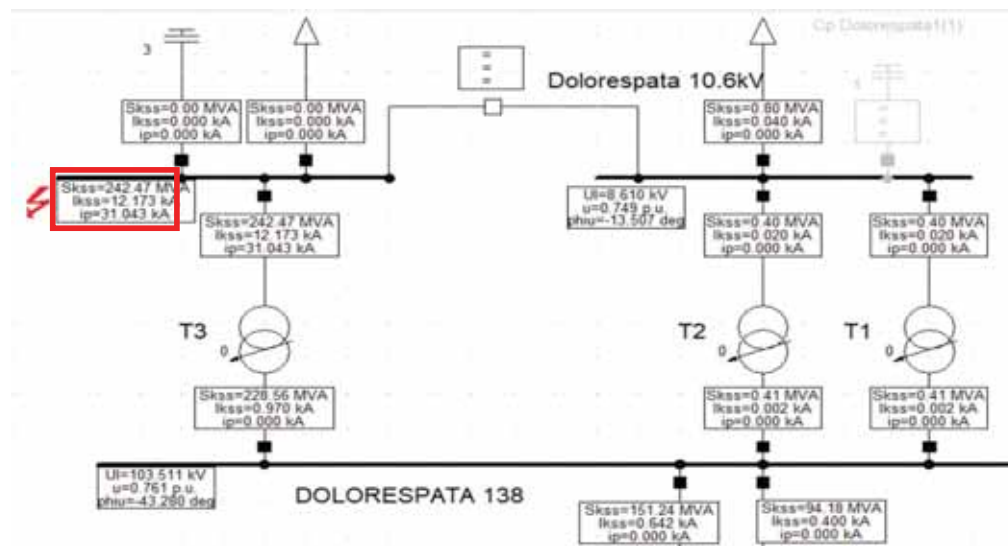


Figura 70: Icc en la barra partida de 10.5 kV con T1 y T2 juntos y el T3 separado por el método completo. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

NORMA IEC 60909.

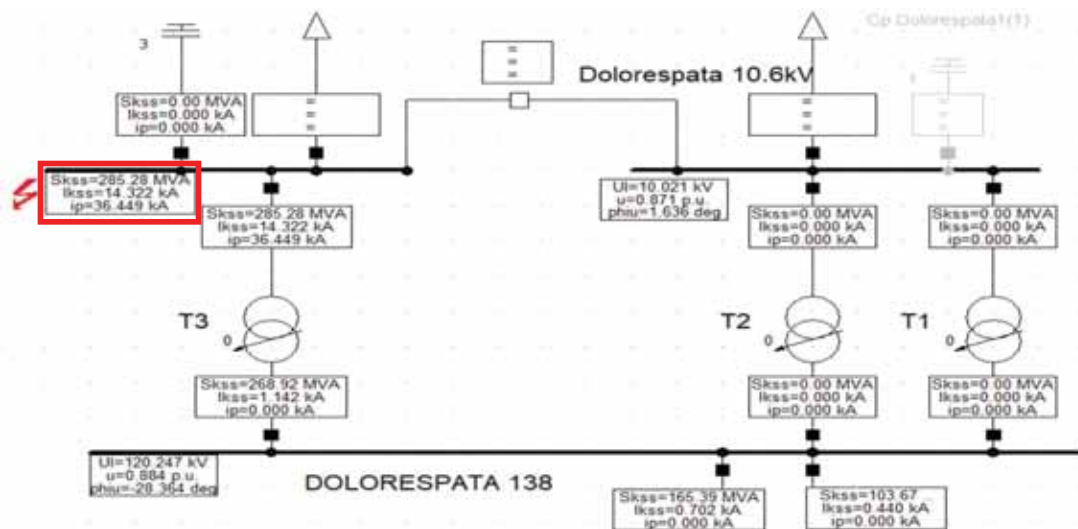


Figura 71: Icc en la barra partida de 10.5 kV con T1 y T2 juntos y el T3 separado por la norma IEC 60909. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

NORMA ANSI IEEE C37.

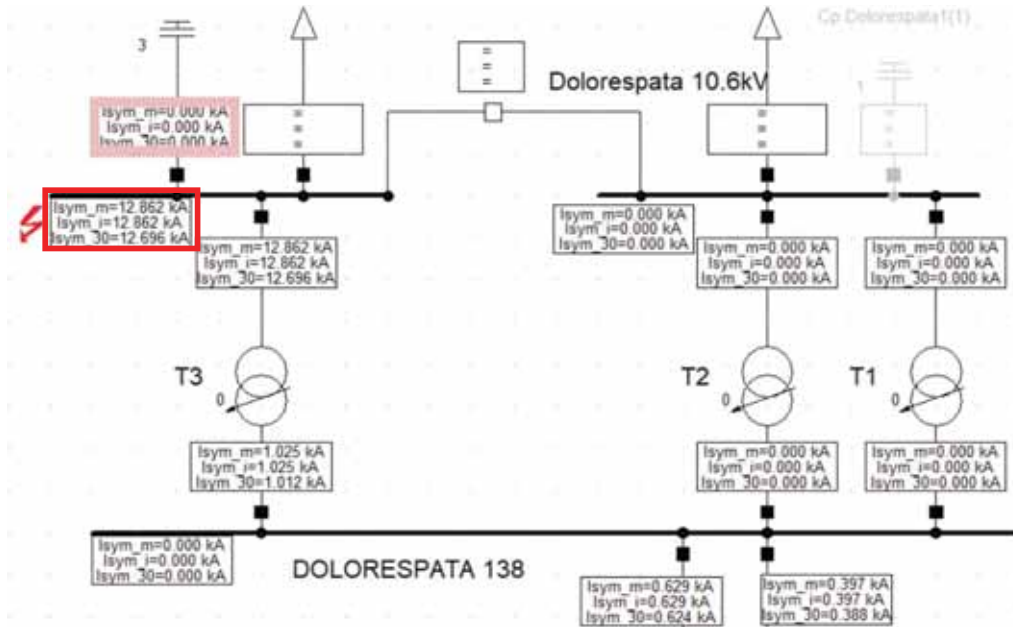


Figura 72: Icc en la barra partida de 10.5 kV con T1 y T2 juntos y el T3 separado por la norma ANSI IEEE C37. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

Flujo de potencia con los transformadores con T1 y T2 juntos y el T3 separado.

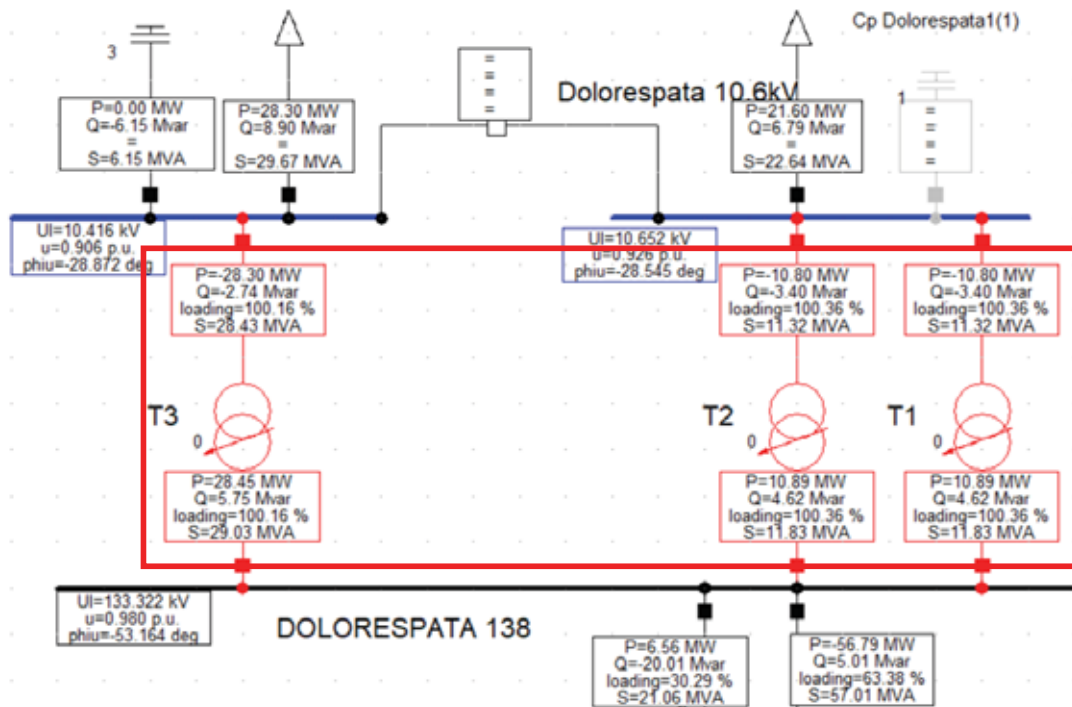


Figura 73: Cargabilidad de los transformadores con T1 y T2 juntos y el T3 separado. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

Resumen de Icc.

Tabla 12 Comparación de las Icc en la barra partida de 10.5 kV con T1, T2 juntos y T3 separado

CALCULO DE Icc CON LOS TRANSFORMADORES T1, T2 EN UNA BARRA Y EL T3 SEPARADO					
FALLA	MÉTODO COMPLETO.	IEC 60909.	ANSI IEEE C37	Capacidad del interruptor.	OBSERVACIÓN.
	kA	kA	kA	kA	
Trifásica.	12.173	14.322	12.862	18.4	Soportado
Bifásica.	10.43	12.263	11.013	18.4	Soportado
Bifásica a Tierra.	10.464	12.291	11.038	18.4	Soportado
Fase a Tierra.	1.167	1.319	1.159	18.4	Soportado

[Fuente: Resumen de resultados de Digsilent Power Factory 15.1] [Elaboración propia]

Como podemos observar de la tabla 12, la Icc máxima se ha reducido hasta 14.322 kA está por debajo de valor nominal del interruptor de potencia y solo requiere un solo seccionamiento de la barra de 10.6 kV.

Los interruptores de potencia de las celdas de protección que salen de la barra de 10.6 kV de la subestación de Dolorespata podrían despejar sin ningún problema este tipo de falla.

5.6. Cálculo de Icc en barra con un reactor de 30 MVA en serie con el transformador T3.

Se va a determinar la Icc en la barra de 10.6 kV cuando se instala un reactor de 17.5 kV, 33 MVA, Zd 0.2 ohm (Impedancia Absoluta), perdidas en el cobre de 20 kW en serie con el transformador T3 de 30 MVA la simulación y resultados del software del DigSilent Power Factory se muestran para cada método respectivamente.

Método completo.

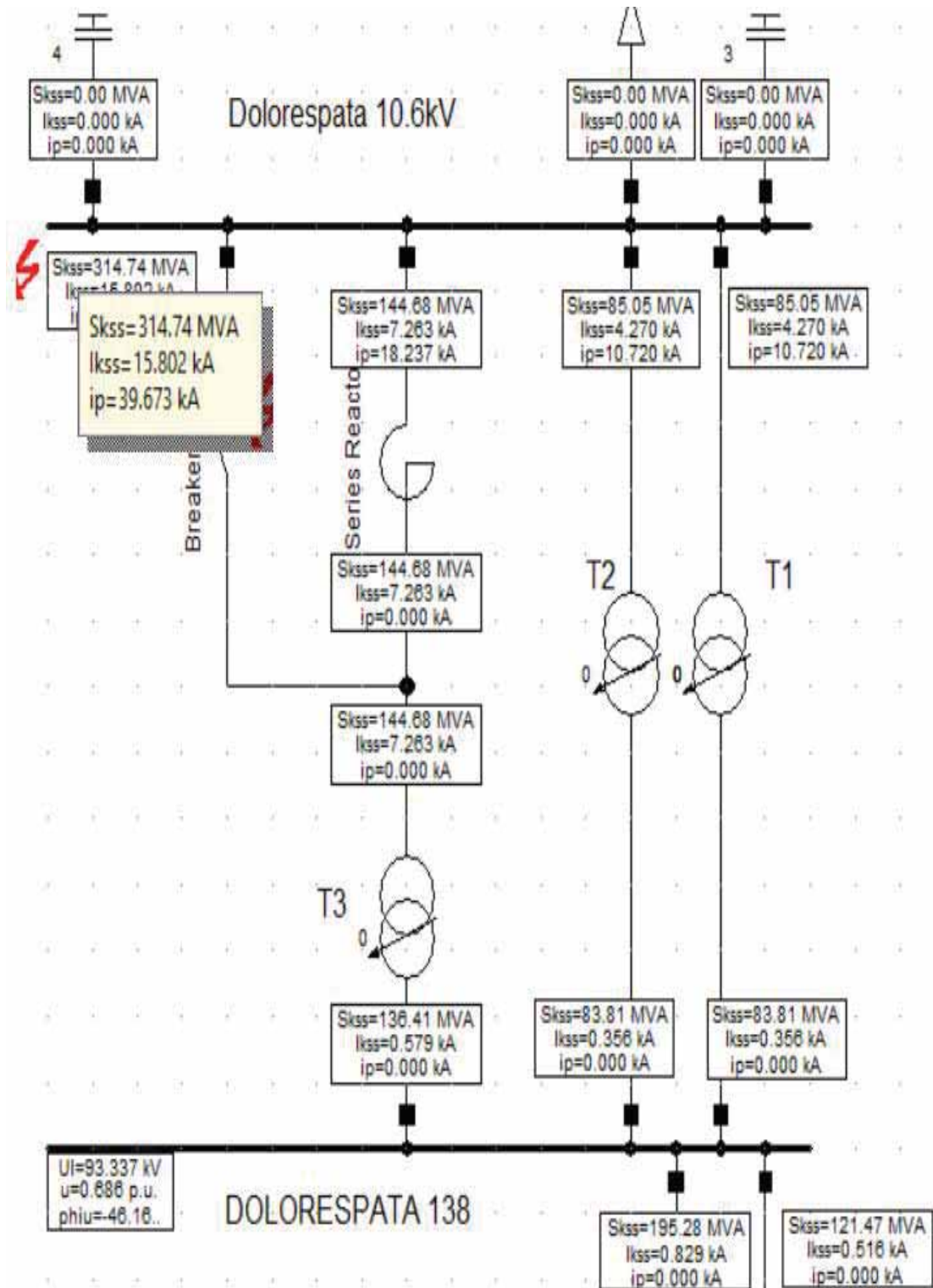


Figura 74: Icc en la barra de 10.5 kV con reactor en serie con el T3 por el método completo.

[Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

NORMA IEC 60909.

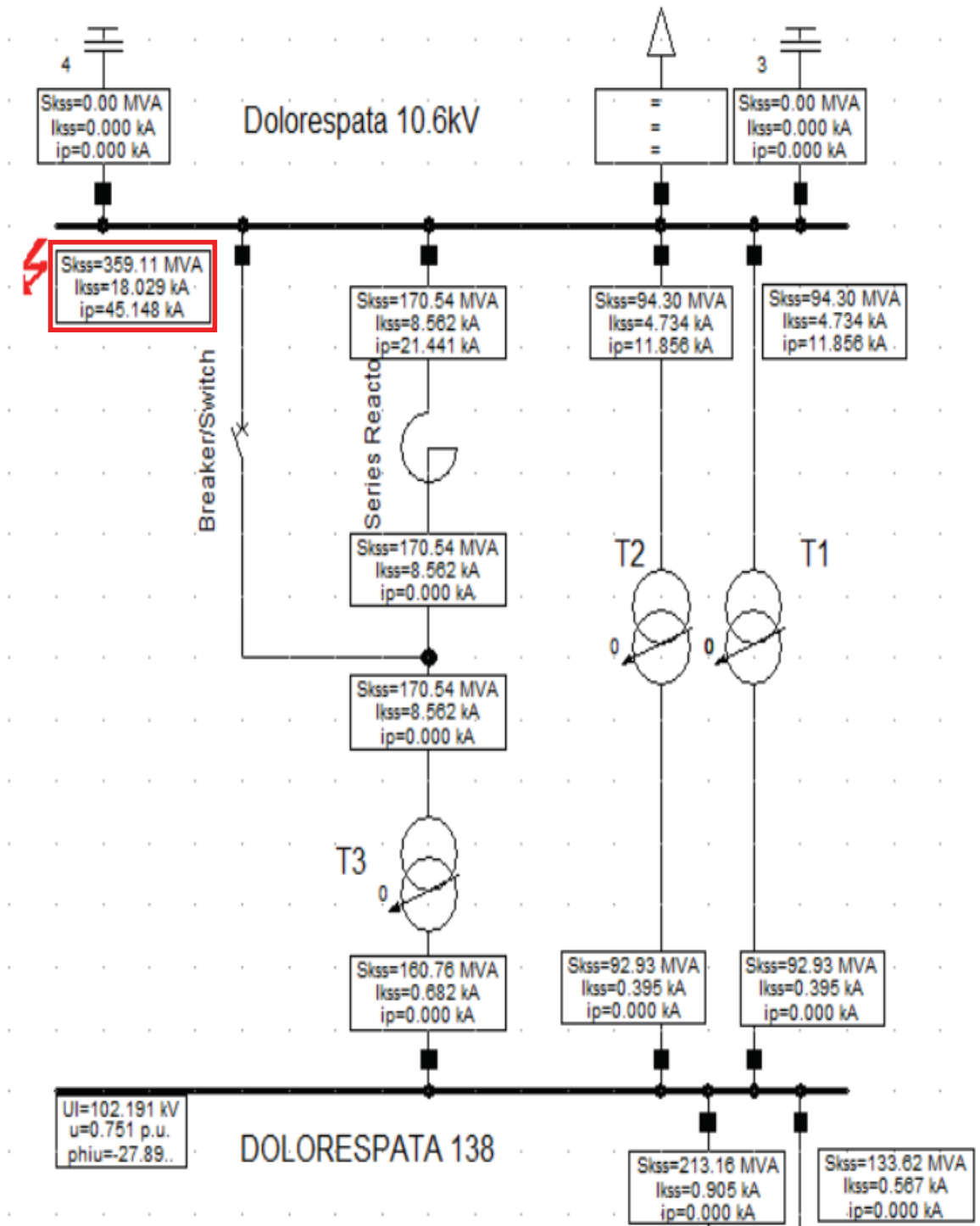


Figura 75: Icc en la barra de 10.5 kV con reactor en serie con el T3 por la norma IEC 60909
 [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

NORMA ANSI IEEE C37.

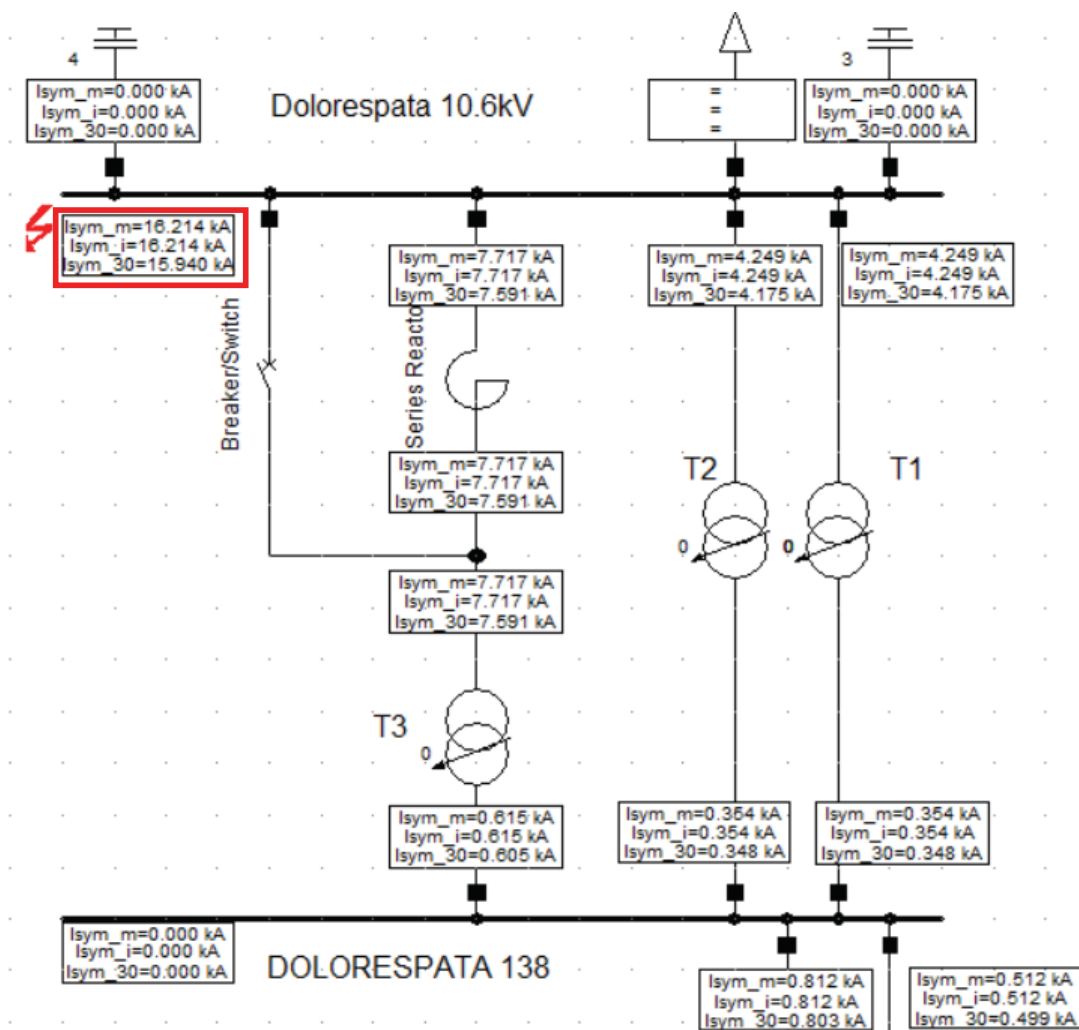


Figura 76: Icc en la barra de 10.5 kV con reactor en serie con el T3 por norma ANSI IEEE C37. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

Resumen de Icc.

Tabla 13: Comparación de la Icc en la barra de 10.5 kV con un reactor en serie con el T3.

CALCULO DE Icc CON REACTOR EN SERIE CON EL TRANSFORMADOR T3					
Reactor de 3 fases de 33 MVA de 17.5 kV con impedancia absoluta 0.2 ohm con pérdidas de 20 kW en el cobre					
FALLA	MÉTODO COMPLETO kA	IEC 60909 kA	ANSI IEEE C37. kA	Capacidad del interruptor. kA	OBSERVACIÓN.
Trifásica.	15.802	18.029	16.214	18.4	Soportado
Bifásica.	13.509	15.381	13.834	18.4	Soportado
Bifásica a Tierra.	15.18	15.488	13.931	18.4	Soportado
Fase a Tierra.	6.292	4.054	3.696	18.4	Soportado

[Fuente: Resumen de resultados de Digsilent Power Factory 15.1] [Elaboración propia]

Como podemos observar de la tabla 13 la I_{cc} máxima se ha reducido hasta 18.052 kA está por debajo de valor nominal del interruptor de potencia. Esto se debe a que la impedancia del lado de baja del transformador T3 de 30 MVA se incrementó al estar en serie con el reactor.

Los interruptores de potencia de las celdas de protección que salen de la barra de 10.6 kV de la subestación de Dolorespata podrían despejar sin ningún problema este tipo de falla.

Desventajas de la implementación del reactor en serie con el lado de baja del transformador T3 de 30 MVA es que el flujo de potencia va a tender a ir por los transformadores T1 y T2 ya que van a tener una menor impedancia, como podemos apreciar en la Figura 78.

Flujo de potencia con un reactor de 30 MVA en serie con el transformador.

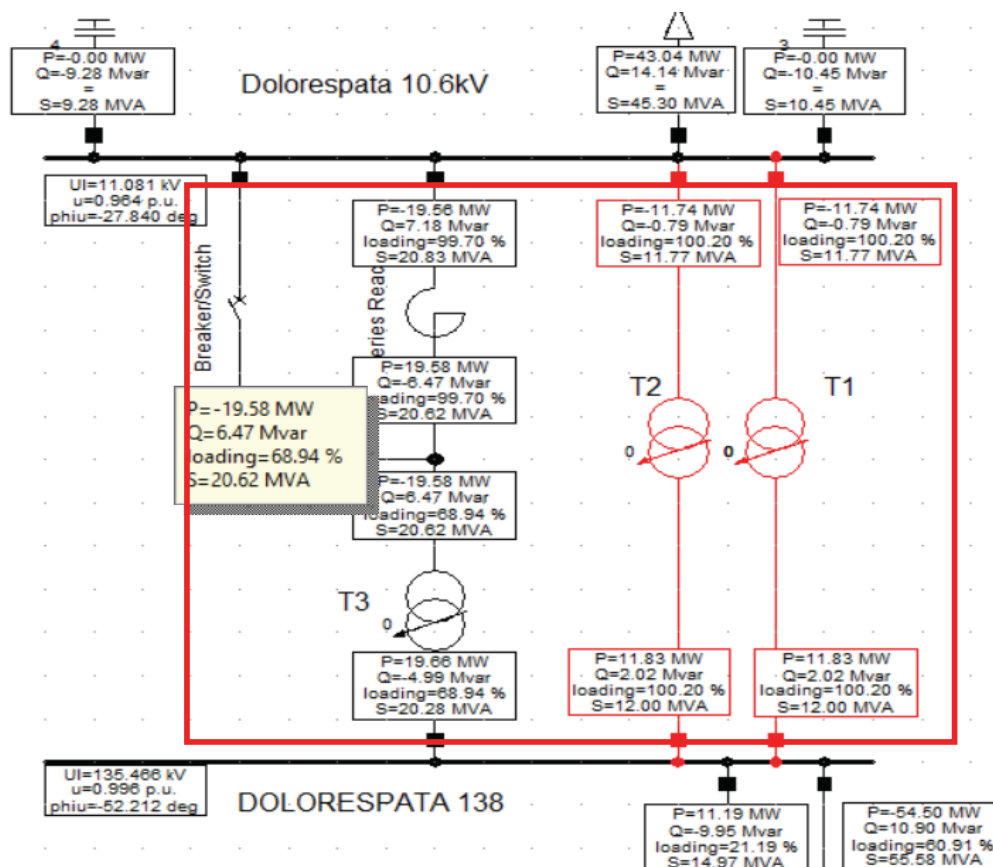


Figura 77: Cargabilidad de los transformadores con el reactor en serie con el T3.
[Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

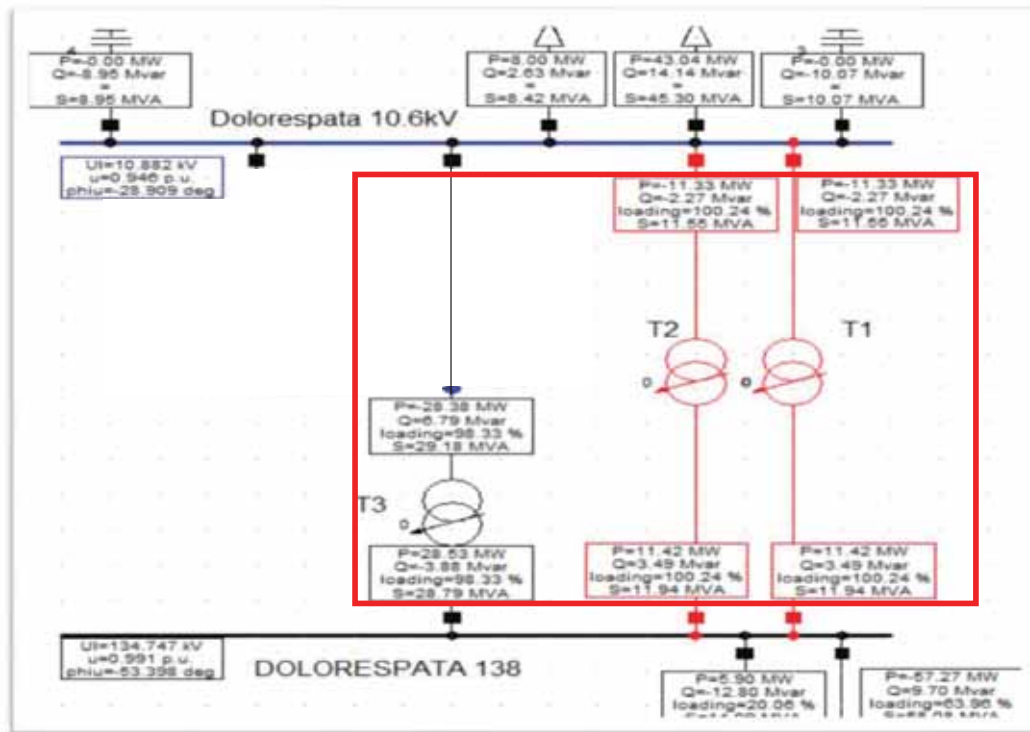


Figura 78: Flujo de potencia en la subestación de Dolorespata con el reactor en corto.
[Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

Resumen de flujo de potencia a plena capacidad.

Tabla 14: Comparación del flujo de potencia a plena capacidad.

Flujo de potencia			
Transformador	Potencia	Cargabilidad a plena capacidad	
		Situación Actual	Con reactor en serie en T3
T1	12 MVA	100.24%	100.20%
T2	12 MVA	100.24%	100.20%
T3	30 MVA	98.33%	68.93%

[Fuente: Resumen de resultados de Digsilent Power Factory 15.1] [Elaboración propia]

Como podemos observar de la tabla 14, con la implementación del reactor en serie con el transformador T3 de 30 MVA no va a llegar a usarse a plena capacidad mientras que los otros dos transformadores T1 y T2 se van a sobrecargarse antes que el T3 llegue a su plena capacidad.

En comparación con el reactor aislado los tres transformadores T1, T2 y T3 están casi en una misma proporción de cargabilidad.

5.7. Cálculo de I_{cc} en barra con un reactor de 82 MVA en serie con los transformadores T1, T2 y T3.

Se va a determinar la I_{cc} en la barra de 10.6 kV cuando se instala un reactor de 17.5 kV, 82 MVA, Z_d 0.055 ohm (Impedancia Absoluta), perdidas en el cobre de 20 kW en serie con los tres transformadores T1, T2 y T3, la simulación y resultados del software del DigSilent Power Factory, se muestran para cada método respectivamente.

Método completo.

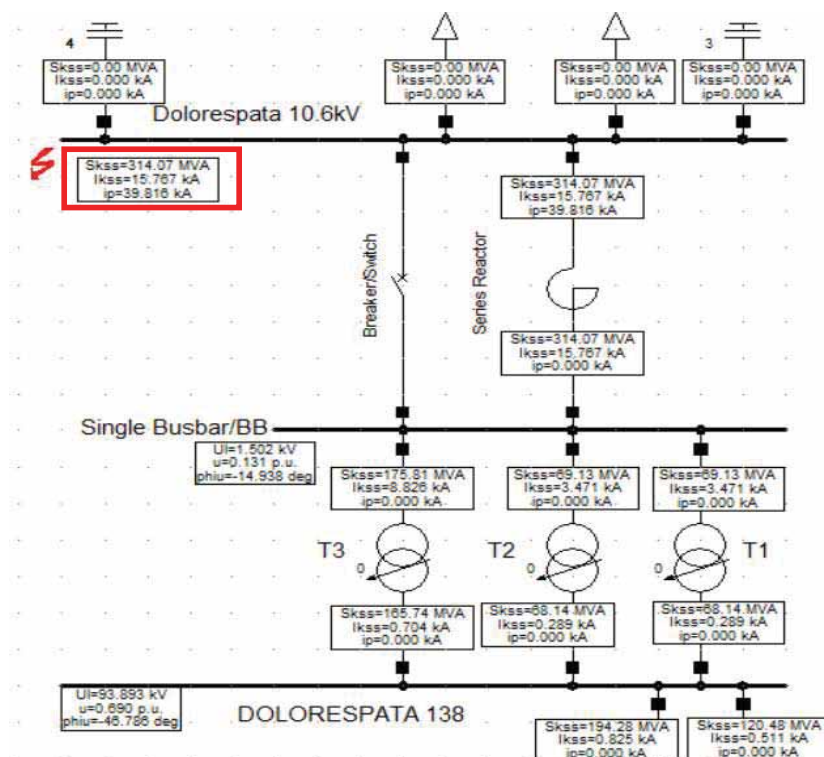


Figura 79: I_{cc} en la barra de 10.5 kV con reactor en serie con el T1, T2 y T3 por el método completo. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

NORMA IEC 60909.

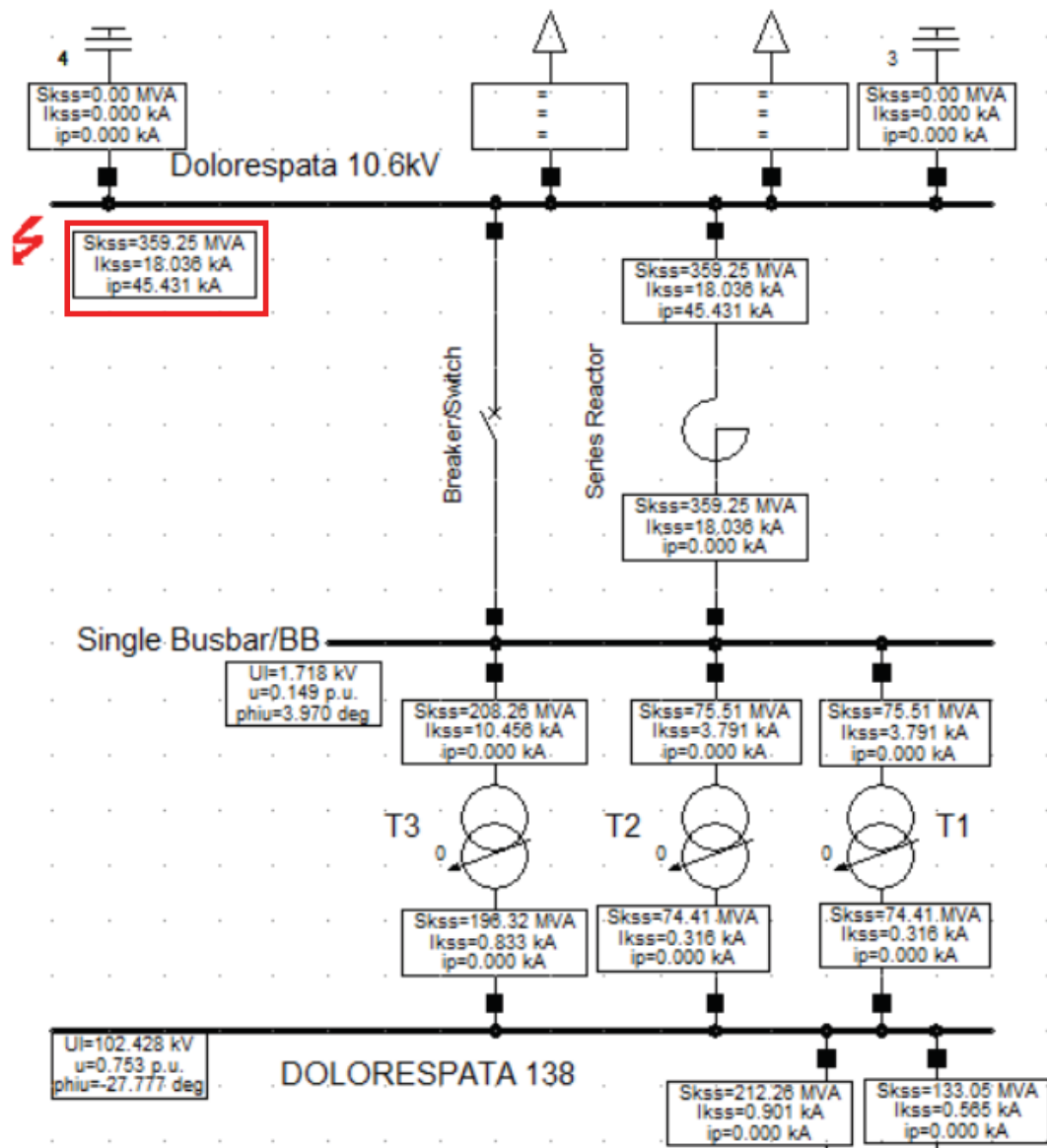


Figura 80: Icc en la barra de 10.5 kV con reactor en serie con el T1, T2 y T3 por la norma IEC 60909.
[Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

NORMA ANSI IEEE C37.

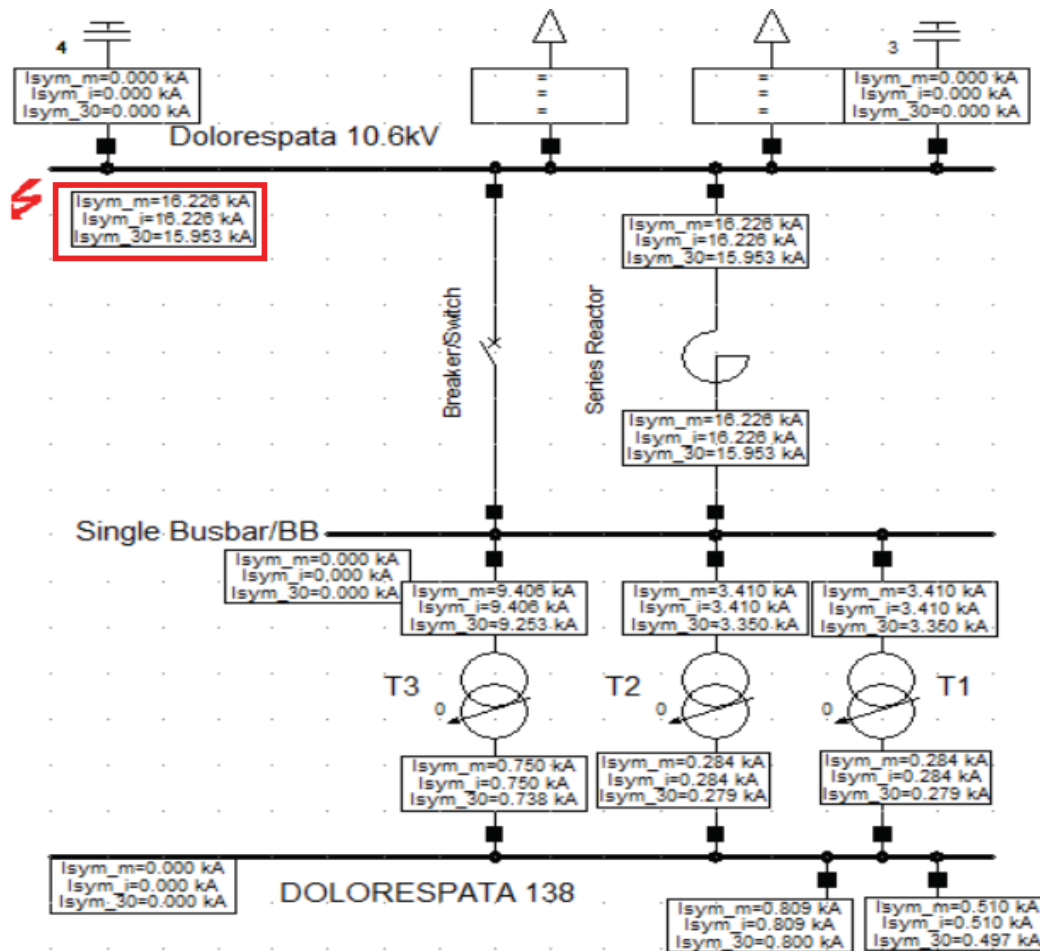


Figura 81: Icc en la barra de 10.5 kV con reactor en serie con el T1, T2 y T3 por la norma ANSI IEEE C37 [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

Resumen de Icc.

Tabla 15: Comparación de la Icc en la barra de 10.5 kV con un reactor en serie con el T1, T2 y T3.

CALCULO DE Icc CON REACTOR EN SERIE CON LOS TRANSFORMADORES T1, T2 Y T3.					
Reactor de 3 fases de 82 MVA de 17.5 kV con impedancia absoluta 0.055 ohm con pérdidas de 20 kW en el cobre					
Falla	MÉTODO COMPLETO	IEC 60909	ANSI IEEE C37.	Capacidad del interruptor.	Observación.
	kA	kA	kA	kA	
Trifásica.	15.767	18.036	16.226	18.4	Soportado
Bifásica.	13.487	15.39	13.845	18.4	Soportado
Bifásica a Tierra.	15.398	15.492	13.939	18.4	Soportado
Fase a Tierra.	7.122	4.054	3.696	18.4	Soportado

[Fuente: Resumen de resultados de Digsilent Power Factory 15.1] [Elaboración propia]

Como podemos observar de la tabla 15, la I_{cc} máxima se ha reducido hasta 18.036 kA está por debajo de valor nominal del interruptor de potencia. Esto se debe a que la impedancia del lado de baja de los transformadores T1, T2 y T3 se incrementó al estar en serie con el reactor.

Los interruptores de potencia de las celdas de protección que salen de la barra de 10.6 kV de la subestación de Dolorespata podrían despejar sin ningún problema este tipo de falla.

La desventaja de la implementación del reactor en serie con los transformadores T1, T2 y T3, sería el elevado costo por su potencia de 82 MVA, así como la implementación de una barra adicional donde pueda instalarse el reactor.

Flujo de potencia con un reactor de 30 MVA en serie con el transformador.

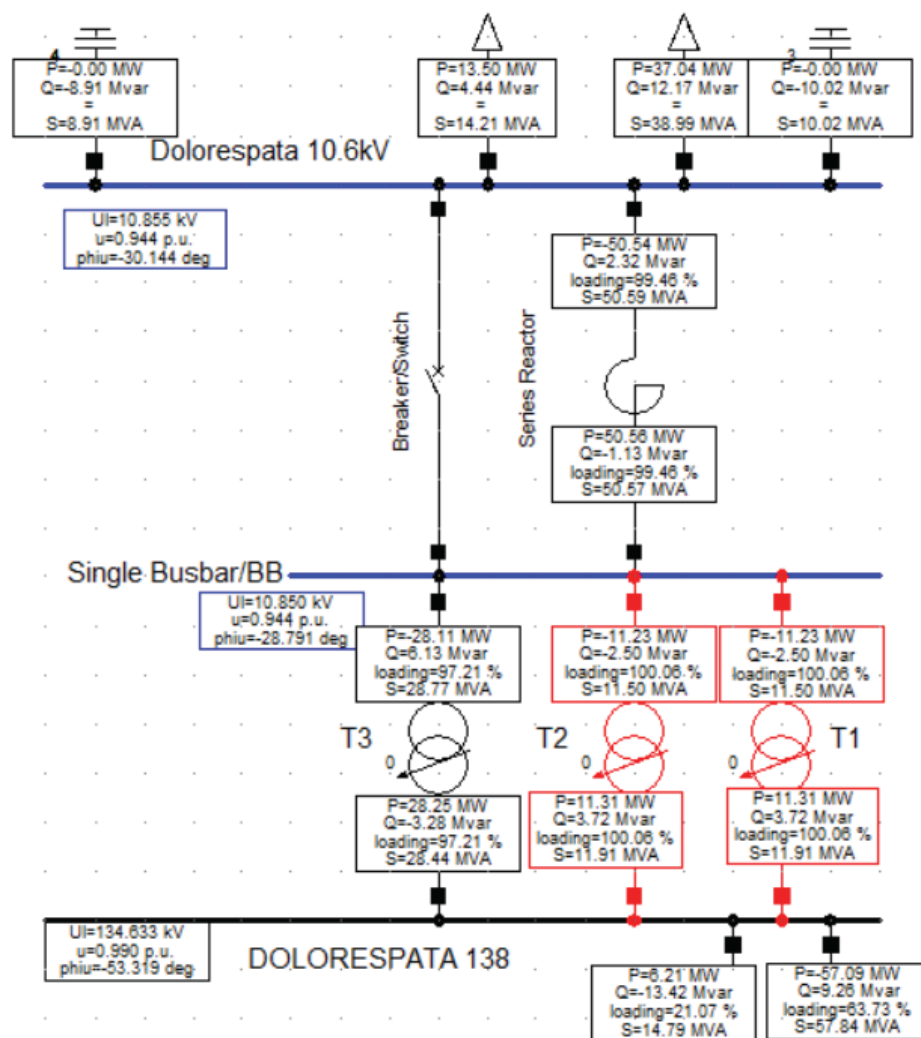


Figura 82: Cargabilidad de los transformadores con el reactor en serie con T1, T2 y T3.

[Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

Como se puede apreciar en la Figura 83, el flujo de potencia va repartido casi de manera proporcional en los tres transformadores.

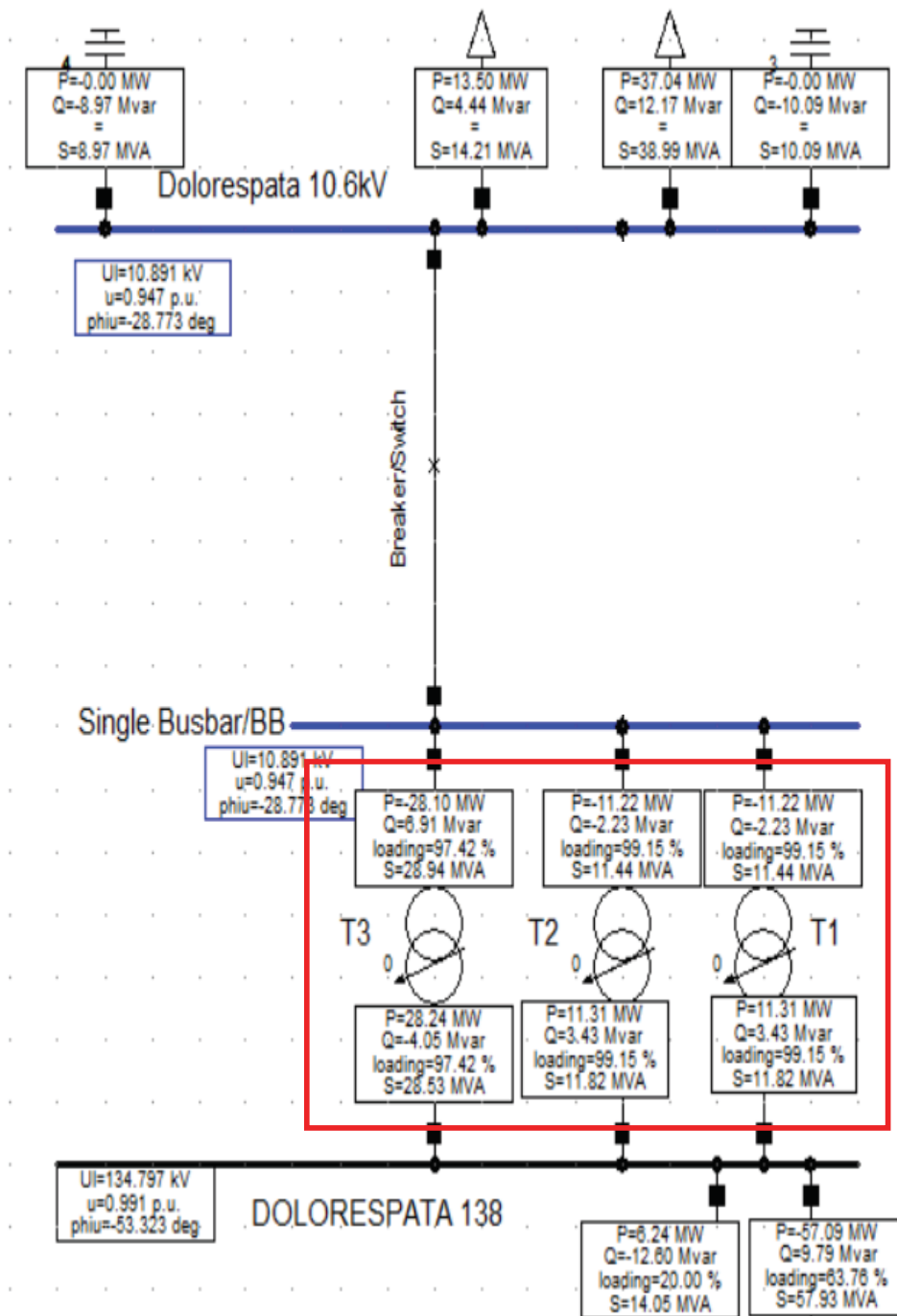


Figura 83: Cargabilidad de los transformadores con el reactor en corto.
[Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

Tabla 16: Cargabilidad de los transformadores

Flujo de potencia			
Transformador	Potencia	Cargabilidad	
		Sin Reactor	Con Reactor
T1	12 MVA	99.15%	100.06%
T2	12 MVA	99.15%	100.06%
T3	30 MVA	97.42%	97.21%

[Fuente: Resumen de resultados de Digsilent Power Factory 15.1] [Elaboración propia]

Como podemos observar de la tabla 16, con la implementación del reactor en serie con el transformador T1, T2 y T3 van a llegar a usarse a plena capacidad.

En comparación con el reactor aislado los tres transformadores T1, T2 y T3 están casi en una misma proporción de cargabilidad.

5.8. Cálculo de Icc en barra con un transformador de alta Impedancia que sustituiría al T3.

Se va a determinar la Icc en la barra de 10.6 kV cuando se instala un transformador de alta impedancia que reemplace al T3 de 30 MVA, la simulación y resultados del software del DigSilent Power Factory se muestran para cada método respectivamente.

Tabla 17 Impedancias de los transformadores T1, T2 y T3 y el transformador de alta impedancia.

	T1	T2	T3	T de alta Imp
Sec. +	9.70%	9.70%	9.90%	15.00%
Ω -Sec +	0.893	0.893	0.371	0.562
Sec. 0	8.25%	8.25%	9.90%	15.00%
Ω -Sec 0	0.759	0.759	0.371	0.562

[Fuente: EGEMSA y datos de un nuevo transformador propuesto] [Elaboración propia]

Considerando la tabla 14, se realiza la configuración de transformador T3 de 30 MVA con los parámetros de un transformador de alta impedancia. Estos valores han sido tomados, considerando la impedancia que requiere para estar por debajo de los 18.4 kA en todas las simulaciones.

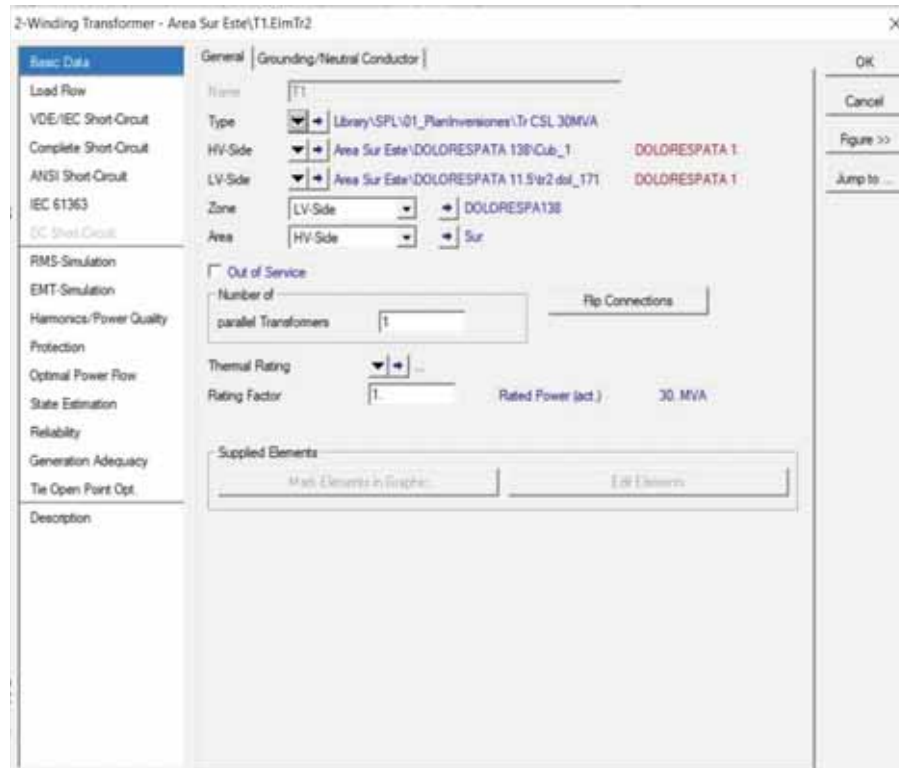


Figura 84: Ventana de Digsilent Power Factory 15.1 para ver y cambiar las características básica de un transformador.

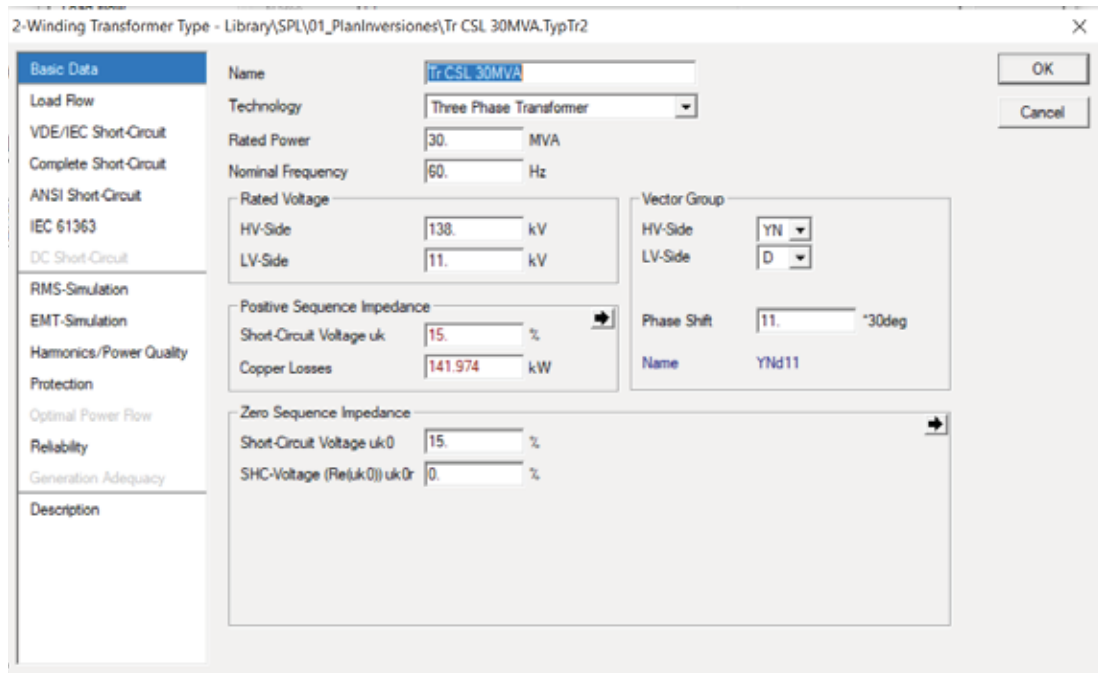


Figura 85: Ventana de Digsilent Power Factory 15.1 para ver y cambiar la impedancia del transformador.

Método completo.

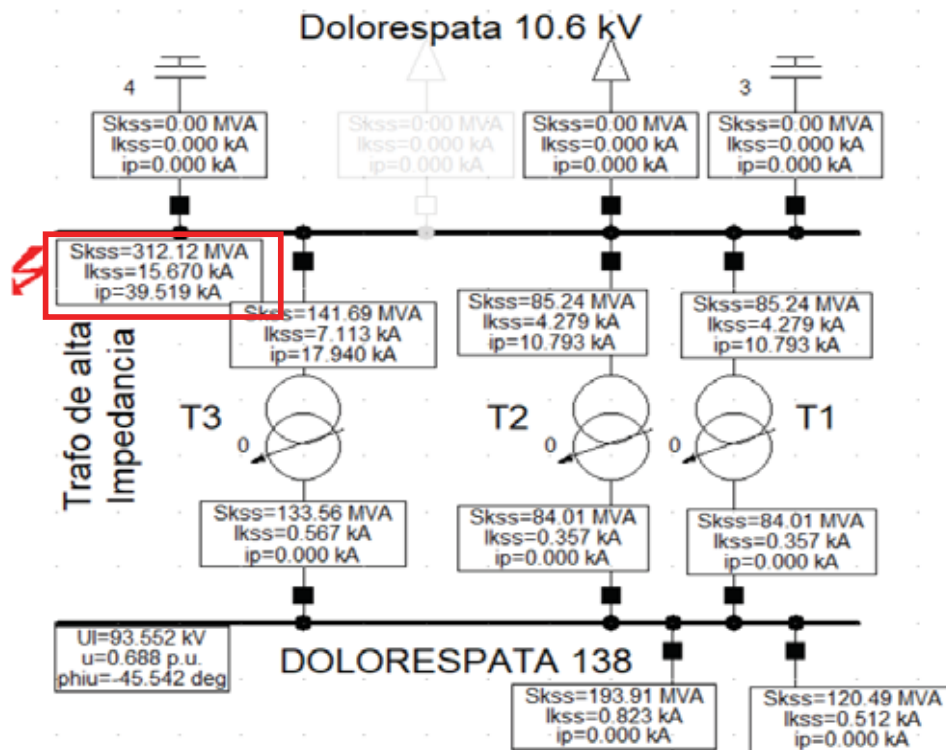


Figura 86: Icc en la barra de 10.5 kV con transformador de alta impedancia por el método completo. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

NORMA IEC 60909.

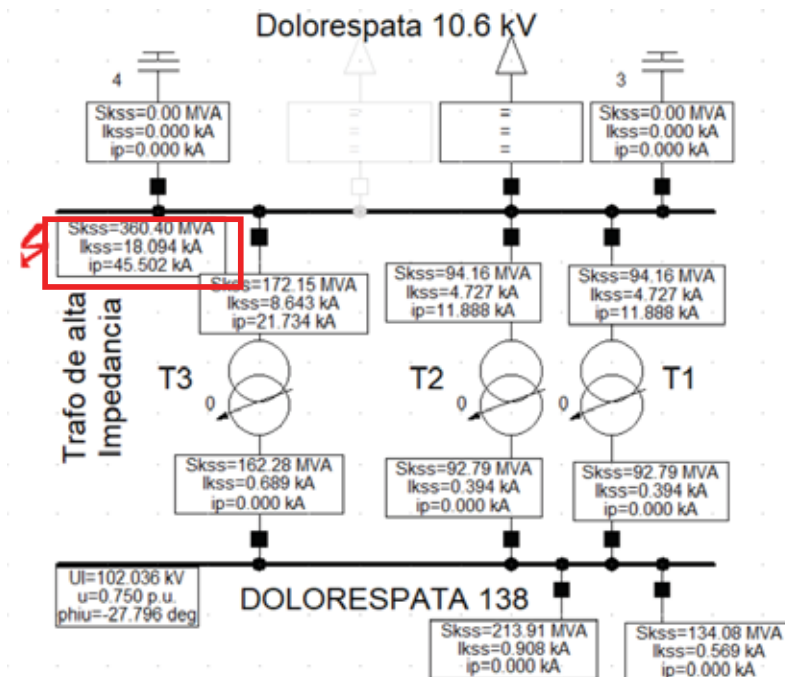


Figura 87: Icc en la barra de 10.5 kV con transformador de alta impedancia por la norma IEC 60909. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

NORMA ANSI IEEE C37.

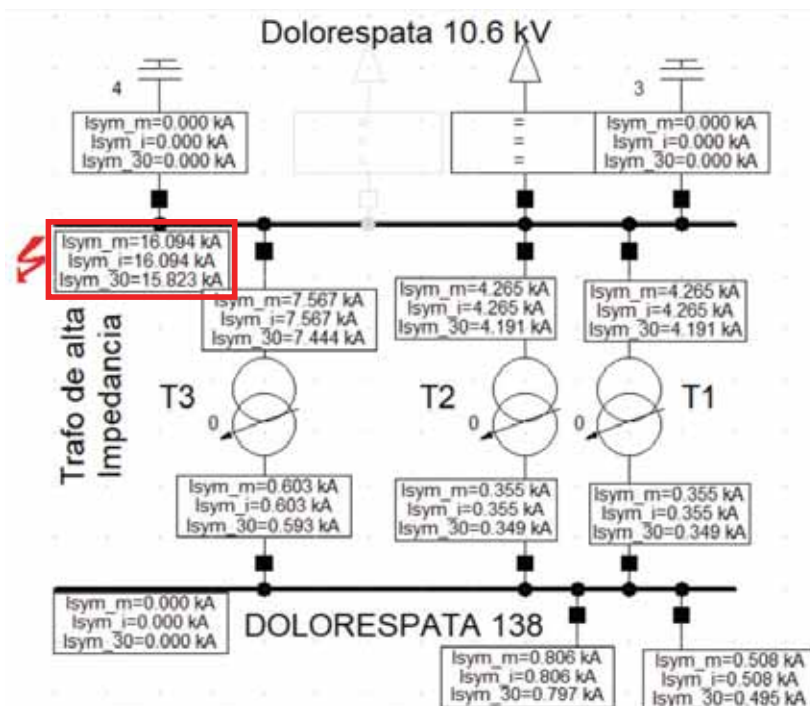


Figura 88: Icc en la barra de 10.5 kV con transformador de alta impedancia por la norma ANSI IEEE C37. [Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

Resumen de Icc.

Tabla 18: Comparación de Icc en la barra de 10.5 kV con transformador de alta impedancia.

CALCULO DE Icc CON TRANSFORMADOR DE ALTA IMPEDANCIA.					
FALLA	MÉTODO COMPLETO	IEC 60909	ANSI	INTERRUPTOR	OBSERVACIÓN
	kA	kA	kA	kA	
Trifásica.	15.67	18.094	16.094	18.4	Soportado
Bifásica.	13.394	15.436	13.733	18.4	Soportado
Bifásica a Tierra.	14.87	15.539	13.827	18.4	Soportado
Fase a Tierra.	5.638	4.052	3.7	18.4	Soportado

[Fuente: Resumen de resultados de Digsilent Power Factory 15.1] [Elaboración propia]

Como podemos observar de la tabla 18, la Icc máxima se ha reducido hasta 18.094 kA está por debajo de valor nominal del interruptor de potencia. Esto se debe a que la impedancia del lado de baja del transformador es de alta impedancia.

Los interruptores de potencia de las celdas de protección que salen de la barra de 10.6 kV de la subestación de Dolorespata podrían despejar sin ningún problema este tipo de falla.

La desventaja de la implementación del transformador de alta impedancia hace que el flujo de potencia sea mayor en los transformadores T1 y T2 por tener una menor impedancia el caso es similar a implementación de un reactor en serie con el transformador T3.

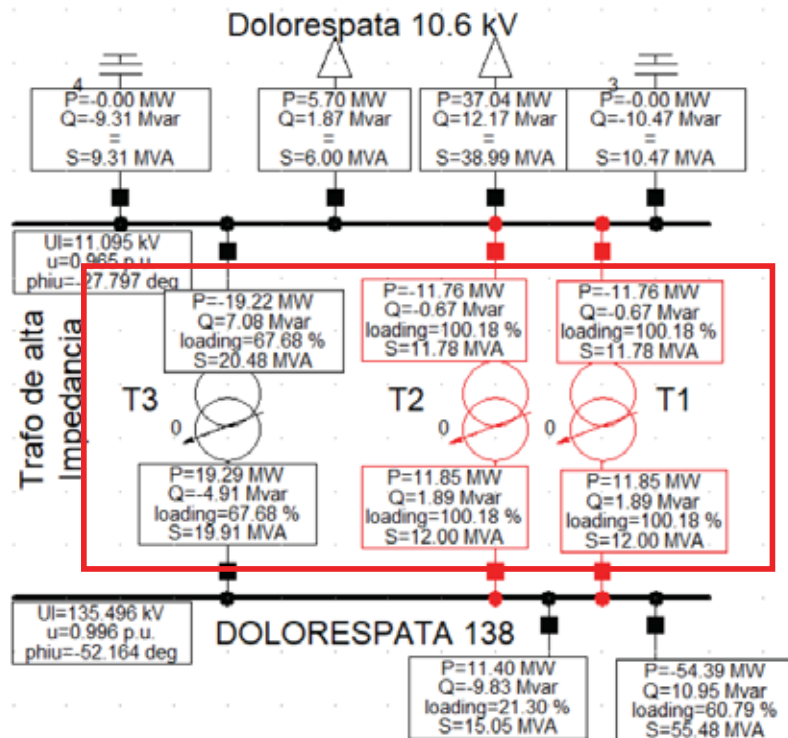


Figura 89: Flujo de potencia con el reactor en serie con T1, T2 y T3.
[Fuente: Digsilent Power Factory 15.1]

Tabla 19: Comparación del flujo de potencia a plena capacidad con transformador de alta impedancia.

Flujo de potencia			
Transformador	Potencia	Cargabilidad	
		Sin Alta Impedancia	Con Alta Impedancia
T1	12 MVA	100.23%	100.18%
T2	12 MVA	100.23%	100.18%
T3	30 MVA	98.33%	67.68%

[Fuente: Resumen de resultados de Digsilent Power Factory 15.1] [Elaboración propia]

Como podemos observar de la tabla 19, con la implementación del transformador de alta impedancia no se llega a usarse a plena capacidad mientras que los otros dos transformadores T1 y T2 se van a sobrecargar antes que llegue a su plena capacidad.

5.9. Resumen de la reducción de la Icc en la subestación de Dolorespata en la barra de 10.5 kV por los métodos propuestos.

Tabla 20: Comparación de las Icc por distintos métodos de reducción de corriente de falla.

Categoría	Casos	FALLA	MÉTODO COMPLETO.	IEC 60909.	ANSI IEEE C37	INTERRUPTOR	OBSERVACIÓN
			[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	
Caso Base	CALCULO DE Icc CON TRES TRANSFORMADORES DE 12.2 MVA (Caso Base)	Trifásica.	13.536	15.170	13.624	18.4	Soportado
		Bifásica.	11.588	12.966	11.646	18.4	Soportado
		Bifásica a Tierra.	13.034	13.084	11.753	18.4	Soportado
		Fase a Tierra.	5.494	4.171	3.806	18.4	Soportado
Caso Actual	CALCULO DE Icc CON DOS TRANSFORMADORES DE 12.2 MVA Y UNO DE 30 MVA	Trifásica.	18.156	20.862	18.737	18.4	Superado
		Bifásica.	15.485	17.760	15.952	18.4	Soportado
		Bifásica a Tierra.	16.974	17.866	16.049	18.4	Soportado
		Fase a Tierra.	5.709	3.973	3.622	18.4	Soportado
Método del cambio de topología	CALCULO DE Icc CON LOS TRANSFORMADORES T2, T3 EN UNA BARRA Y EL T1 SEPARADO	Trifásica.	15.394	17.886	16.064	18.4	Soportado
		Bifásica.	13.151	15.267	13.712	18.4	Soportado
		Bifásica a Tierra.	13.188	15.296	13.739	18.4	Soportado
		Fase a Tierra.	1.159	1.304	1.159	18.4	Soportado
	CALCULO DE Icc EN LA BARRA PARTIDA DE 10.6 kV LOS 3 TRANSFORMADORES SEPARADOS	Trifásica.	12.170	14.322	12.862	18.4	Soportado
		Bifásica.	10.428	12.263	11.013	18.4	Soportado
		Bifásica a Tierra.	10.461	12.291	11.038	18.4	Soportado
		Fase a Tierra.	1.166	1.319	1.201	18.4	Soportado
	CALCULO DE Icc CON LOS TRANSFORMADORES T1, T2 EN UNA BARRA Y EL T3 SEPARADO	Trifásica.	12.173	14.322	12.862	18.4	Soportado
		Bifásica.	10.430	12.263	11.013	18.4	Soportado
		Bifásica a Tierra.	10.464	12.291	11.038	18.4	Soportado
		Fase a Tierra.	1.167	1.319	1.159	18.4	Soportado
Implementación de un Reactor Limitador de corriente	CALCULO DE Icc CON REACTOR EN SERIE CON EL TRANSFORMADOR T3	Trifásica.	15.802	18.029	16.214	18.4	Soportado
		Bifásica.	13.509	15.381	13.834	18.4	Soportado
		Bifásica a Tierra.	15.18	15.488	13.931	18.4	Soportado
		Fase a Tierra.	6.292	4.054	3.696	18.4	Soportado
	CALCULO DE Icc CON REACTOR EN SERIE CON LOS TRANSFORMADORES T1, T1 Y T3.	Trifásica.	15.767	18.036	16.226	18.4	Soportado
		Bifásica.	13.487	15.39	13.845	18.4	Soportado
		Bifásica a Tierra.	15.398	15.492	13.939	18.4	Soportado
		Fase a Tierra.	7.122	4.054	3.696	18.4	Soportado
Implementación de un transformador de alta impedancia	CALCULO DE Icc CON TRANSFORMADOR DE ALTA IMPEDANCIA.	Trifásica.	15.67	18.094	16.094	18.4	Soportado
		Bifásica.	13.394	15.436	13.733	18.4	Soportado
		Bifásica a Tierra.	14.87	15.539	13.827	18.4	Soportado
		Fase a Tierra.	5.638	4.052	3.7	18.4	Soportado

[Fuente: Resumen general de resultados de Digsilent Power Factory 15.1] [Elaboración propia]

De la tabla 20, podemos observar que la I_{cc} mayor se obtiene por el método IEC 60909 con una falla trifásica llegando hasta 20.862 kA cuando el transformador T3 es de 30 MVA, situación actual.

Los métodos propuestos logran reducir la I_{cc} por debajo de 18.4 kA, el método de la barra partida separando los 3 transformadores T1, T2 y T3, así como también separando los transformadores T1 y T2 de 12.2 MVA en una sola barra y el transformador T3 de 30 MVA llega hasta a reducir la I_{cc} hasta 14.322 kA para ambos.

Los métodos con reactores en serie con el transformador T3, así como también en serie con los tres transformadores llegan a reducir la I_{cc} hasta 18.052 kA y 18.036 kA respectivamente.

El método del transformador de alta impedancia que reemplazaría al transformador T3 llega a reducir hasta 18.094 kA.

Siendo que se aplique cualquiera de estos métodos los interruptores de potencia de la celda de protección que se encuentran a la salida de la barra de 10.6 kV en la subestación de Dolorespata podría despejar la falla más grave sin perjudicar a las otras salidas o dejar fuera de servicio toda la barra por actuación de la protección en lado de baja de los transformadores (31.5 kA de capacidad de corte).

5.10. Resumen de la cargabilidad de los transformadores en la subestación de Dolorespata en la barra de 10.5 kV por los métodos propuestos.

Tabla 21: Resumen general de Cargabilidad de los transformadores T1 T2 y T3

Cargabilidad de los transformadores T1 T2 y T3									
Estudio del Método de reducción de corriente de corto circuito en la barra de 10.6 kV		T1	T2	T3	Carga [MVA]				FP
					Carga 1	Carga 2	Carga 3	Total	
CASO BASE	TRES TRANSFORMADORES DE 12.2 MVA	100.33%	100.33%	100.33%	37.26			37.26	0.95
CASO ACTUAL	DOS TRANSFORMADORES DE 12.2 MVA Y UNO DE 30 MVA	102.33%	102.33%	100.10%	54.74			54.74	0.95
CAMBIO DE TOPOLOGÍA	TRANSFORMADORES T2, T3 EN UNA BARRA Y EL T1 SEPARADO	100.07%	100.20%	88.00%	37.21	11.32		48.53	0.95
	LOS 3 TRANSFORMADORES SEPARADOS	99.86%	99.86%	100.15%	11.21	11.27	29.67	52.15	0.95
	TRANSFORMADORES T1, T2 EN UNA BARRA Y EL T3 SEPARADO	100.36%	100.36%	100.16%	22.64	29.67		52.31	0.95
INSTALACIÓN DE UN REACTOR LIMITADOR DE CORRIENTE	REACTOR EN SERIE CON EL TRANSFORMADOR T3	100.20%	100.20%	68.94%	45.3			45.3	0.95
	REACTOR EN SERIE CON LOS TRANSFORMADORES T1, T2 Y T3.	100.06%	100.06%	97.21%	53.2			53.2	0.95
IMPLEMENTACIÓN DE UN TRANSFORMADOR DE ALTA IMPEDANCIA.		100.18%	100.18%	67.68%	45			45	0.95

[Fuente: Digsilent Power Factory 15.1] [Elaboración propia]

De la tabla 21, se observa que la cargabilidad transformadores T1, T2 y T3 es casi del 100% en la mayoría de los casos; excepto en tres casos que son el cambio de topología con transformadores T2, T3 en una barra y el T1 separado; cuando el transformador T2 llegue al 100.20 % de su capacidad el T3 va a estar a un 88% haciendo que se desaproveche toda la capacidad del mismo. Caso similar ocurre con el método de instalación de un reactor limitador de corriente con el reactor en serie con el transformador T3 y el de la implementación de un transformador de alta impedancia, la desigualdad es mayor aún.

CAPITULO VI

6. COSTO DE INVERSIÓN ESTIMADO PARA LA APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DISPONIBLES PARA LA LIMITACIÓN DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO.

En este capítulo se realiza la estimación de los costos el cual nos da una referencia de la inversión que se debe hacer en cada una de las opciones que tenemos para reducir la corriente de corto circuito en la subestación de Dolorespata.

Se ha considerado también los módulos estándares de inversión que está aprobado por la resolución de consejo directivo OSINERGMIN N° 058-2019-OS/CD emitido en el diario El Peruano.

Se incluye la estimación del costo de inversión para la renovación de 9 celda de los alimentadores de la barra de 10.6 kV más 2 celdas de reserva, siendo un total de 11 celdas.

Esta estimación del costo de la inversión nos permitirá contrastar si es más económico aplicar un método de reducción de la corriente de corto circuito o la repotenciación de las celdas de los alimentadores con su respectivo equipamiento.

6.1. Repotenciación de las 11 celdas de protección de 10.6 kV.

Tabla 22: Inversión para 11 celdas de proteccion.

Costo de inversión de la repotenciación de las 11 celdas de 10.6 kV Ref. 033SIU3C1ISBTR2	
Obras civiles.	9,735.68
Bases de equipos y pórticos.	
Canaletas	
Obras electromecánicas.	60,600.64
Equipos principales	
Equipos complementarios	
Pruebas y puesta en servicio	
Ingeniería de detalle.	
Gastos generales del contratista.	2,20.74
Utilidades del contratista.	2,203.74
Total, unitario US\$	74,743.80
Total, US\$	822,181.76

[Fuente: Módulos estándares de inversión OSINERGMIN N° 058-2019-OS/CD] [Elaboración propia]

6.2. Partido de la barra de 10.6 kV en dos partes.

Tabla 23: Inversión para barra partida en dos partes

Costo de inversión del partido de barra en dos partes.	
Ref: CE-033SIU3C1ISBLI2	
Obras civiles.	14,543.43
Bases de equipos y pórticos.	
canaletas	
Obras electromecánicas.	80,682.22
Equipos principales	
Equipos complementarios	
Pruebas y puesta en servicio	
Ingeniería de detalle.	
Gastos generales del contratista.	3,052.93
Utilidades del contratista.	3,052.93
Total, unitario US\$	101,331.52

[Fuente: Módulos estándares de inversión OSINERGMIN N° 058-2019-OS/CD] [Elaboración propia]

6.3. Partido de la barra de 10.6 kV en tres partes.

Tabla 24: Inversión para barra partida en 3 partes

Costo de inversión del partido de barra en 3 partes.	
Ref: CE-033SIU3C1ISBLI2	
Obras civiles.	29,086.86
Bases de equipos y pórticos.	
Canaletas	
Obras electromecánicas.	161,364.44
Equipos principales	
Equipos complementarios	
Pruebas y puesta en servicio	
Ingeniería de detalle.	
Gastos generales del contratista.	6,105.87
Utilidades del contratista.	6,105.87
Total, unitario US\$	202,663.04

[Fuente: Módulos estándares de inversión OSINERGMIN N° 058-2019-OS/CD] [Elaboración propia]

6.4. Implementación del reactor de 33 MVA en serie con T3.

Tabla 25: Inversión para reactor de 33 MVA

Costo de inversión del reactor de 33 MVA en serie con T3 Ref: TP-060010-035SI3E	
Obras civiles.	24,060.35
Bases de equipos y pórticos.	
canaletas	
Obras electromecánicas.	647,702.01
Equipos principales	
Equipos complementarios	
Pruebas y puesta en servicio	
Ingeniería de detalle.	
Gastos generales del contratista.	5,829.56
Utilidades del contratista.	5,829.56
Total, unitario US\$	683,421.48

[Fuente: Módulos estándares de inversión OSINERGMIN N° 058-2019-OS/CD] [Elaboración propia]

6.5. Implementación del reactor de 82 MVA en serie con T1, T2 y T3.

Tabla 26: Inversión para reactor de 82 MVA

Costo de inversión del reactor de 82 MVA en serie con T1, T2 y T3 Ref: TP-138010-085SI3E	
Obras civiles.	33,099.20
Bases de equipos y pórticos.	
canaletas	
Obras electromecánicas.	1,101,825.31
Equipos principales	
Equipos complementarios	
Pruebas y puesta en servicio	
Ingeniería de detalle.	
Gastos generales del contratista.	9,431.82
Utilidades del contratista.	9,431.82
Total, unitario US\$	1,153,788.16

[Fuente: Módulos estándares de inversión OSINERGMIN N° 058-2019-OS/CD] [Elaboración propia]

6.6. Implementación del transformador de 30 MVA de alta impedancia.

Tabla 27: Inversión para un transformador de alta impedancia

Costo de inversión del transformador de 30 MVA alta Impedancia. Ref: TP-138010-040SI3E	
Obras civiles.	29,024.03
Bases de equipos y pórticos.	
Canaletas	
Obras electromecánicas.	813,778.40
Equipos principales	
Equipos complementarios	
Pruebas y puesta en servicio	
Ingeniería de detalle.	
Gastos generales del contratista.	7,653.54
Utilidades del contratista.	7,653.54
Total, unitario US\$	858,109.51

[Fuente: Módulos estándares de inversión OSINERGMIN N° 058-2019-OS/CD] [Elaboración propia]

6.7. Resumen de la inversión por método de reducción de Icc.

Tabla 28: Cuadro técnico - económico por cada método de reducción de Icc

Cuadro técnico - económico			Inversión [US\$]
Repotenciación de las celdas de protección (Se considera como costo de inversión referencial)			822,181.76
Método de reducción de Icc		Icc [kA]	
Barra partida	Transformadores T2, T3 en una barra y el T1 separado	17.886	101,331.52
	Los 3 transformadores separados	14.322	202,663.04
	Transformadores T1, T2 en una barra y el T3 separado	14.322	101,331.52
Aplicación con Reactor	Reactor en serie con el transformador T3	18.052	683,421.48
	Reactor en serie con los transformadores T1, T1 Y T3	18.036	1,153,788.16
Transformador de alta impedancia		18.094	858,109.51

[Fuente: Módulos estándares de inversión OSINERGMIN N° 058-2019-OS/CD] [Elaboración propia]

Considerando la Tabla 28, se tiene la Figura 76:

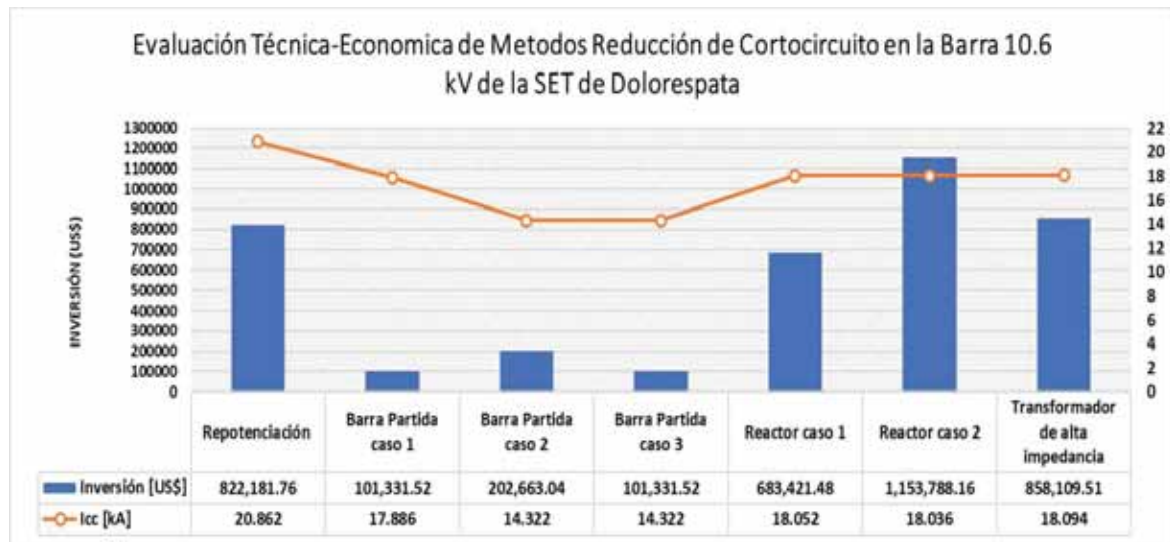


Figura 76: Evaluación Técnica Económica de Métodos de reducción de Cortocircuito en la Barra 10.6 kV
[Fuente: Elaboración propia]

Como podemos observar de la Figura 76, la inversión de repotenciar las celdas de protección de la salida de 10.6 kV de la subestación de Dolorespata llegaría a costar US \$ 822, 181.76 dólares americanos. Tomando esta inversión como una referencia la opción más económica y a la vez la más efectiva sería la de partir barra en dos partes (Barra Partida - Caso 3), con lo que se considera como el más óptimo técnico económicamente por lo que la topología estaría formada en la primera parte por los transformadores T1, T2 con 12.2 MVA y la segunda parte de la barra estaría el transformador T3 de 30 MVA.

Las otras opciones no son viables económicamente por su costo elevado.

CAPITULO VII

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. Conclusiones.

1.- El método óptimo para reducir la corriente de corto circuito en la barra 10,6 kV ante el incremento de potencia de la subestación de Dolorespata es el de la barra partida con los transformadores T1, T2 en una barra y el T3 separado con el que se obtiene una I_{cc} de 14.322 kA en falla trifásica.

2.- Se calculo que la corriente de cortocircuito trifásico actual en la barra de 10.6 kV en la subestación de Dolorespata por el método completo es de 18.156 Ka, muy cerca a la capacidad nominal del interruptor potencia, por la norma IEC 60909 la I_{cc} llega a 20.862 kA lo cual supera la capacidad nominal del interruptor potencia y por la norma ANSI IEEE C37 la I_{cc} llega a 18.737 kA el cual también supera la capacidad nominal del interruptor potencia.

3.- Se estudio de forma detallada el método del cambio de la topología que consiste en la barra partida hasta en tres formas distintas. El método de la implementación de un reactor en sus dos formas en serie con el T3 y en serie con los tres transformadores T1, T2 y T3 y por último el método de cambio del Transformador T3 con uno de alta impedancia en el lado de baja, pero esto afecta al flujo de potencia de los transformadores T1 y T2 haciendo que se sobrecarguen. Estos estudios están basados en simulaciones con el Software DlgSILENT Power Factory 15.1.7.

4.- El método técnicamente óptimo para reducir la corriente de corto circuito es el de la barra partida ya que se logra reducir hasta 14.332 kA no requiere de muchas modificaciones a nivel estructural y de instalaciones electromecánica consistiría en partir barra implementar una celda de interconexión para mantenimientos y redistribuir las cargas o los nueve alimentadores.

5.- El método económicamente óptimo para reducir la corriente de corto circuito es el de la barra partida dado que la inversión de la implementación en 10.6 kV llega a los US\$ 101, 332.00 (ciento un mil treientos treinta y dos dólares americanos), que en comparación con la repotenciación de las 11 celdas de 10.6 kV que llega a un valor de hasta US\$ 822,182.00 (ochocientos veintidós mil ciento ochenta y dos dólares americanos). El análisis económico está basado en los módulos estándares de inversión 2019 que Osinergmin los publica mediante resolución N° 019-2019-OS/CD.

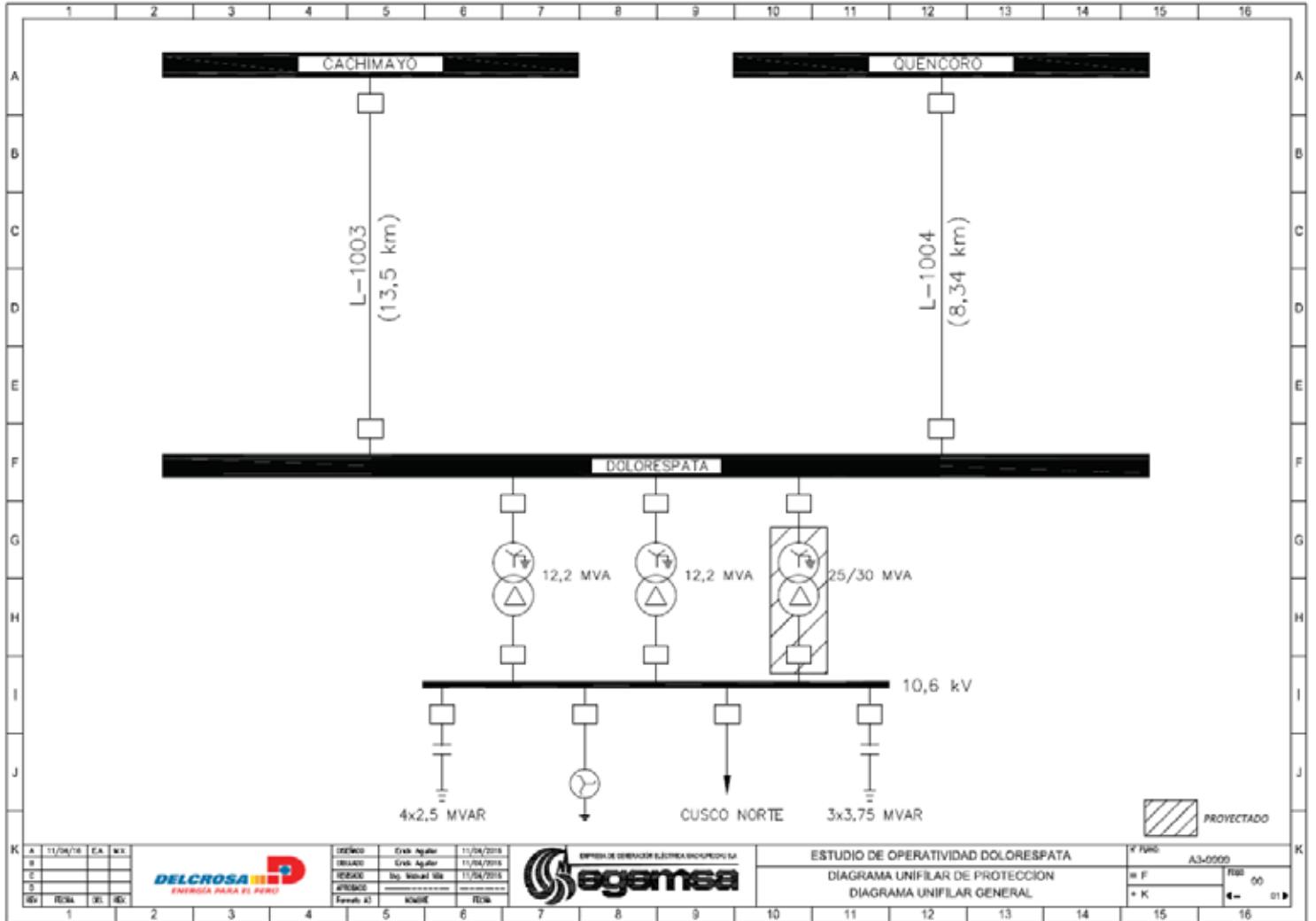
7.2. Recomendaciones.

- Es válido afirmar que el crecimiento la demanda de energía eléctrica es constante a causa del mismo crecimiento de la población y las empresas. Por lo que los sistemas eléctricos tienden a ser topológicamente más complejos y las corrientes de cortocircuito tienden a incrementarse a la vez. Por esa razón es recomendable construir Subestaciones Eléctricas que sean resilientes, adaptables o que se prevea distintos desarrollos futuros como la misma demanda y adaptabilidad a cambios tecnológicos el cual dará lugar a una rápida solución y a la vez óptima.
- En un futuro se recomienda profundizar la aplicación de Limitadores de Corriente de Falla (LCF).

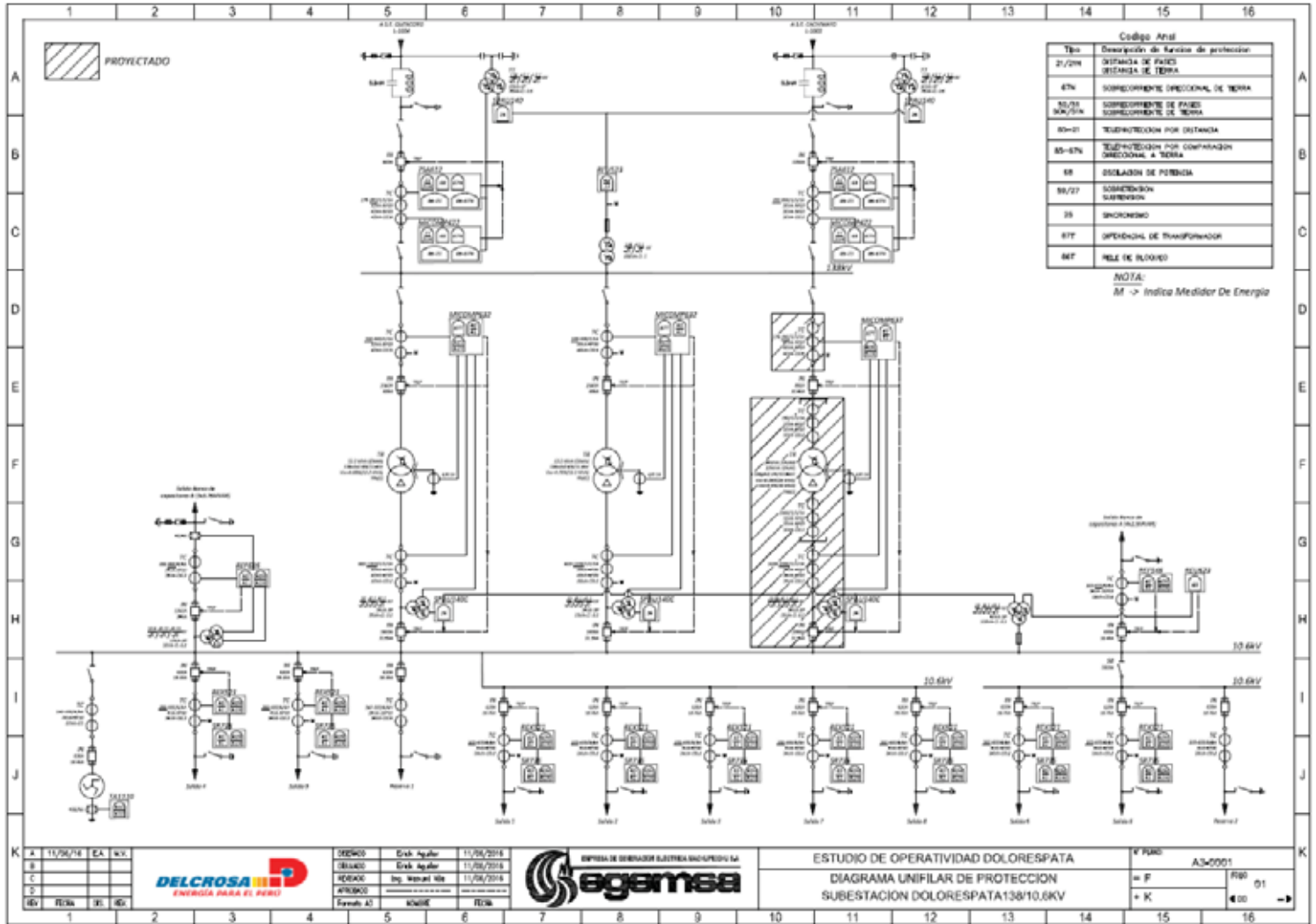
BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Brokering Christie, W., Palma Behnke, R., & Vargas Diaz, L. (2008). *Los sistemas electricos de potencia*. Santiago de Chile: Pearson.
- [2] Duncan Glover, J., & S.Sarma, M. (2004). *Sistemas de Potencia Analisis y diseño*. Mexico: THOMSON.
- [3] Fernandez H, E., & Conde E, A. (2014). Impacto de limitadores de corriente de falla en sistemas de distribucion. *RIEE&C*, 12(1), 1-9.
- [4] Gilberto, E. H. (1979). *Elementos de diseño de subestaciones electricas*. Mexico: Limusa Noriega Editores.
- [5] Grainger, J. J., & Stevenson Jr, W. D. (1996). *Sistemas electricos de Potencia*. Mexico: McGraw-Hill.
- [6] Hilkar Electric. (Diciembre de 2016). *Hilkar.com*. (Hilkar) Recuperado el 12 de Julio de 2019, de <http://www.hilkar.com/es/reactoreslimitadoresdecorriente.html#>
- [7] Jesus, T. M. (2015). *Subestaciones electricas*. Madrid: Paraninfo.
- [8] Ministerio de energía y minas. (2011). Código nacional de electricidad (Suministro 2011). Lima.
- [9] Ramirez Castaño, S. (s.f.). *Proteccion de sistemas electricos*. Universidad Nacional de Colombia Manizales.
- [10] RAMOS, R. (2015). Alternativas de reducción de corrientes cortocircuito en subestaciones de media tensión. El Salvador: UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR.
- [11] Shafiul Alam, M. d., Yousef Abido, M. A., & El-Amin, I. (17 de Abril de 2018). *Energies*. (MDPI) Recuperado el 15 de Agosto de 2019, de <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/5/1025/htm>.
- [12] Choachi Gómez, I. C., & López Loaiza, Á. J. (2017). *ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS NORMAS IEC 60909-0 Y ANSI/IEEE 141-4 PARA EL CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE USO FINAL EMPLEANDO LOS SIMULADORES DIGISILENT POWERFACTORY Y ETAP*. Pereira: UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA.

Anexo1 Diagrama unifilar general.



Anexo2 Diagrama unifilar de protección.



A	11/06/16	EA	kw
B			
C			
D			
REV	FECHA	BY	NO.



020403	Enk Aguilar	11/06/2016
020403	Enk Aguilar	11/06/2016
020403	Ing. Wladimir Niza	11/06/2016
020403		
Evento AC	MC/RE	FECHA



ESTUDIO DE OPERATIVIDAD DOLORESPATA
 DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCION
 SUBSTACION DOLORESPATA138/10.6KV

V FUND	AS-0001
= F	FIG 01
= K	01

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 019-2019-OS/CD**

Lima, 31 de enero de 2019

CONSIDERANDO:

Que, de conformidad con lo establecido en el numeral IV del literal b) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, la valorización de la inversión de las instalaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y los Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT), salvo los correspondientes a los SST remunerados exclusivamente por la demanda, así como los que no están comprendidos en un Contrato de Concesión de SCT, será efectuada sobre la base de costos estándares de mercado;

Que, para el propósito mencionado, en el numeral V) del literal b) del artículo 139 precedentemente citado, se dispone que Osinergmin establecerá y mantendrá actualizada y disponible, para todos los interesados, la Base de Datos que corresponda;

Que, asimismo, respondiendo a la necesidad recogida en los procesos de actualización anual de costos de la Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión, entre otros; se hizo necesario optimizar el mecanismo de remisión de información, y de esta manera, mediante Resolución N° 171-2014-OS/CD, se aprobó la Norma "Procedimiento para la Actualización de la Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión";

Que, mediante Resolución N° 177-2015-OS/CD y modificatorias, se aprobó la Base de Datos vigente, producto del proceso de reestructuración de módulos estándares de inversión;

Que, como consecuencia de los recursos de reconsideración presentados en su debida oportunidad, contra las Resoluciones N° 015-2016-OS/CD, N° 014-2017-OS/CD y N° 007-2018-OS/CD, con las cuales se aprobaron las actualizaciones de las Bases de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión con Costos de los años 2015 (MOD INV_2016), 2016 (MOD INV_2017) y 2017 (MOD INV_2018); éstas fueron modificadas con Resoluciones N° 063-2016-OS/CD, N° 047-2017-OS/CD y N° 054-2018-OS/CD, respectivamente;

Que, en la Norma aprobada por Resolución N° 171-2014-OS/CD se establece que la actualización de los costos de la Base de Datos será aprobada anualmente por el Consejo Directivo de Osinergmin, en el mes de enero, sobre la base de información correspondiente al año anterior remitida por los titulares;

Que, en cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y en la Norma "Procedimiento para la Actualización de la Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión", corresponde actualizar, con costos del año 2018, la Base de Datos aprobada mediante Resolución N° 177-2015-OS/CD;

Que, finalmente, se han expedido los [Informes N° 054-2019-GRT](#) y [N° 055-2019-GRT](#), de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de

Regulación de Tarifas, respectivamente, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del artículo 3 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM, en el Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas; y,

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 04-2019.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar la “Actualización de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión con Costos del año 2018”.

Artículo 2°.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla junto con la carpeta “[MOD INV 2019](#)” y los [Informes N° 054-2019-GRT](#) y [N° 055-2019-GRT](#) que la sustentan, en la página Web de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2019.aspx>.

Daniel Schmerler Vainstein
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

Anexo 4 Matriz de consistencia.

MATRIZ DE CONSISTENCIA
ESTUDIO DE MÉTODOS PARA REDUCIR LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN LA BARRA 10.6 KV ANTE EL INCREMENTO DE POTENCIA DE LA SUBESTACIÓN DE DOLORESPATA 2019.

	PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES E INDICADORES	METODOLOGÍA	INSTRUMENTOS MEDICIÓN	MUESTRA	CONCLUSIONES	
GENERAL	¿Cuál será el método óptimo para reducir la corriente de corto circuito en la barra 10,6 kV ante el incremento de potencia de la subestación de Dolorespata 2019?	Determinar el método óptimo para reducir la corriente de corto circuito en la barra 10.6 kV ante el incremento de potencia de la subestación de Dolorespata 2019.	Se tendrá el método óptimo el cual permitirá reducir la corriente de corto circuito (Icc) en la barra 10.6 kV ante el incremento de potencia de la subestación de Dolorespata 2019.		Tipo de investigación:			El método óptimo para reducir la corriente de corto circuito en la barra 10,6 kV ante el incremento de potencia de la subestación de Dolorespata es el de la barra partida con los transformadores T1, T2 en una barra y el T3 separado con el que se obtiene una Icc de 14.322 kA en falla trifásica.	
	¿Cuál será el valor de la corriente de cortocircuito en la barra de 10,6kV en la subestación de Dolorespata 2019 por el método completo, norma IEC 60909 y por la norma IEEE C37?	Calcular la corriente de corto circuito actual en la barra de 10.6kV ante el incremento de potencia con el software DIGSILENT Power Factory 15.1.7.	Evaluando con el software DIGSILENT Power Factory 15.1.7. se podrá conocer el valor actual de la corriente de corto circuito en la barra de 10.6kv.	Variable Independiente: Potencia nominal de la subestación de Dolorespata 2019.	APLICATIVO: Se aplica los conocimientos teóricos de Análisis de fallas en sistemas de potencia para para determinar la corriente de corto circuito en la barra de 10.6 kV de la subestación de Dolorespata.			Se calculo que la corriente de cortocircuito trifásico actual en la barra de 10.6 kV en la subestación de Dolorespata por el método completo es de 18.156 kA muy cerca a la capacidad nominal del interruptor potencia, por la norma IEC 60909 la Icc llega a 20.862 kA lo cual supera la capacidad nominal del interruptor potencia y por la norma ANSI IEEE C37 la Icc llega a 18.737 kA el cual también supera la capacidad nominal del interruptor potencia.	
	¿Como se aplicará el estudio de los métodos de Cambio de topología, Implementación de un reactor e Implementación de un transformador de alta impedancia; para reducir la corriente de corto circuito en la barra de 10,6 kV en la subestación de Dolorespata 2019?	Evaluar los métodos adecuados para reducir la corriente de corto circuito en la barra de 10,6kV en la subestación de Dolorespata 2019.	El estudio detallado de cada método de reducción la corriente de cortocircuito (Icc) se basará en simulaciones en el Software DIGSILENT Power Factory 15.1.7.	Variable Dependiente: Corriente de Cortocircuito en la barra de 10.6 KV.	CUANTITATIVO, Porque se cuantificará la corriente de corto circuito en la barra de 10.6 kV de la subestación de Dolorespata.	Sistema scada EGEMSA.	Base de datos de los servidores de EGEMSA.	NO PROBABLE ILÍSTICA	Se estudio de forma detallada el método del cambio de la topología que consiste en la barra partida hasta en tres formas distintas. El método de la implementación de un reactor en sus dos formas en serie con el T3 y en serie con los tres transformadores T1, T2 y T3 y por último el método de cambio del Transformador T3 con uno de alta impedancia en el lado de baja, pero esto afecta al flujo de potencia de los transformadores T1 y T2 haciendo que se sobrecarguen. Estos estudios están basados en simulaciones con el Software DIGSILENT Power Factory 15.1.7.
	¿Cuál será el método técnicamente óptimo con el cual se podrá reducir la corriente de corto circuito?	Seleccionar el método técnicamente óptimo con la cual se podrá reducir la corriente de corto circuito.	La evaluación de cada método de reducción de cortocircuito permitirá conocer el método técnicamente óptimo.	Variable Interviniente: Impedancia de corto circuito de los transformadores T1, T2 y T3.	Nivel de investigación:		Hoja de resultados del flujo potencia. Hoja de resultados estandarizado		El método técnicamente óptimo para reducir la corriente de corto circuito es el de la barra partida ya que se logra reducir hasta 14.332 kA no requiere de muchas modificaciones a nivel estructural y de instalaciones electromecánica consistiría en partir barra implementar una celda de interconexión para mantenimientos y redistribuir las cargas o los nueve alimentadores
	¿Cuál será el método económicamente óptimo con el cual se podrá reducir la corriente de corto circuito?	Seleccionar el método económicamente óptimo con la cual se podrá reducir la corriente de corto circuito.	La evaluación de la inversión de cada método de reducción de cortocircuito permitirá conocer el método económicamente óptimo.		DESCRIPTIVO: Porque se describirá la topología de red y los métodos de reducción de la corriente de cortocircuito en la barra de 10.6 kV de la subestación de Dolorespata.			El método económicamente óptimo para reducir la corriente de corto circuito es el de la barra partida dado que la inversión de la implementación en 10.6 kV llega a los US\$ 101, 332.00 (ciento un mil trescientos treinta y dos dólares americanos), que en comparación con la repotenciación de las 11 celdas de 10.6 kV que llega a un valor de hasta US\$ 822,182.00 (ochocientos veintidós mil ciento ochenta y dos dólares americanos). El análisis económico está basado en los módulos estándares de inversión 2019 que Osinergmin los publica mediante resolución N° 019-2019-OS/CD.	
					EXPLICATIVO SIMPLE: Porque tiene relación causal, pues no solo se diagnostica el problema sino también se busca proponer alternativas de solución acordes. experimental				

Anexo 5 Matriz operacional de variables e indicadores.

MATRIZ OPERACIONAL DE VARIABLES E INDICADORES					
TIPO DE VARIABLE	NOMBRE DE VARIABLE	DIMENSIONES Y UNIDADES		DEFINICIÓN OPERACIONAL	INDICADORES
INDEPENDIENTE	POTENCIA DE LA SUBESTACIÓN	Potencia Activa	Watts (W)	Potencia Aprovechada o Útil	Incremento de la demanda de potencia en la SET Dolorespata en un 17% en el último lustro según COES.
		Potencia Reactiva	Volt-Amperios-Reactivos (VAR)	Potencia no Aprovechada	Incremento de la demanda de energía en la SET Dolorespata en un 15% en el último lustro según COES.
		Potencia Aparente	Volt-Amperios (VA)	Potencia Total	Cumplimiento del plan de inversiones.
DEPENDIENTE	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	Corriente de Régimen Permanente	Amperios	Corriente de cortocircuito que permanece luego de la extinción del fenómeno	Límite de capacidad de corte de los interruptores de potencia superada en un 12%.
		Corriente Transitoria		Corriente simétrica inicial de cortocircuito	5 % de probabilidad de ocurrir una falla severa (Icc trifásico), por consiguiente, apertura de protecciones aguas arriba (riesgo de interrupción total de la SET).
		Corriente Sub-transitoria		Valor máximo instantáneo de la corriente de cortocircuito.	Gastos considerables de mantenimiento correctivo (por la ocurrencia de Icc severo) y Sanciones Económicas.
INTERVINIENTE	IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO	Porcentajes (%) / Ohmios (Ω)		Característica de pérdida técnica de fabrica del transformador	

AMPLIACIÓN N° 5

AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN DE LAS SETs QUENCORO, AZÁNGARO, TRUJILLO NORTE, PIURA OESTE Y TINGO MARÍA; ADECUACIÓN PARA LA CONEXIÓN DEL PROYECTO TOCACHE – BELLAVISTA Y AMPLIACIÓN DE LA BARRA DE 60 KV DE LA S.E. INDEPENDENCIA

DENOMINACIÓN Ampliación de Capacidad de Transformación de las SETs Quencoro, Azángaro, Trujillo Norte, Piura Oeste y Tingo María; Adecuación para la Conexión del Proyecto Tocache – Bellavista y Ampliación de la Barra de 60 kV de la S.E. Independencia.		
EMPRESA CONCESIONARIA	Red de Energía del Perú (REP-ISA)	
SUBESTACIÓN ASOCIADA	S.E. Quencoro	S.E. Azángaro
Nivel de Tensión	138 kV	138 kV
Departamento	Cusco	Puno
Provincias	Cusco	Azángaro
Distrito	San Jerónimo	Azángaro
Tensión Nominal del Transformador	138/34,5/10,5 kV	138/60/22,9/10 kV
Capacidad de Transformador	20/5/14 MVA (ONAN) 25/7,5/17,5 MVA (ONAF)	38/38/10 MVA (ONAN) 47,5/47,5/12,5 MVA (ONAF)
Config. del Sistema de Barras Existente	Simple (en 138 kV)	-
Nueva Config. del Sistema de Barras	Doble (en 138 kV)	-
SUBESTACIÓN ASOCIADA	S.E. Trujillo Norte	S.E. Piura Oeste
Nivel de Tensión	138 kV	220 kV
Departamento	La Libertad	Piura
Provincias	Trujillo	Piura
Distrito	La Esperanza	Piura
Tensión Nominal del Transformador	138/22,9/10 kV	220/60/10 kV
Capacidad de Transformador	36/10/36 MVA (ONAN) 45/12,5/45 MVA (ONAF)	80/80/25 MVA (ONAN) 100/100/30 MVA (ONAF)
Config. del Sistema de Barras Existente	Anillo (en 138 kV)	Simple (en 220 kV y 60 kV)
Nueva Config. del Sistema de Barras	Interruptor y Medio	Doble (en 220 kV y 60 kV)
Banco de Capacitores	15 MVAR (en 10 kV)	-
SUBESTACIÓN ASOCIADA	S.E. Tingo María	S.E. Independencia
Nivel de Tensión	220 kV	60 kV
Departamento	Huánuco	Ica
Provincias	Leoncio Prado	Pisco
Distrito	Rupa Rupa	Pisco
Tensión Nominal del Autotransformador	220/138/10 kV	-
Capacidad del Autotransformador	40/40/16 MVA (ONAN) 50/50/20 MVA (ONAF)	-
Config. del Sistema de Barras Existente	-	Simple (en 60 kV)
Nueva Config. del Sistema de Barras	-	Doble (en 60 kV)
DATOS DEL CONTRATO (Ampliación)		
Firma del Contrato	21.01.2009	
Puesta en Operación Comercial	09.01.2011	
Monto de la Minuta	26 695 693 US\$	
Monto Final Auditado	41 918 932 US\$	
INFORMACIÓN RELEVANTE		
<ul style="list-style-type: none"> El 21.01.2009, se firmó la Quinta Cláusula Adicional por Ampliaciones en el marco del "Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN - ETESUR", entre el MINEM y la concesionaria Red de Energía del Perú S.A. (REP). La Ampliación N° 5 comprendió: <ul style="list-style-type: none"> o Ampliación de la Capacidad de la S.E. Quencoro, cambio de configuración del sistema de barras en 138 kV incluyendo la celda de acoplamiento, instalación de las celdas correspondientes y las instalaciones y obras complementarias. o Ampliación de la Capacidad de la S.E. Azángaro, instalación de las celdas correspondientes y las instalaciones y obras complementarias. o Ampliación de la Capacidad de la S.E. Trujillo Norte, el cambio de configuración del sistema de barras en 138 kV, instalación de las celdas correspondientes, instalación de un banco de capacitores y las instalaciones y obras complementarias. o Ampliación de la Capacidad de la S.E. Piura Oeste, cambio de configuración del sistema de barras en 220 kV y 60 kV y las instalaciones y obras complementarias. o Ampliación de la Capacidad de la S.E. Tingo María, instalación de las celdas correspondientes, reubicación del transformador existente 138/10,5 kV y las instalaciones y obras complementarias. o Ampliación de la S.E. Independencia, que consiste en el cambio de configuración del sistema de barras en 60 kV, de simple a doble barra, instalación de 02 celdas de salida de línea en 60 kV y las instalaciones y obras complementarias. o Instalación del equipamiento necesario para la conexión del Proyecto Bellavista-Tocache en las subestaciones Tingo María, Aucayacu y Tocache. Estas instalaciones comprenden: ampliación del sistema de barras en 138 kV en la S.E. Tocache, Instalación de 1 celda de línea en la S.E. Tocache, para la LT Aucayacu - Tocache e Instalación de 1 celda de línea en la S.E. Tocache, para la LT Tocache - Bellavista. La Puesta en Operación Comercial fue el 09.01.2011. 		



Ubicación



Ampliación S.E. Independencia 60 kV



Ampliación S.E. Tingo María



S.E. Trujillo Norte

Anexo 7 Cambio de Configuración en 60 kV de simple a doble barra en la S.E. Guadalupe - ISA REP.



AMPLIACIÓN N° 18 - REP

AMPLIACIONES	18.1) BANCO DE CONDENSADORES DE 20 MVAR, 60 KV EN LA S.E. ZORRITOS 18.2) AMPLIACIÓN DE TRANSFORMACIÓN 220/60/22,9 KV; 50/65 MVA EN LA S.E. ZORRITOS 18.3) SECCIONAMIENTO DE LT. 220 KV PIURA – CHICLAYO Y ENLACE CON S.E. LA NIÑA 220 KV 18.4) CAMBIO DE CONFIGURACIÓN EN 60 KV DE SIMPLE BARRA DE LA S.E. GUADALUPE		
EMPRESA CONCESIONARIA	RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. - REP		
UBICACIÓN SUBESTACIONES	S.E. Zorritos	S.E. La Niña	S.E. Guadalupe
Departamento	Tumbes	Piura	La Libertad
Provincia	Contralmirante Villar	Sechura	Pacasmayo
Distritos	Zorritos	Sechura	Guadalupe
Altitud	6 msnm	46 msnm	92 msnm
DATOS DE CONTRATO	AMPLIACIONES		
Tipo de Contrato	Ampliación de Contrato	18,1	14.02.2019
Firma de Contrato	19.01.2017	18,2	16.02.2019
Puesta en Operación Comercial	19.02.2019	18,3	07.02.2019
Monto de inversión	11,31 MM US\$	18,4	15.02.2019
SUPERVISOR DE OBRA	-		
INSPECTOR DE OBRA	DESSAU S&Z		



Zonas del proyecto



Excavaciones en S.E. Guadalupe



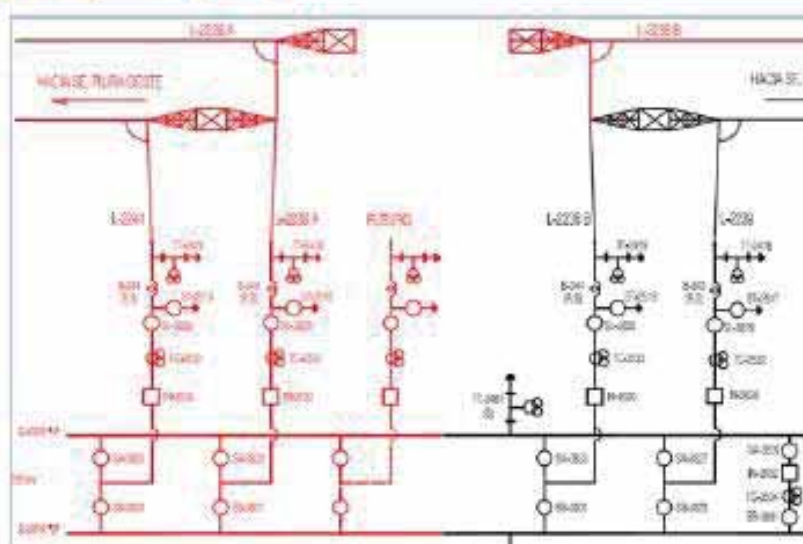
Transformador de 50 MVA instalado en la S.E. Zorritos



Banco de Condensadores en la S.E. Zorritos

- INFORMACIÓN RELEVANTE**
- La Ampliación N° 18 comprende:
 - 18.1 Banco Condensadores de 20 MVAR, 60 kV en S.E. Zorritos;
 - 18.2 Ampliación Transformación 220/60/22.9 kV, 50/65 MVA (ONAN/ONAF), en S.E. Zorritos;
 - 18.3 Seccionamiento de LT. Piura-Chiclayo 220 kV y enlace con S.E. La Niña;
 - 18.4 Cambio de Configuración en 60 kV de simple a doble barra en la S.E. Guadalupe.
 - Con R.M. N° 029-2017-MEM/DM del 17.01.2017, el MINEM aprobó la Décimo Octava Cláusula Adicional por Ampliaciones en el marco del "Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN – ETESUR".
 - Ingeniería Básica: HMV.
 - Ambiental: CESEL elaboró los ITS y un DIA. ITS Zorritos, aprobado. ITS La Niña, aprobado. ITS Guadalupe, aprobado.
 - Arqueológica: Empresa ASE elaboró el PMA, se aprobaron los PMA de S.E. La Niña, S.E. Guadalupe y S.E. Zorritos.
 - El COES aprobó los Estudios de Pre Operatividad (EPO) de los Hitos 1, 2, 3 y 4.
 - EPC S.E. Zorritos y S.E. La Niña, adjudicados a SIEMENS, EPC S.E. Guadalupe adjudicado a DELCROSA.
 - La Ingeniería del Proyecto está a cargo de la empresa IEB.
 - El banco de condensadores de la S.E. Zorritos, llegó a obra el 23.01.2019.
 - El 02.12.2018 se energizó en vacío el nuevo transformador de S.E. Zorritos, y el 03.12.2018 tomó carga, en paralelo con el transformador antiguo.
 - Avance global 99,6%.
 - La POC de la Ampliación 18,1 se efectuó el 14.02.2019.
 - La POC de la Ampliación 18,2 se efectuó el 16.02.2019.
 - La POC de la Ampliación 18,3 se efectuó el 07.02.2019.
 - La POC de la Ampliación 18,4 se efectuó el 15.02.2019.

S.E. La Niña (Nueva configuración)



Anexo 8 CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN DE LAS SETS HUACHO, CHICLAYO OESTE Y GUADALUPE - ISA REP.



AMPLIACIÓN N° 9

SEGUNDO CIRCUITO DE LA L.T. 220 KV CHICLAYO OESTE – GUADALUPE – TRUJILLO NORTE Y AMPLIACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ASOCIADAS, AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DEL CIRCUITO EXISTENTE, AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN DE LAS SETS HUACHO, CHICLAYO OESTE Y GUADALUPE

DENOMINACIÓN		
a) Segundo Circuito de la L.T. 220 kV Chiclayo Oeste – Guadalupe – Trujillo Norte y Ampliación de la Capacidad de Transmisión del Circuito Existente.		
b) Ampliación de la Capacidad de Transformación en la SET Chiclayo.		
c) Ampliación de la Capacidad de Transformación en la SET Huacho.		
d) Ampliación de la Capacidad de Transformación en la SET Guadalupe.		
e) Sistema de automatismo para la transferencia de carga para la operación de la Interconexión Perú – Ecuador.		
EMPRESA CONCESIONARIA	Red de Energía del Perú (REP-ISA)	
SUBESTACIÓN ASOCIADA	S.E. Chiclayo Oeste (220 kV) S.E. Guadalupe (220 kV) S.E. Trujillo Norte (220 kV) S.E. Huacho (220 kV)	
SUBESTACIÓN ASOCIADA	S.E. Chiclayo Oeste	S.E. Guadalupe
Nivel de Tensión	220 kV	220 kV
Departamento	Lambayeque	La Libertad
Provincia	Chiclayo	Pacasmayo
Distrito	Chiclayo	Guadalupe
Altitud	30,5 msnm	36 msnm
SUBESTACIÓN ASOCIADA	S.E. Trujillo Norte	S.E. Huacho
Nivel de Tensión	220 kV	220 kV
Departamento	La Libertad	Lima
Provincia	Trujillo	Huaura
Distrito	La Esperanza	Huacho
Altitud	100 msnm	225 msnm
DATOS DEL CONTRATO (Ampliación)		
Firma del Contrato	12.11.2010	
Puesta en Operación Comercial Hito a)	24.05.2012	
Puesta en Operación Comercial Hito b)	27.06.2012	
Puesta en Operación Comercial Hito c)	14.10.2012	
Puesta en Operación Comercial Hito d)	27.07.2012	
Puesta en Operación Comercial Hito e)	25.02.2012	
Monto de la Minuta	29 600 503 US\$	
Monto Final Auditado	En proceso de auditoría	
INFORMACIÓN RELEVANTE		
<ul style="list-style-type: none"> La Ampliación N° 9 comprendió: <ul style="list-style-type: none"> Instalación del segundo circuito de la L.T. 220 kV Chiclayo Oeste – Guadalupe – Trujillo Norte, con una capacidad de transmisión de 180 MVA y ampliación de las subestaciones asociadas. Ampliación de la capacidad de transformación en 220/66/10 kV, cambio de configuración del sistema de barras en 220 kV de simple a doble barra y conexión del segundo circuito Zapallal – Paramonga Nueva 220 kV en la Subestación Huacho. Instalación provisional en SET Guadalupe de un transformador de potencia de 50/50/30 MVA, 210/62,3/10,3 kV que será trasladado desde la Subestación San Juan. Ampliación de la capacidad de transformación en 220/60/10,0,38 kV en la Subestación Chiclayo Oeste. Ampliación de la capacidad de transformación 220/60/10 kV en la SET Guadalupe. Reubicación del Reactor R-5 de 20 MVAR en la SET Guadalupe. Sistemas de automatismos para la transferencia de carga para la Operación de la Interconexión Perú – Ecuador. Como solución de corto plazo, en la SET Guadalupe se instaló un transformador provisional de 30 MVA, para luego realizar la ampliación prevista. Con esta Ampliación se ha logrado principalmente aumentar la capacidad de transmisión del SEIN entre las áreas de Chiclayo y Trujillo, efectuar el despacho económico del SEIN sin restricciones de transmisión y atender el incremento de carga de la región norte; así mismo aumentar la confiabilidad y disponibilidad de la red de transmisión. La ampliación de la S.E. Huacho ha permitido atender la demanda en el nivel de tensión de 66 kV, así como la mejora de la confiabilidad de la prestación del servicio. La ampliación de la capacidad de transformación de la SET Guadalupe, ha servido principalmente para atender oportunamente el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de las áreas atendidas en 60 kV. 		



Segunda L.T. 220 kV Trujillo – Guadalupe



Segunda L.T. 220 kV Chiclayo – Guadalupe



Transformador Provisional en la S.E. Guadalupe

AMPLIACIÓN N° 16

- CONSTRUCCIÓN DE LA NUEVA S.E. AMARILIS 138 KV, CON CONFIGURACIÓN DE DOBLE BARRA MÁS SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA Y ESPACIOS PARA FUTURAS INSTALACIONES EN 138 KV; 22,9 KV Y 10 KV.
- CONSTRUCCIÓN DE LOS ENLACES DE CONEXIÓN EN 138 KV, A) S.E. AMARILIS – L.T. A S.E. TINGO MARÍA, B) S.E. AMARILIS – S.E. HUÁNUCO Y C) S.E. AMARILIS – L.T. A S.E. PARAGSHA.
- AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DE LA L.T. 138 KV PARAGSHA – HUÁNUCO (L-1120) DE 45 MVA A 75 MVA.

DENOMINACIÓN			
a) Construcción de la Nueva Subestación Amarilis 138 kV, con configuración de doble barra más seccionador de transferencia y espacios para futuras instalaciones en 138 kV; 22,9 kV y 10 kV.			
b) Construcción de los Enlaces de Conexión en 138 kV: a) S.E. Amarilis – L.T. a S.E. Tingo María, b) S.E. Amarilis – S.E. Huánuco y c) S.E. Amarilis – L.T. a S.E. Paragsha.			
c) Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la L.T. 138 kV Paragsha – Huánuco (L-1120) de 45 MVA a 75 MVA.			
EMPRESA CONCESIONARIA		Red de Energía del Perú S.A. – REP	
SUBESTACIONES ASOCIADAS		S.E. Amarilis (138 kV) S.E. Tingo María (kV)	S.E. Huánuco (kV) S.E. Paragsha (kV)
DATOS DE LA LÍNEA			
Tramo	Amarilis- Tingo María	Amarilis-Huánuco	Amarilis- Paragsha
Tensión Nominal	138 kV	138 kV	138 kV
Estructuras	Celosía (acero galvanizado)	Celosía (acero galvanizado)	Celosía (acero galvanizado)
Tornas	1	2	1
Longitud	1,10 km	1,37 km	6,50 km
Aisladores	Vidrio-tipo suspensión	Vidrio tipo suspensión	Vidrio tipo suspensión
DATOS DEL CONTRATO (Ampliación)			
Firma del Contrato		11.07.2013	
POC Construcción S.E. Amarilis y enlaces (Hito a)		11.01.2016 (En servicio)	
POC Ampl. L.T. 138 kV Paragsha – Huánuco (Hito b)		08.04.2015 (En servicio)	
Variante de L.T. 138 kV Paragsha-Huánuco (Hito c)		02.02.2015 (En servicio)	
Monto Inversión de Oferta		10,0 MM US\$	



Ubicación S.E. Amarilis



Muro Perimetral de la S.E. Amarilis 138 kV y Torre N° 1 a S.E. Piedra Blanca (L-1121)



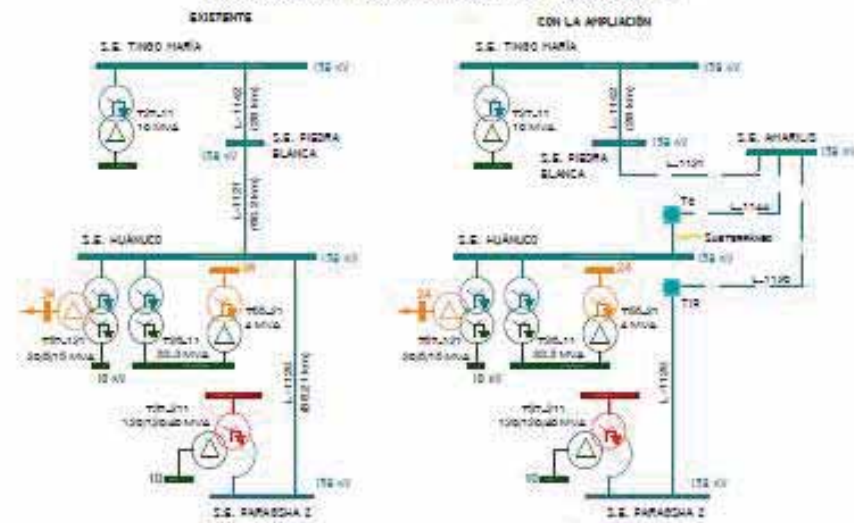
Buzón N° 8 y Torre N° 6 (Transición de Cable XLPE a Conductor Aéreo 138 kV), parte de la L.T. 138 kV Amarilis-Huánuco (L-1144)



S.E. Amarilis

- INFORMACIÓN RELEVANTE**
- El proyecto comprendió la construcción de lo siguiente:
 - o S.E. Amarilis-L.T. a S.E. Tingo María, enlace entre T15 de L-1121 Huánuco-Tingo María y S.E. Amarilis.
 - o Enlace S.E. Amarilis-SE Huánuco,
 - o Enlace S.E. Amarilis-LT a SE Paragsha.
 - La Ampliación de la capacidad de la L.T. 138 kV Paragsha – Huánuco comprendió:
 - o Variante de línea a la salida de la SE Paragsha de la LT 138 kV Paragsha – Huánuco (L-1120).
 - o Variante de la línea a la altura de cementerio de Salapampa, L.T. 138 kV Paragsha – Huánuco (L-1120).
 - El COES aprobó el Estudio de Pre Operatividad de la S.E. Amarilis y variantes de la línea asociada (Carta COES/D/DP-1123-2013).
 - El 02.02.2015 se puso en servicio la variante de la L-1120 L.T. 138 kV Paragsha-Huánuco (Hito c).
 - El 31.03.2015, mediante R.D. N° 131-2015-MEM/DGAAE, el MINEM otorgó el permiso ambiental para la S.E. Amarilis.
 - Se culminó con la construcción de las variantes de la línea L-1120 y enlaces de conexión a la S.E. Amarilis.
 - El 10.01.2016 se energizó la S.E. Amarilis.

ESQUEMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN



LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 kV S.E. ÉTEN – S.E. REQUE

DENOMINACIÓN	L.T. 220 KV S.E. ÉTEN – S.E. REQUE	
EMPRESA CONCESIONARIA	PLANTA DE RESERVA FRÍA DE GENERACIÓN DE ETEN S.A. – COBRA ENERSA	
SUBESTACIONES ASOCIADAS	S.E. Éten (18/220 kV - Nueva) S.E. Reque (220 kV - Ampliación)	
UBICACIÓN	S.E. Éten	S.E. Reque
Departamento	Lambayeque	Lambayeque
Provincias	Chiclayo	Chiclayo
Distrito	Reque	Reque
Altitud	65 msnm	65 msnm
DATOS TÉCNICOS	Tensión nominal 220 kV Capacidad 250 MW Longitud 2,92 km Ancho de franja de servidumbre 25 m Estructuras (cantidad) Torres metálicas de acero galvanizado en celosía (13) Número de temas 1 Configuración Triangular Conductor ACSR 1272 MCM (645 mm ²) Cable de Guarda OPGW de 108 mm ² con 24 fibras Aislamiento Aisladores de Vidrio (19 por cadena de suspensión y 20 para cadenas de anclaje) Puesta a Tierra Conductor Copperwel 2 AWG (33,63 mm ²) – 7 hilos y electrodo de 5/8" (15,88 mm) x 2,4 m.	
DATOS DE EJECUCIÓN	Concesionaria REFESA. Empresa Supervisora HERNAR PERÚ S.A.C. Puesta en Servicio (contrato) 02.07.2015 % Avance de Obra 100%	



Plano de Ubicación



Transformador principal



S.E. Reque



S.E. Éten y L.T. 220 KV S.E. ÉTEN – S.E. REQUE



Línea de Transmisión

INFORMACIÓN RELEVANTE

- El proyecto comprendió la construcción de la S.E. Éten (18/220 kV) y la ampliación de la S.E. Reque (220 kV).
- La S.E. Reque fue construida y operada por Red de Energía del Perú (REP); la ampliación, comprendió la implementación de una bahía en 220 kV con equipamiento completo.
- La S.E. Reque es de disposición doble barra en U en 220 kV.
- La nueva S.E. Éten, tiene una configuración sin barra, de conexión directa entre el transformador de potencia (200/265 MVA) y la L.T., con espacio disponible para en el futuro implementar barra simple.
- Las fundaciones de las torres son de tipo zapata de concreto.
- Mediante R.S. N° 001-2014-EM del 07.01.2014 se otorgó la concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión en la L.T. 220 KV S.E. ÉTEN-S.E. Reque.
- Mediante la Línea de Transmisión 220 kV Reque – Éten (L-2166) de 3 km, se interconectó al SEIN la Central Térmica de Reserva Fría Éten. La L-2166 se encuentra operando satisfactoriamente desde el 26.06.2015.
- Con carta COES/D-290-2015 del 01.07.2015, el COES aprobó la integración al SEIN de la L.T. 220 KV Reque – Éten (L-2166) desde las 00:00 horas del 02.07.2015. La línea de transmisión se encuentra operando satisfactoriamente desde el 26.06.2015.

ESQUEMA UNIFILAR DE LA LT 220 kV S.E. ÉTEN – S.E. REQUE



Anexo 11 SEGUNDO CIRCUITO L.T. 220 KV ZAPALLAL – PARAMONGA NUEVA – Doble Barra - ISA REP



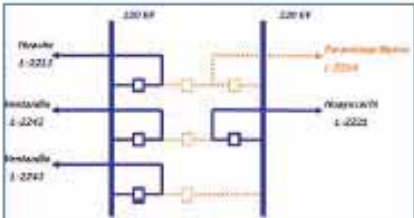
AMPLIACIÓN N° 2

SEGUNDO CIRCUITO L.T. 220 KV ZAPALLAL – PARAMONGA NUEVA - CHIMBOTE 1 Y AMPLIACIÓN DE SUBESTACIONES ASOCIADAS

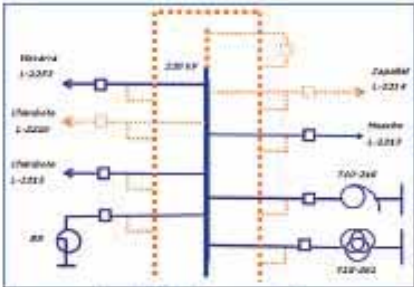
DENOMINACIÓN Segundo Circuito L.T. 220 kV Zapallal – Paramonga Nueva - Chimbote 1 y Ampliación de Subestaciones Asociadas			
EMPRESA CONCESIONARIA		Red de Energía del Perú (REP-ISA)	
SUBESTACIÓN ASOCIADA		S.E. Zapallal (220 kV) S.E. Paramonga Nueva (220 kV) S.E. Chimbote 1 (220 kV)	
SUBESTACIONES	S.E. Zapallal	S.E. Paramonga Nueva	S.E. Chimbote 1
Departamento	Lima	Lima	Ancash
Provincias	Lima	Paramonga	Santa
Distrito	Carabayillo	Pativilca	Chimbote
Altitud	238 msnm	81 msnm	102 msnm
Celdas nuevas	04 en 220 kV	03 en 220 kV	01 en 220 kV
Esquema de barras	Interruptor y medio	Doble barra	Interruptor y 1/2
DATOS DEL CONTRATO (Ampliación)			
Firma del Contrato		26.07.2006	
Puesta en Operación Comercial		08.03.2008	
Monto de la Minuta		US\$ 34 077 429	
Monto Final Auditado		US\$ 35 020 600	
INFORMACIÓN RELEVANTE			
<ul style="list-style-type: none"> La Ampliación N° 2 comprendió: <ul style="list-style-type: none"> o Instalación de la segunda tema de la L.T. 220 kV Zapallal – Paramonga Nueva o Instalación de la segunda tema de la L.T. 220 kV Paramonga Nueva – Chimbote 1 o Ampliación de las S.E.s. Zapallal, Paramonga Nueva y Chimbote 1 La capacidad de transmisión del segundo circuito de la L.T. 220 kV Zapallal - Paramonga Nueva - Chimbote 1 es de 152 MVA en régimen de operación normal y en régimen de alerta y por un tiempo no mayor a 4 horas diarias es de 120% de dicha capacidad. La instalación del segundo circuito de la L.T. 220 kV Zapallal – Paramonga Nueva – Chimbote 1, incluyó: el refuerzo de los elementos estructurales, en las torres donde se requirió, instalación de las cadenas de aisladores, instalación de los conductores, pintado de los elementos estructurales nuevos y verificación de la puesta a tierra. El tramo Zapallal – Paramonga Nueva tiene una longitud de 159 km y el tramo Paramonga Nueva – Chimbote tiene una longitud de 220 km, en el segundo tramo en una longitud de 65 km se incluyó la instalación de estructuras nuevas de simple tema, con postes de madera. Esta Ampliación se ejecutó para ampliar la capacidad de transmisión de este enlace del SEIN, evitar situaciones de congestión, realizar el despacho sin restricciones de transmisión y atender el incremento de la carga de la región norte. 			
ESQUEMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN			
S.E. Chimbote 1 220 kV			
Ampliación S.E. Chimbote 1			



Ubicación



Ampliación S.E. Zapallal



Ampliación S.E. Paramonga Nueva



Estructura N° 340 Variante Huermeay



Torre N° 1 S.E. Paramonga Nueva

Anexo 12 REACTOR SERIE ENTRE LAS BARRAS DE 220 KV DE S.E. CHILCA NUEVA Y CHILCA REP



AMPLIACIÓN N° 10

- IMPLEMENTACIÓN DEL REACTOR SERIE ENTRE LAS BARRAS DE 220 KV DE S.E.s CHILCA NUEVA Y CHILCA REP
- IMPLEMENTACIÓN DE LA RESISTENCIA DE NEUTRO DEL AUTOTRANSFORMADOR EN S.E. CHILCA 500/220 KV Y Segunda Etapa de Ampliación de la S.E. Independencia 60 kv.
- SEGUNDA ETAPA DE LA AMPLIACIÓN DE LA S.E. INDEPENDENCIA 60 KV

DENOMINACIÓN	Implementación del Reactor Serie entre las barras de 220 kv de las S.E.s Chilca Nueva y Chilca REP. Implementación de la resistencia de neutro del autotransformador en S.E. Chilca 500/220 kv y Segunda Etapa de Ampliación de la S.E. Independencia 60 kv.	
EMPRESA CONCESIONARIA	Red de Energía del Perú S.A. – ISA	
SUBSTACIÓN ASOCIADA	S.E. Chilca (500/220 kv) y S.E. Independencia (220 kv)	
UBICACIÓN	S.E. Chilca (220 kv)	S.E. Independencia (220 kv)
Departamento	Lima	Ica
Provincias	Cañete	Pisco
Distrito	Chilca	Independencia
Altitud	100 msnm	1.200 msnm
DATOS DEL CONTRATO (Ampliación)	- Firma del Contrato: 15.06.2011 - Puesta en Servicio de Reactor Serie en barras 220 kv S.E Chilca: 29.04.2013 - Puesta en Servicio de Resistencia de neutro Autotransformador S.E. Chilca 500/220 kv: 27.01.2013 - Puesta en Servicio de la Segunda Etapa Ampliación S.E. Independencia 60 kv: 15.08.2012 (La puesta en servicio real fue el 05.08.2012) - Monto de Inversión: 4,73 MM US\$	

INFORMACIÓN RELEVANTE

- La Ampliación N° 10 se inició el 15.06.2011, comprendió lo siguiente:
 - ✓ Implementación del Reactor Serie y celdas de conexión entre las barras de 220 kv de las subestaciones Chilca Nueva y Chilca REP.
 - ✓ Implementación de la resistencia de neutro del autotransformador en S.E. Chilca 500/220 kv.
 - ✓ Segunda Etapa de Ampliación de S.E. Independencia 60 kv.
- Subestaciones Chilca 220/500 kv: Consistió en la instalación de una Resistencia de Neutro del autotransformador en 220/500 kv y Obras complementarias, con el fin de reducir la corriente de cortocircuito en el SEIN. Entró en servicio el 29.04.2013.
- Subestaciones Chilca REP: Implementación de un Reactor CLR 115 MVAR entre las instalaciones Chilca REP; con el fin de reducir el nivel de corrientes de cortocircuito en el sistema, debido a la ampliación del sistema de transmisión 220 kv y 500 kv. Entró en servicio el 27.01.2013.
- S.E. Independencia: La Segunda Etapa de la Ampliación de la S.E. Independencia en 60 kv se culminó el 05.08.2012; consistió en la construcción de una nueva celda L-6605 y la reubicación de la celda Pisco II L-6606, que permitió la conexión de cargas de la empresa ELECTRODUNAS.
- LA Ampliación de la S.E. Independencia ha permitido atender nuevos clientes y mejorar la operatividad y confiabilidad del sistema eléctrico en el sur.



S.E. Chilca- Área para Reactor Serie y Celda de Conexión



Resistencia neutro Autotransformador. 500/220 kv S.E. Chilca

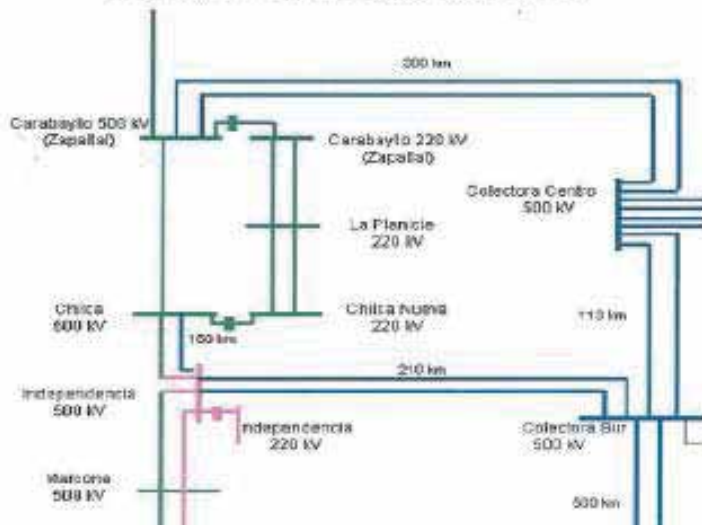


Reactor Serie entre las barras de 220 kv



Patio de Llaves 60 kv- S.E.Independencia

ESQUEMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

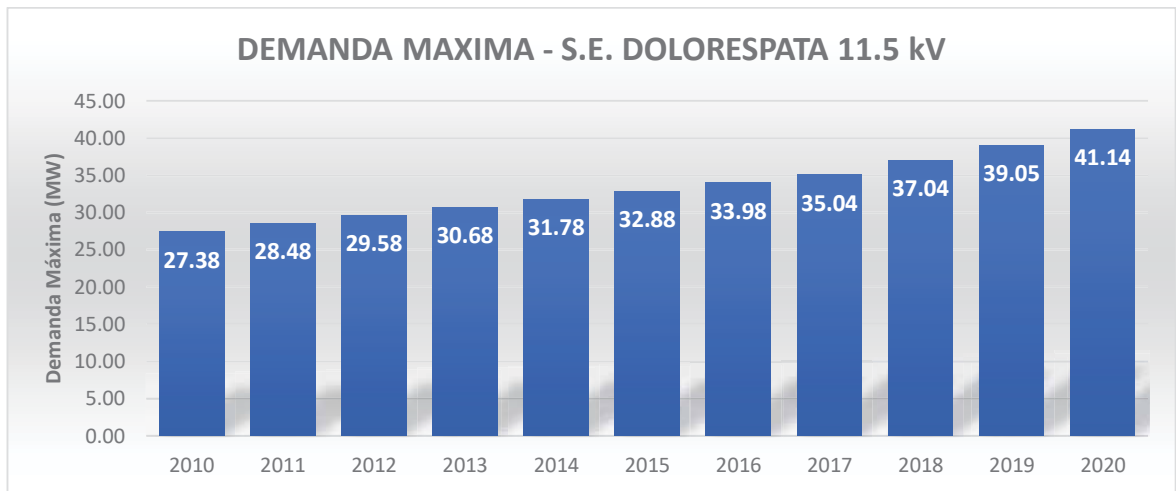
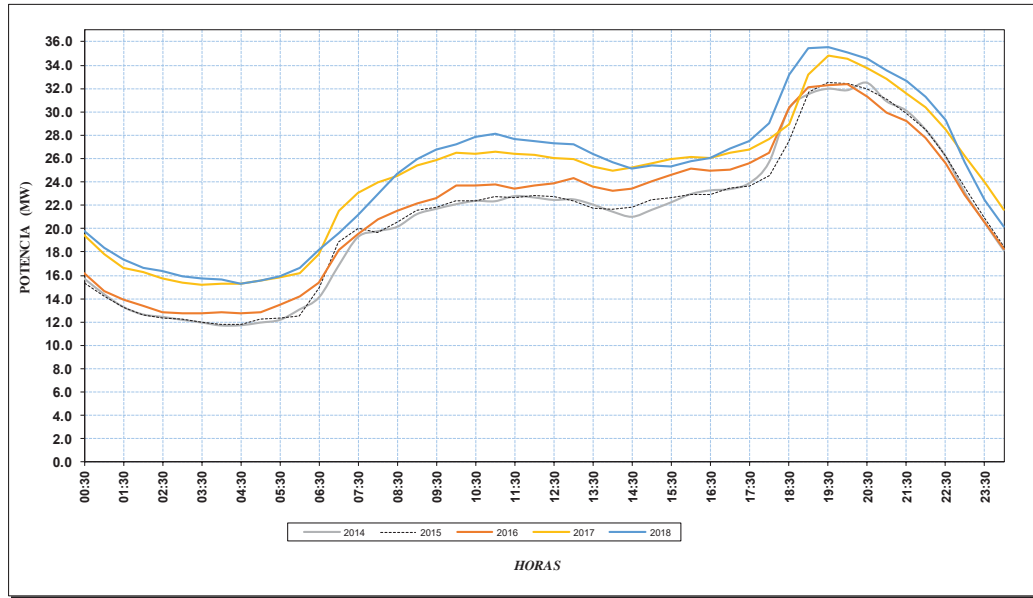


ANEXO 13

INFORMACIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA DE LOS ÚLTIMOS 5 AÑOS.

DIAGRAMA DE CARGA DEL DIA DE MAXIMA DEMANDA DE LOS ULTIMOS 5 AÑOS - DOLORESPATA 10.5 kV

Fuente COES



Fuente COES

AÑO	DEMANDA MÁXIMA (Max. Avenida) EN LA S.E. DOLORESPATA 11.5 KV
	MW
2010	27.38
2011	28.48
2012	29.58
2013	30.68
2014	31.78
2015	32.88
2016	33.98
2017	35.04
2018	37.04
2019	39.05
2020	41.14

CANTIDAD DE USUARIOS REGULADOS DE LA SUBESTACIÓN DE DOLORESPATA10 (BARRA 10.6 KV)		
ALIMENTADORES/SALIDAS	NUMERO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN (SED)	NUMERO DE USUARIOS
DO01	146	13122
DO02	67	9665
DO03	25	2980
DO04	46	5327
DO05	61	9493
DO06	80	10819
DO07	53	9190
DO08	84	12880
DO09	36	9071
TOTAL, USUARIOS MT/BT		82547

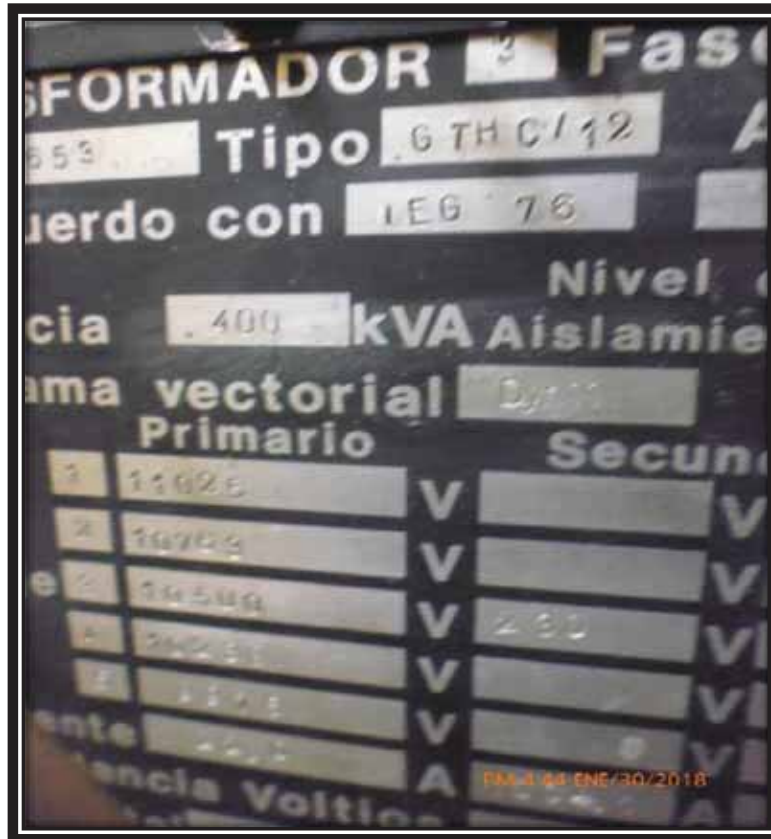
Del cuadro anterior, las Subestaciones Eléctricas de Distribución generalmente son de las siguientes potencias:

POTENCIA NOMINAL (KVA)	
MONOFÁSICO	TRIFÁSICO
15	50
25	75
37.5	100
50	160
75	250
100	315
	400
	500
	630

www.minem.gob.pe

Se presenta las características típicas de SEDs existentes en distintos alimentadores o salidas (DO01 a DO09) de la S. E. de Dolorespata.

SED AV 0010033 - AVENIDA EJERCITO



De la figura anterior se observa que la SED tiene las siguientes características:

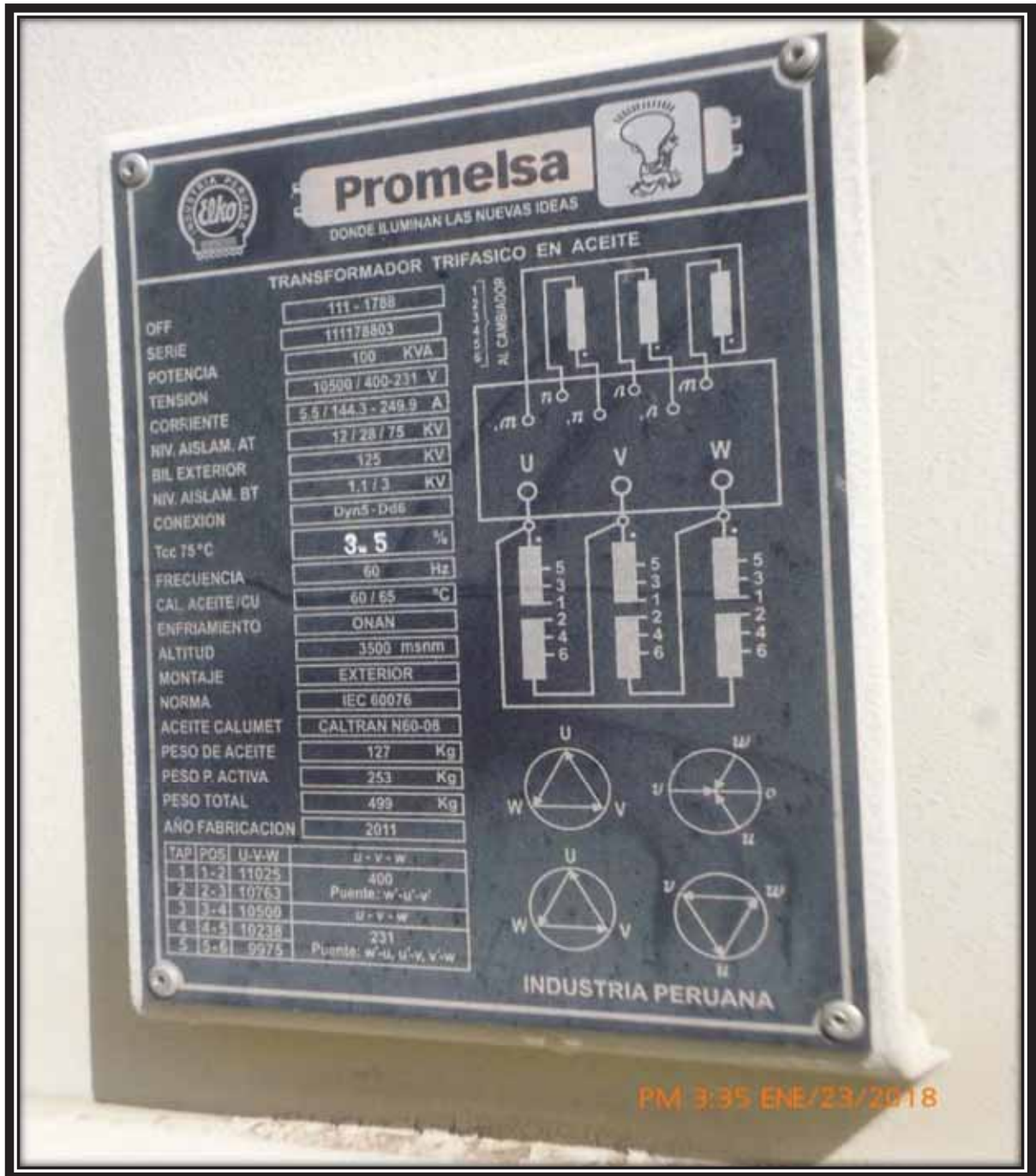
S: 400 KVA, R/T: 10 500/230 V +/- 2.5 %, Grupo de Conexión: DYn11

SED AV 0010686 – CENTRO COMERCIAL CONFRATERNIDAD





De la figura anterior se observa que la SED tiene las siguientes características:

S: 100 KVA, R/T: 10 000/400 V +/- 2.5 %, Grupo de Conexión: DYn5



De la figura anterior se observa que la SED tiene las siguientes características:
 S: 100 KVA, R/T: 10 500/400 – 231 V +/- 2.5 %, Grupo de Conexión: DYn5 – Dd6

	<p style="text-align: center;">RESUMEN EJECUTIVO</p>	
<p>RESUMEN EJECUTIVO PARA EL PROYECTO DOLORESPATA</p>		
<p>BAT007-REJ-FS725--16</p>	<p>S/E DOLORESPATA</p>	<p>VERSION A</p>

1. ASPECTOS GENERALES

1.1. ANTECEDENTES

La "Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A." (EGEMSA) abastece la demanda eléctrica en la ciudad del Cusco, sin embargo, debido a la creciente demanda que presenta la ciudad los 03 transformadores existentes en la S.E. Dolorespata van a resultar insuficientes. Incluso de acuerdo a los reportes de máxima demanda para el presente año 2016 dichos transformadores de potencia están al límite de presentar sobrecarga.

Esto Implica que dentro de su plan de inversiones contempla la ampliación de la capacidad de transformación de la S.E. Dolorespata, el cual comprende el reemplazo del transformador de potencia existente 138/11.5kV; 12.2MVA "ONAN"; por un nuevo transformador de potencia 138/10.95kV; 25MVA "ONAN"; 30MVA "ONAF"; YNd11 y la adecuación en instalaciones existentes del tercer transformador, por nuevos equipamientos de potencia. La creciente demanda que actualmente se presenta en el Sistema Eléctrico del Cusco, plantea la necesidad de repotenciar esta subestación y así garantizar la atención de la demanda eléctrica.

1.2. UBICACIÓN

La subestación de Dolorespata, se encuentra ubicada en la Av. Machupicchu s/n Central Térmica Dolorespata, departamento de Cusco, provincia Cusco, distrito de Santiago, a una altura de 3225 msnm.



La ubicación geográfica de la subestación en coordenadas UTM es la siguiente:

Este: 178334.00 metros E



Norte: 8502270.00 metros S

El proyecto se ejecutará en la subestación de transformación existente, ubicado en el distrito de Santiago, sin embargo, su área de influencia abarca, dentro de la provincia de Cusco, a los siguientes distritos:

Distritos de Cusco, Wanchaq y Santiago.

	<p>RESUMEN EJECUTIVO</p>	
<p>RESUMEN EJECUTIVO PARA EL PROYECTO DOLORESPATA</p>		
<p>BAT007-REJ-FS725--16</p>	<p>S/E DOLORESPATA</p>	<p>VERSION A</p>



	RESUMEN EJECUTIVO	
RESUMEN EJECUTIVO PARA EL PROYECTO DOLORESPATA		
BAT007-REJ-FS725--16	S/E DOLORESPATA	VERSION A

1.3. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE DISEÑO.

- **Niveles de tensión:**

Los niveles de tensión son: 138 kV y 10.6 kV, con los cuales se suministrará la energía eléctrica.

- **Regulación de tensión:**

El nuevo transformador de potencia de la S.E. Dolorespata tendrá una regulación de tensión manual de $138 \pm 4 \times 2.3 \% / 10.95$ kV.

- **Niveles de aislamiento:**

S.E. DOLORESPATA 138/10.6kV

a. Equipamiento en 138 kV



Tensión Nominal.	:	138 kV
Tensión de Resistencia a la Onda de Impulso	:	750 kV pico
Tensión de Resistencia a la Frecuencia Nominal	:	325 kV

b. Equipamiento en 10.6 kV

Tensión Nominal.	:	10.95 kV
Tensión de Resistencia a la Onda de Impulso	:	125 kV pico
Tensión de Resistencia a la Frecuencia Nominal	:	50 kV



S.E. DOLORESPATA 10.6kV

Tensión Nominal.	:	10.95 kV
Tensión Máxima de Diseño de los Equipos	:	17.5 kV
Tensión de Resistencia a la Onda de Impulso	:	95 kV pico
Tensión de Resistencia a la Frecuencia Industrial	:	38 kV

	RESUMEN EJECUTIVO	
RESUMEN EJECUTIVO PARA EL PROYECTO DOLORESPATA		
BAT007-REJ-FS725--16	S/E DOLORESPATA	VERSION A

- **Niveles de Cortocircuito**

S.E. DOLORESPATA nivel de 138 kV : 13.927 kA
S.E. DOLORESPATA nivel de 10.6 kV : 9.791 kA

 egema EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MAGNÍFICA S.A.	RESUMEN EJECUTIVO	 DELROSAS ENERGÍA PARA EL PERÚ
RESUMEN EJECUTIVO PARA EL PROYECTO DOLORESPATA		
BAT007-REJ-FS725--16	S/E DOLORESPATA	VERSION A

2. DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO

El proyecto consiste en ampliar la capacidad de transformación, con el suministro del nuevo transformador de potencia 138/10.95kV, 25/30MVA ONAN-ONAF contando con regulador manual de $\pm 4 \times 2.3\%$ en el lado de alta tensión, el cual operará en lado 138kV. Mientras que el transformador de potencia existente 138/11.5kV, 12.2MVA ONAN será desmontado y retirado. Nuevo transformador de corriente en lado 138kV y el suministro de una celda de llegada con todos sus accesorios. Finalmente, los materiales y equipos retirados se transportarán a los almacenes de Egema

A continuación, se describe las nuevas instalaciones que corresponden a esta subestación:

2.1. S.E. DOLORESPATA 138/10.6kV

a. Bahía de transformación 138/10.6kV

Equipamiento del Transformador de Potencia



EQUIPOS	CANT	OBSERVACIONES
Transformador de Potencia, trifásico 138 \pm 4x2.3%/10.6kV, 750/325 kVp (BIL) 25-30 MVA, refrigeración (ONAN/ONAF), YNd11, con regulación de tensión manual.	01	Proyectado

Equipamientos de potencia lado 10.6kV:

EQUIPOS	CANT	OBSERVACIONES
Interruptor de potencia tripolar 17.5 kV, 2000 A., 31.5 kA.	01	Proyectado
Transformadores de corriente, 17.5 kV, 1000-2000/1-1-1 A., 15/15/15 VA, 5P20/5P20/0.2	03	Proyectado
Transformadores de tensión inductivo, 17.5 kV, 10.95/ $\sqrt{3}$:0.10/ $\sqrt{3}$:0.10/ $\sqrt{3}$ kV, 15/15 VA, 0.2/3P.	03	Proyectado

2.2. CELDAS DE PROTECCION, CONTROL Y MEDICION

Se mantendrán los mismos equipamientos.

	RESUMEN EJECUTIVO	
RESUMEN EJECUTIVO PARA EL PROYECTO DOLORESPATA		
BAT007-REJ-FS725--16	S/E DOLORESPATA	VERSION A



3. RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS.

3.1. FLUJO DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO

- De las simulaciones de flujo de carga se concluye que para las condiciones normales de operación del sistema eléctrico DOLORESPATA, el sistema mantiene el adecuado perfil de tensiones y no presenta sobrecargas.
- La relación de transformación de los transformadores de instrumentación del sistema DOLORESPATA 138/10.6kV, deberán estar o quedar ajustados como se detallan a continuación:

Transformadores de corriente

Subestación	Tensión (kV)	Bahía	Núcleos	Corriente primaria (A)	Corriente secundaria (A)	Precisión	Burden nominal (VA)	
DOLORESPATA	138kV	TRAFO TR1 EXISTENTE	N1	<u>100-200</u>	1	0.5	40	
			N2	<u>100-200</u>	1	5P20	40	
		TRAFO TR2 EXISTENTE	N1	<u>100-200</u>	1	0.5	40	
			N2	<u>100-200</u>	1	5P20	40	
		TRAFO NUEVO	N1	<u>175-350</u>	1	0.5	40	
			N2	<u>175-350</u>	1	5P20	40	
			N3	<u>175-350</u>	1	5P20	40	
		10.6kV	TRAFO TR1 EXISTENTE	N1	<u>600-1200</u>	1	0.2	30
				N2	<u>600-1200</u>	1	5P20	30
	N3			<u>600-1200</u>	1	5P20	30	
	TRAFO TR2 EXISTENTE		N1	<u>600-1200</u>	1	0.2	30	
			N2	<u>600-1200</u>	1	5P20	30	
			N3	<u>600-1200</u>	1	5P20	30	
	TRAFO NUEVO		N1	<u>1000-2000</u>	1	0.2	15	
			N2	<u>1000-2000</u>	1	5P20	15	
			N3	<u>1000-2000</u>	1	5P20	15	



	RESUMEN EJECUTIVO	
RESUMEN EJECUTIVO PARA EL PROYECTO DOLORESPATA		
BAT007-REJ-FS725--16	S/E DOLORESPATA	VERSION A

Transformadores de tensión

Subestación	Tensión (kV)	Bahía	Núcleo	Tensión primaria (kV)	Tensión secundaria (V)	Precisión	Burden nominal (VA)
DOLORESPATA	138kV	BARRA	N1	138/√3	100/√3	1	200
	10.6kV	TRAFO TR1 EXISTENTE	N1	10/√3	100/√3	0.2	15
			N2	10/√3	100/√3	3P	15
		TRAFO TR2 EXISTENTE	N1	10/√3	100/√3	0.2	15
			N2	10/√3	100/√3	3P	15
		TRAFO NUEVO	N1	10.95/√3	100/√3	0.2	15
			N2	10.95/√3	100/√3	3P	15
		BARRA	N1	10/√3	100/√3	0.2	100
			N2	10/√3	100/√3	3P	50

- De las simulaciones de corrientes de cortocircuito, se obtiene que las corrientes de falla subtransitorias máximas obtenidas son.
 - DOLORESPATA nivel de 138kV : 5.141 kA
 - DOLORESPATA nivel de 10.6kV : 19.381 kA

- A continuación, se presentan los cuadros de capacidad de ruptura de los interruptores de potencia y cuadros de verificación de saturación de los transformadores de corriente proyectados:

 EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MAGNÍFICA S.A.	RESUMEN EJECUTIVO	 DEL CROSA ENERGÍA PARA EL PERÚ
RESUMEN EJECUTIVO PARA EL PROYECTO DOLORESPATA		
BAT007-REJ-FS725--16	S/E DOLORESPATA	VERSION A



CAPACIDAD DE RUPTURA DE INTERRUPTORES

DESCRIPCION	CAPACIDAD DE RUPTURA DEL INT. EXISTENTE Y PROYECTADO (Amp)	FALLA MAXIMA (Amp)	COMPARACIÓN	RESULTADO
INT. DE LLEGADA AL TRAF0 TR1 LADO 138kV	40000	5141	CAP. RUPTURA>FALLA	INTERRUPTOR ADECUADO
INT. DE LLEGADA AL TRAF0 TR2 LADO 138kV	40000	5141	CAP. RUPTURA>FALLA	INTERRUPTOR ADECUADO
NUEVO INT. DE LLEGADA AL TRAF0 NUEVO LADO 138kV	31500	5141	CAP. RUPTURA>FALLA	NUEVO INTERRUPTOR ADECUADO
INT. DE LLEGADA DESDE TRAF0 TR1 A BARRA 10.6kV	31500	19381	CAP. RUPTURA>FALLA	INTERRUPTOR ADECUADO
INT. DE LLEGADA DESDE TRAF0 TR2 A BARRA 10.6kV	31500	19381	CAP. RUPTURA>FALLA	INTERRUPTOR ADECUADO
NUEVO INT. DE LLEGADA DESDE NUEVO TRAF0 A BARRA 10.6kV	31500	19381	CAP. RUPTURA>FALLA	NUEVO INTERRUPTOR ADECUADO

SATURACIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

DESCRIPCION	CT EXISTENTE Y PROYECTADO	FALLA MAXIMA (Amp)	COMPARACIÓN	RESULTADO	OBSERVACIÓN
TC DE LLEGADA AL TRAF0 TR1 LADO 138kV	100/1	5141	CT-prim>FALLA/20	SE SATURA	SE EVITA CON DISPARO INSTANTANEO DEL RELE MEDIANTE EL DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR
TC DE LLEGADA AL TRAF0 TR2 LADO 138kV	100/1	5141	CT-prim>FALLA/20	SE SATURA	SE EVITA CON DISPARO INSTANTANEO DEL RELE MEDIANTE EL DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR
NUEVO TC DE LLEGADA AL TRAF0 NUEVO LADO 138kV	350/1	5141	CT-prim>FALLA/20	NO SATURA	
TC DE LLEGADA DESDE TRAF0 TR1 A BARRA 10.6kV	1200/1	19381	CT-prim>FALLA/20	NO SATURA	
TC DE LLEGADA DESDE TRAF0 TR2 A BARRA 10.6kV	1200/1	19381	CT-prim>FALLA/20	NO SATURA	
NUEVO TC DE LLEGADA DESDE TRAF0 NUEVO A BARRA 10.6kV	2000/1	19381	CT-prim>FALLA/20	NO SATURA	-

De los cuadros vistos se concluye que los nuevos interruptores y TC's aplicados al proyecto son adecuados.

	RESUMEN EJECUTIVO	
RESUMEN EJECUTIVO PARA EL PROYECTO DOLORESPATA		
BAT007-REJ-FS725--16	S/E DOLORESPATA	VERSION A

3.2. COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

- De los cálculos de coordinación por sobrecorriente se ha logrado obtener márgenes de coordinamiento mínimo de 200 mseg.
- Los ajustes propuestos para el relé de protección existente que protegerá al nuevo transformador de potencia de 25/30MVA (ONAN/ONAF) 138/10.95kV, se detallan en tablas de ajustes en formato propio del rele dentro de los cálculos del presente estudio.

4. RESUMEN DE AJUSTES DE PROTECCIONES PROPUESTOS



4.1. RESUMEN DE AJUSTES DE SOBRECORRIENTE PROPUESTOS

- Ajustes de sobrecorriente de fases

UBICACION	RELE MODELO	KV	TC	I> (A)	CURVA	t>	I>> (A)	t>> (seg)	OBS
DOLORESPATA: TRAF0 3 138kV NUEVO	MICOMP632/ALSTOM	138	350/1	105.5	IEC-NI	0.42	1799	0.10	I>: No Direccional I>>: No Direccional
DOLORESPATA: TRAF0 3 10.95kV NUEVO	MICOMP632/ALSTOM	10.95	2000/1	1900	IEC-NI	0.13	--	--	I>: No Direccional -

- Ajustes de sobrecorriente de tierra

UBICACIÓN	RELE MODELO	KV	TC	Io> (A)	CURVA	to>	Io>> (A)	to>> (seg)	OBS
DOLORESPATA: TRAF0 3 138kV NUEVO	MICOMP632/ALSTOM	138	350/1	42.0	IEC-NI	0.53	1599.5	0.10	Io>: No Direccional Io>>: No Direccional
DOLORESPATA: TRAF0 3 10.95kV NUEVO	MICOMP632/ALSTOM	10.95	2000/1	--	--	--	--	--	- -

	RESUMEN EJECUTIVO	
RESUMEN EJECUTIVO PARA EL PROYECTO DOLORESPATA		
BAT007-REJ-FS725--16	S/E DOLORESPATA	VERSION A

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se recomienda que los interruptores de potencia en nivel 10.6kV tengan una capacidad de cortocircuito mayor a 19.38kA.
- En el estudio se presentan reajustes propuestos por sobrecorriente de las celdas de salida principales que van hacia los bancos de capacitores "A" y "B" con el objetivo de obtener el buen coordinamiento, se recomienda verificar los ajustes de protección por sobrecorriente de las salidas de los bancos de capacitores "A" y "B".
- Se recomienda implementar un nuevo relé de protección que cuente con la función de protección diferencial de barra en nivel 138kV, con el objetivo de poder despejar fallas en dicha barra de forma instantánea.
- Se recomienda implementar 02 nuevos relés de respaldo en niveles 138kV y 10.6kV respectivamente para cada uno de los 03 transformadores de potencia.
- El nuevo transformador de potencia presenta la siguiente impedancia:

$$S_{12} = 25/30 \text{ MVA ONAN/ONAF}$$

$$V_{CC12} = 9.9\%_{(30\text{MVA})}$$

$$V = 138 \pm 4 \times 2.3\% / 10.95 \text{ kV}$$

$$Z = V_{CC} \% \frac{V_{REF}^2}{S_N}$$

$$Z_{HV/MV} = Z_{12}(V_{REF} = 138\text{kV}) = V_{CC12} \% \frac{V_{REF}^2}{S_{12}} = 9.9\% * \frac{138^2}{30} = 62.85 \Omega\text{-prim}$$



Ahora, los relés ubicados en la S.E. Quencoro, S.E. Dolorespata y S.E. Cachimayo como objetivo principal protegen las líneas L-1003 y L-1004. Y para la realización del cálculo de los ajustes para protección por distancia, emplearon las impedancias de las líneas adyacentes L-1003 y L-1004 cuyos valores son las siguientes:

$$R_{L-1003} = 2.12 \Omega\text{-prim}$$

$$X_{L-1003} = 6.766 \Omega\text{-prim}$$

$$R_{L-1004} = 1.218 \Omega\text{-prim}$$

$$X_{L-1004} = 4.336 \Omega\text{-prim}$$

	RESUMEN EJECUTIVO	
RESUMEN EJECUTIVO PARA EL PROYECTO DOLORESPATA		
BAT007-REJ-FS725--16	S/E DOLORESPATA	VERSION A

Como podemos observar la impedancia del nuevo transformador de potencia es mucho mayor que el de las líneas adyacentes L-1003 y L-1004. Por tal motivo no fue necesario realizar el calculo de reajustes propuestos de protección por distancia.

- Se recomienda mantener los ajustes de proteccion por tension actuales.

Ajustes de sobretensión

UBICACION	RELE MODELO	KV	TT	V> (kV)	CURVA	t>	V>> (kV)	t>> (seg)	OBS
DOLORESPATA: BARRA 138KV	REU523/ABB	138	$\frac{138}{\sqrt{3}} / \frac{0.1}{\sqrt{3}}$	151.8	DT	4.0	165.6	3.0	-
DOLORESPATA: LLEGADA BCO DE CAPACITOR A 10.6KV	REU523/ABB	10.6	$\frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0.1}{\sqrt{3}}$	11.6	DT	2.80	--	--	-

Ajustes de subtenión

UBICACION	RELE MODELO	KV	TT	V< (kV)	CURVA	t<	V<< (kV)	t<< (seg)	OBS
DOLORESPATA: BARRA 138KV	REU523/ABB	138	$\frac{138}{\sqrt{3}} / \frac{0.1}{\sqrt{3}}$	124.2	DT	4.00	110.4	3.00	-

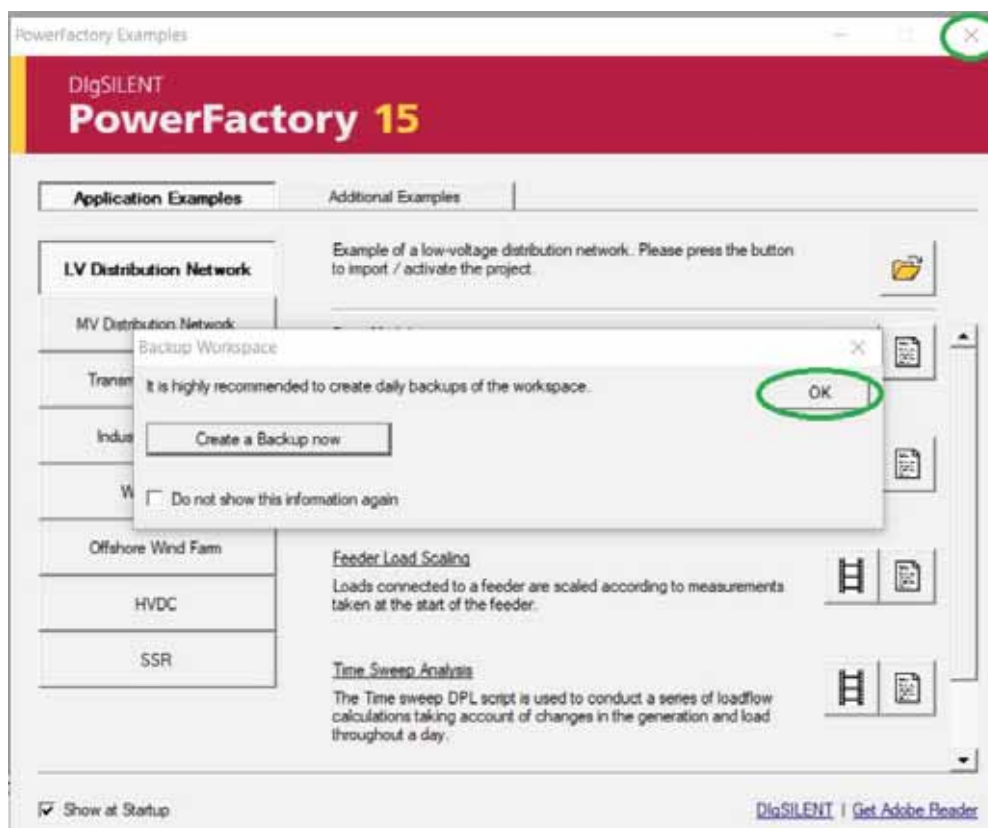
- Se recomienda implementar o verificar si en el relé REF615 (celda de llegada al banco de capacitores B) cuenta con la función de sobretensión homopolar y éste debería ajustarse un 10% de la tensión nominal en media tensión con un tiempo de disparo de al menos 250mseg mayor al tiempo de disparo del relé electromecánico TA1110 que protege al transformador Zig-Zag y que además cuando se active dicha función aperturen todos los interruptores de llegada y salida a la barra 10.6kV con el objetivo de despejar fallas a tierra en barra. De no poder contar con la función de sobretensión homopolar, se requiere cambiar el relé REU523 por otro relé que cuente con las funciones de protección de sobretensión, subtenión y sobretensión homopolar. Finalmente, antes de su activación para su verificación se recomienda realizar mediciones reales de la sobretensión homopolar.
- En la subestación Dolorespata se recomienda cambiar los equipos de protección que son ambiguos por unos que presenten mayores bondades.

ANEXO 15 PASOS PARA CALCULAR LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN EL SOFTWARE DIGSILENT POWER FACTORY. 15.1.7

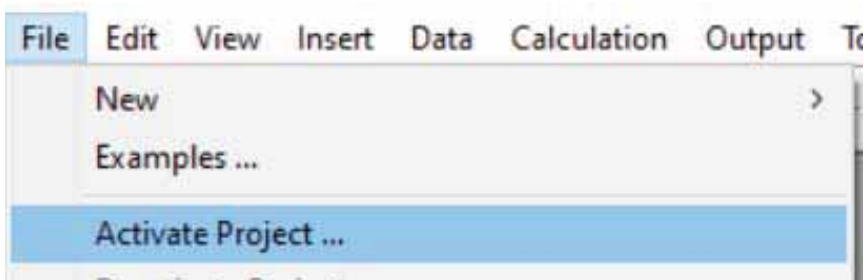
1. Iniciar el programa damos clic en el icono.



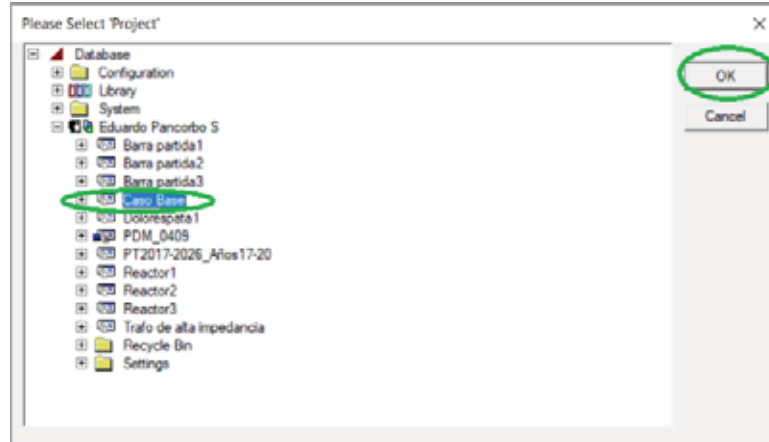
2. Damos en el botón de Ok y cerramos la ventana de ejemplos.



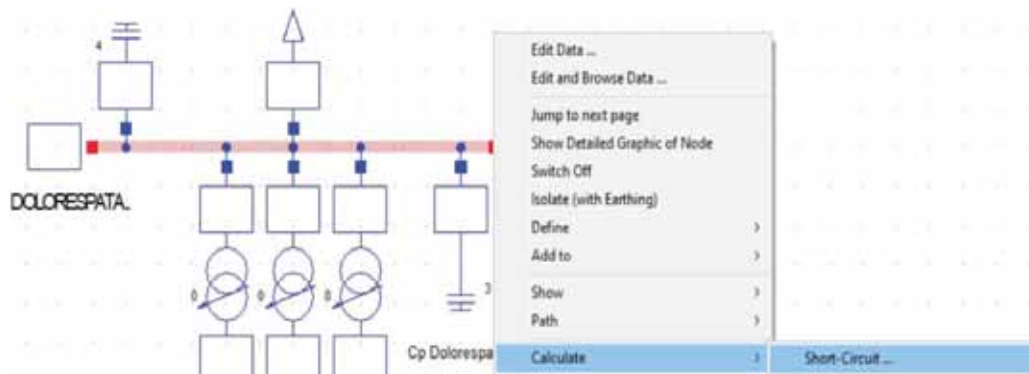
3. Vamos al menú de file y damos en Activate Project.



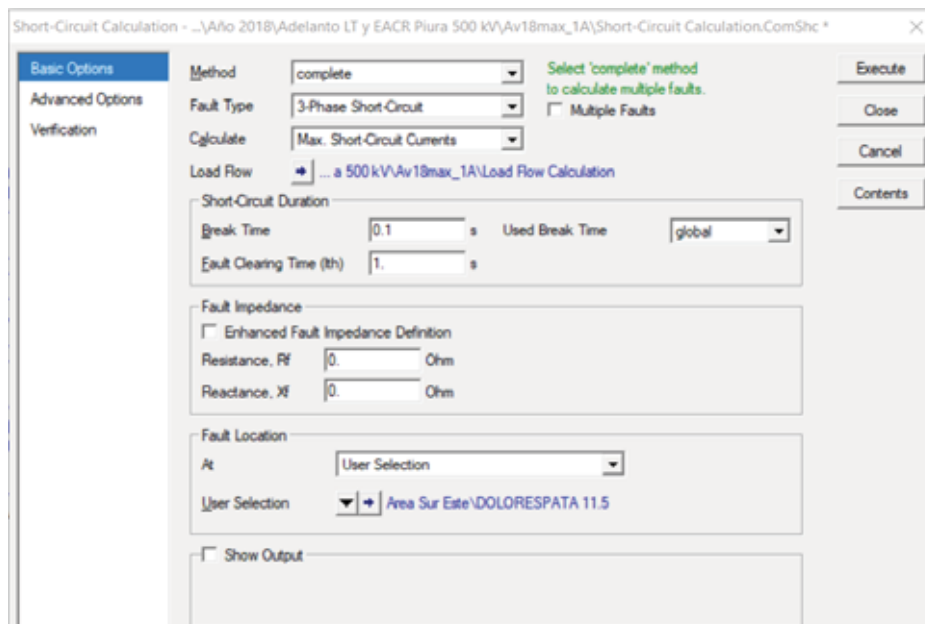
4. Seleccionamos el proyecto que se tiene desarrollado y damos clic en OK y esperamos a que cargue el proyecto.



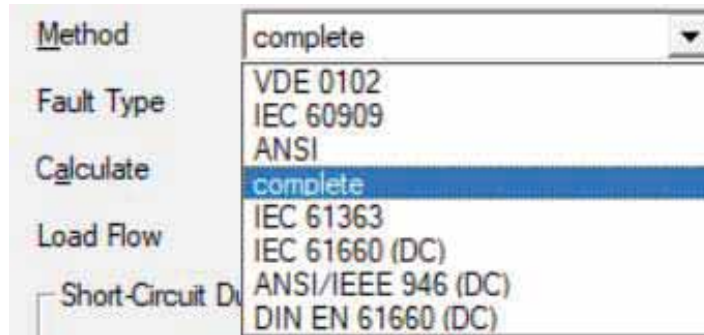
5. Una vez que el proyecto se cargo se selecciona el punto (nodo) o barra donde deseamos realizar el cálculo de la corriente de corto circuito y damos clic derecho. Para este caso seleccionamos la barra de 10.6 kV. Vamos a la opción calculate y luego Short-Circuit...



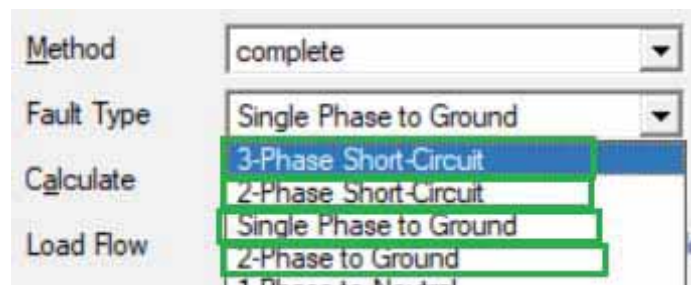
6. Se nos mostrara la ventana de Short-Circuit Calculation. (Cálculo de cortocircuito).



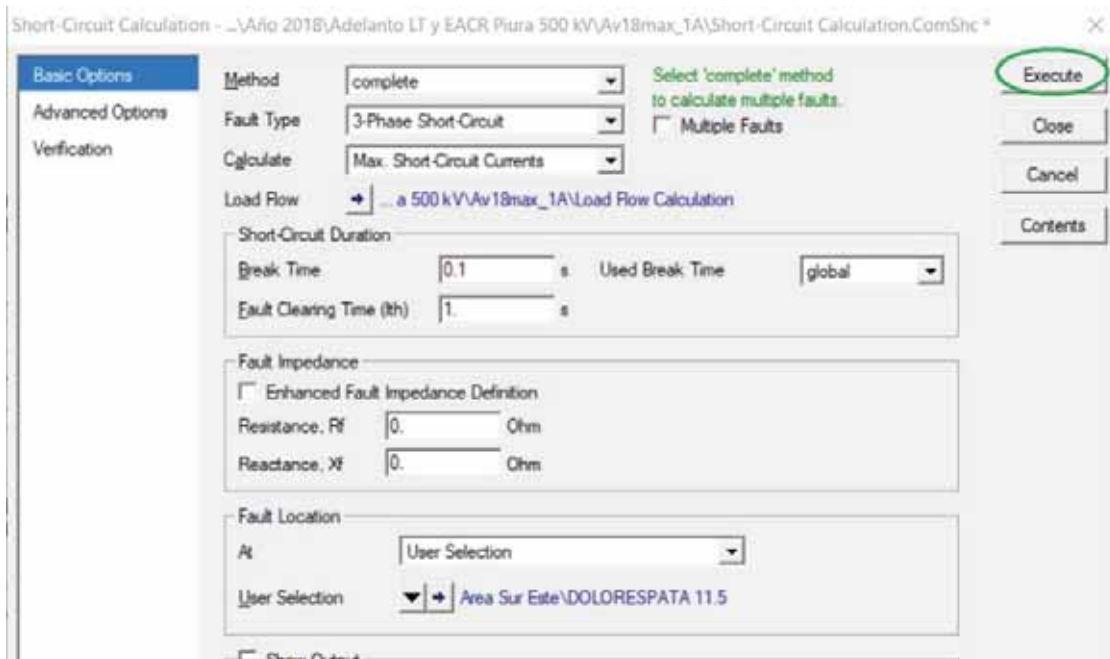
7. Para realizar el cálculo de la corriente por el método completo, seleccionamos en Method complete.



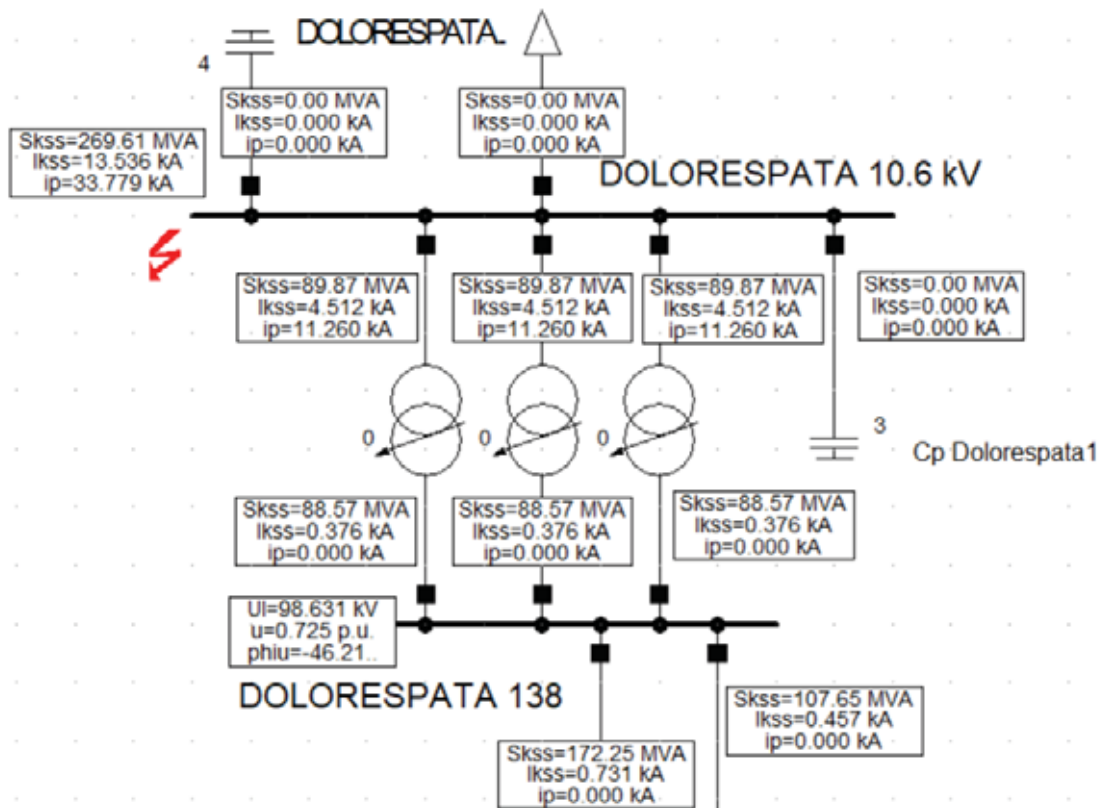
8. Luego seccionamos el tipo de falla para este trabajo se ha elegido 3-Phase short-circuit. (Falla trifasica), 2-Phase short (Bifasica), 2-Phase to ground (Bifasica a Tierra) y single Phase to ground (fase a tierra), como se muestra en la siguiente imagen.



9. Una vez seleccionado el tipo de falla damos clic en Execute.



10. Se podrá observar el resultado dentro de los cuadros, así como también se ve el resultado de los otros componentes del sistema. El rayo de color rojo indica el lugar donde se ha simulado la corriente de corto circuito, para este caso se simuló en la barra de 10.6 kV.



Comparación de las normas IEC y ANSI/IEEE

ANSI/IEEE Estados Unidos	IEC Europa
<ol style="list-style-type: none"> 1. La tensión de la fuente es equivalente a la tensión pre falla en el punto de ubicación. 2. Las maquinarias se representan por sus impedancias internas. 3. Las capacitancias de las líneas y las cargas estáticas se desprecian. 4. Las impedancias del sistema se suponen equilibradas. 5. Se emplean el método de componentes simétricas. 6. Las corrientes momentáneas se calculan a través de las impedancias subtransitorias en la red a ½ ciclo. 7. Las corrientes de interrupción se calculan mediante impedancias transitorios de la red a 1.5-4 ciclos. 8. Las corrientes de estado estacionarios se calcula a través de las impedancias de estado estacionario a los 30 ciclos. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. La tensión pre falla se ajusta mediante el factor mediante un factor C. 2. Las maquinas se representan por sus impedancias internas. 3. Las capacitancias de las líneas y las cargas estáticas se desprecian. 4. Las impedancias del sistema se suponen equilibradas. 5. Se emplean el método de componentes simétricas. 6. Se consideran la distancia eléctrica desde la falla a los generadores asíncronos. 7. Para fallas alejadas del generador síncrono se supone que la corriente de CC inicial simétrica. 8. En el calculo de fallas desbalanceadas se considera las capacitancias de secuencia cero de líneas, cables, etc. 9. Corrientes de estado estacionario tiene en cuenta a la red externa, generador y maquina síncrona.

- IEC 60909 short circuit currents in three phase a.c. systems actualizado al año 2016.
- IEEE std c37.010 2016 IEEE GUIDE for AC high Voltage circuit Breakers > 1000 V AC Rated on a symmetrical current basis.

CÁLCULO TEÓRICO (MANUAL) DE CORTOCIRCUITO EN LA BARRA DE 10.5 KV DE LA SUBESTACIÓN DE DOLORESPATA 2019.

Se presenta a continuación, el proceso de cálculo manual (sin software) correspondiente a la falla comúnmente mas severa, el cual es la falla trifásica en la barra de 10.5 kV de la subestación de Dolorespata - 2019. Según los principales métodos (Estándar) de cálculo:

- El método ANSI / IEEE
- El método IEC
- El método completo

1. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO SEGÚN MÉTODO ANSI

1.1. PROCEDIMIENTO SECUENCIAL:

El método ANSI es un método de cálculo simplificado y confiable para seleccionar interruptores. Para su aplicación, previamente es necesario el análisis por unidad.

El análisis por unidad constituye un medio de expresar los números, en tal forma que se facilite su comparación.

$$\text{Por Unidad} = \frac{\text{un numero real}}{\text{un numero base}}$$

El análisis Por unidad aplicada a cálculos de cortocircuito convierte todas las diferentes reactancias de un sistema eléctrico a una relación con base en un número convenientemente elegido.

Asimismo, debido a que los sistemas trifásicos balanceados se pueden resolver como sistemas monofásicos, las bases son los KVA por fase y los KV de línea a línea. De esa forma es posible calcular los demás parámetros base:

$$I(\text{Base}) = \frac{KVA(\text{Base})}{\sqrt{3}KV(\text{Base})}$$

$$Z(\text{Base}) = \frac{(KVA(\text{Base}))^2}{1000 \times KVA(\text{Base})}$$

Se procederá al cálculo del cortocircuito trifásico por el método por unidad, según la siguiente metodología:

- a) Preparar el Diagrama del Sistema de Potencia.**
- b) Recolección y conversión de datos de impedancia a p.u.**

Para el cálculo las reactancias por unidad se usarán las siguientes fórmulas:

Suministro del SEIN:

$$Reactancia\ Unitaria = \frac{KVA\ (Base)}{KVA(possible\ de\ cortocircuito)}$$

Transformadores:

$$Reactancia\ Unitaria = \frac{Reactancia\ Unitaria\ (a\ capacidad\ nominal) \times KVA\ (Base)}{KVA(nominal)}$$

c) Cálculo de la impedancia equivalente (Z_{eq})

d) Cálculo de la corriente de cortocircuito

El paso final es para calcular la corriente de cortocircuito. Los cálculos detallados son influenciados por el voltaje nominal del sistema y los resultados deseados del cálculo:

- Esfuerzo momentáneo del primer ciclo para fusibles de baja y alta tensión ó interruptores de baja tensión.

$$I_{cc\ sim} = \frac{KVA\ base}{X\ (eq\ total) \times KV\sqrt{3}}$$

- La magnitud rms (asimétrica) total máxima de la corriente con la más alta asimetría durante el primer ciclo de un cortocircuito trifásico franco (cero impedancia en el punto de cortocircuito):

$$I_{cc\ asim} = 1.6 \times I_{cc\ sim}$$

NOTA: Las normas ANSI, IEEE han establecido un multiplicador para convertir la corriente de cortocircuito simétrico a cortocircuito asimétrico o lo que es recorrer la onda de cortocircuito simétrico del eje Cero de 1.6 para sistemas industriales de media y alta tensión (Ver cuadro 1).

Cuadro 1: Factor de multiplicación Remoto para diferentes cortocircuitos y X/R, Base de corriente total:

X/R Relación	IC de 8 Ciclos (TSC4 Ciclos)	IC de 5 Ciclos (TSC3 Ciclos)	IC de 3 Ciclos (TSC2 Ciclos)	IC de 2 Ciclos (TSC1.5 Ciclos)
100	1.487	1.540	1.599	1.63
90	1.464	1.522	1.585	1.619
80	1.438	1.499	1.569	1.606
70	1.405	1.472	1.548	1.59
60	1.366	1.438	1.522	1.569
50	1.316	1.393	1.487	1.54
45	1.286	1.366	1.464	1.255
40	1.253	1.334	1.438	1.499
35	1.215	1.297	1.405	1.472
30	1.172	1.253	1.366	1.438
25	1.126	1.201	1.316	1.393
20	1.078	1.142	1.253	1.334
18	1.059	1.116	1.223	1.305
16	1.042	1.091	1.190	1.271
14	1.027	1.066	1.154	1.233
12	1.015	1.042	1.11	1.190
10	1.007	1.023	1.078	1.142
9	1.004	1.015	1.059	1.116
8	1.002	1.009	1.042	1.091
7	1.001	1.005	1.027	1.066
6	1.000	1.002	1.015	1.047
5	1.000	1.00	1.007	1.023
4	1.000	1.000	1.002	1.009
3	1.000	1.000	1.000	1.002
2	1.000	1.000	1.000	1.000
1	1.000	1.000	1.000	1.000

e) **Esfuerzo de interrupción para interruptores de medio y alto voltaje.**

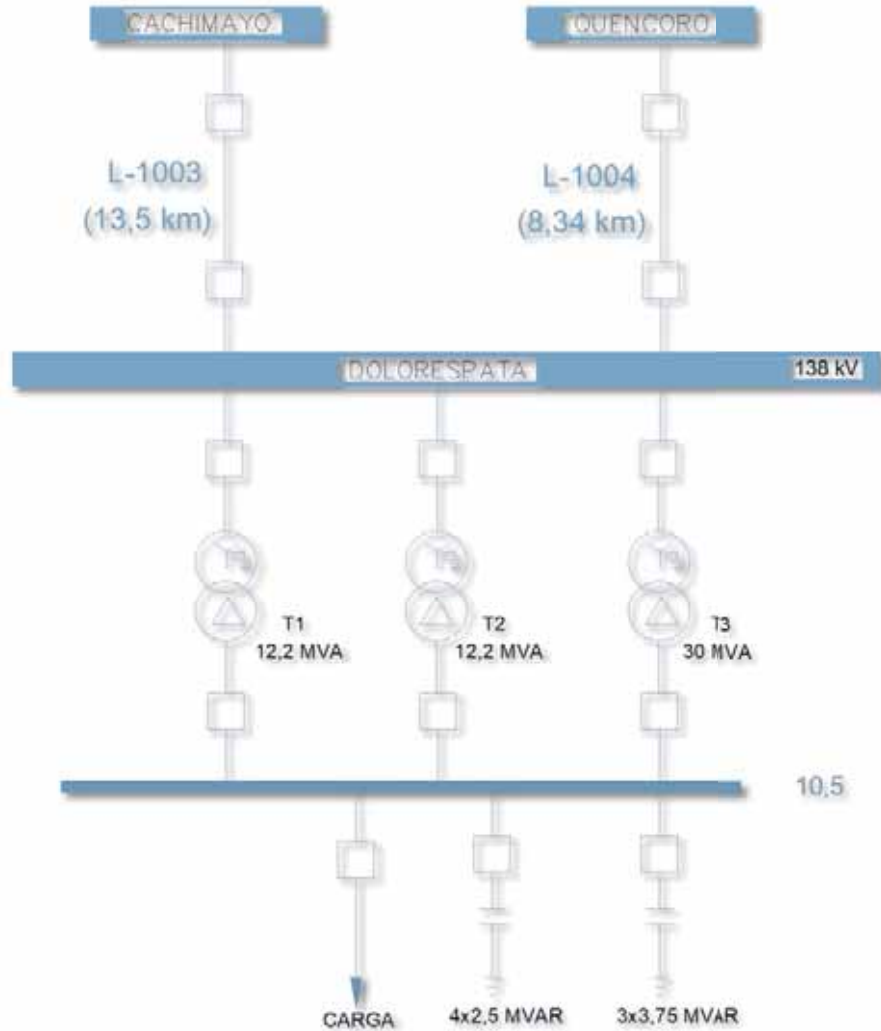
$$Pcc\ asim = factor\ de\ multiplicacion\ x\ \frac{KVA\ base}{X\ (eq)}$$

El factor de multiplicación dependerá de la relación X/R en el punto de falla y de la localización física de los generadores (generación local ó remota).

1.2. PROCEDIMIENTO DE CALCULO DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO EN DOLORESPATA (ANSI)

1.2.1. DIAGRAMA UNIFILAR

El diagrama unifilar de la subestación de Dolorespata es el siguiente:



Del cuadro anterior (anterior), vale precisar que la falla a evaluarse es en la barra de 10.5 kV. Del cual, no se considerará la contribución de corriente de cortocircuito por parte de la carga (Según COES su contribución es considerado despreciable). La falla que se determinará será el cortocircuito trifásico (la más severa según los cálculos realizados en el software Power Factory DigSILENT).

1.2.2. RECOLECCIÓN Y CONVERSIÓN DE DATOS DE IMPEDANCIA A P.U.

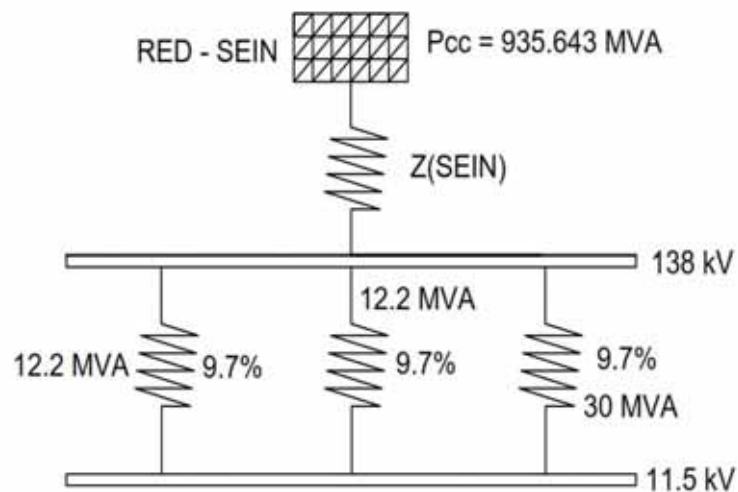
Se obtendrá los valores de reactancias de la siguiente manera:

- Para el suministro (Red del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional), la potencia de cortocircuito de referencia es obtenida de los reportes periódicos del Comité de Operación Económica del SEIN (COES). El valor obtenido es de 935.643 MVA, en un punto aguas arriba de los tres

transformadores (T1, T2 y T3), con fines de cálculo teórico se considerará bus infinito.

- Para transformadores, los valores se obtuvieron de la placa de características, siendo $Z = 9.7\%$ para los tres transformadores T1 (12.2 MVA), T2(12.2 MVA) y T3(30 MVA).

Con estos datos, se elabora un Diagrama de Reactancias mostrando los valores de las reactancias de los elementos de la subestación, expresadas a su propia capacidad.

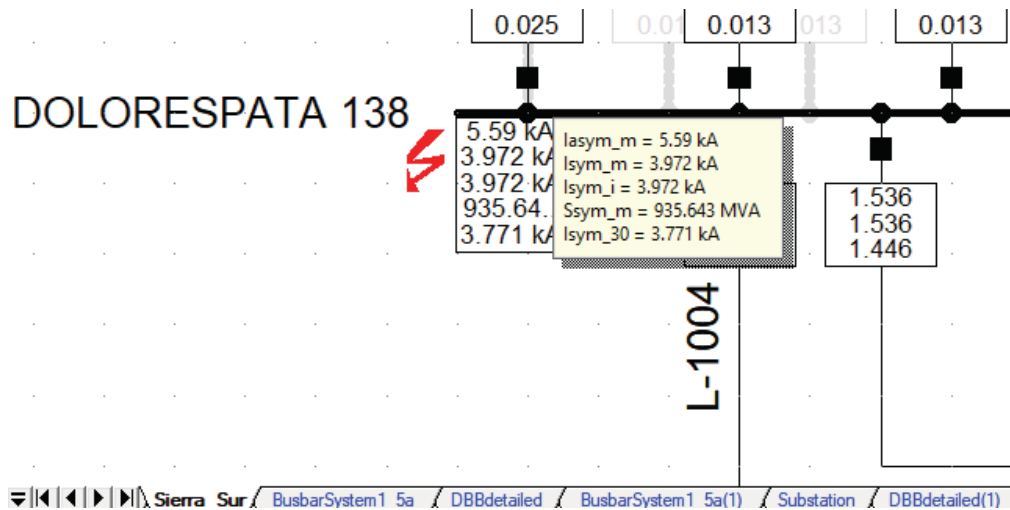


1.2.3. SELECCIÓN DE LOS VALORES DE POTENCIA BASE Y VOLTAJE BASE

SELECCIÓN DE LOS VALORES DE POTENCIA BASE Y VOLTAJE BASE

POTENCIA BASE:

Potencia Base = 935,643 MVA



TENSIONES BASE DE LOS BUSES:

$$TENSION\ BASE\ (bus\ A) = 138\ KV$$

$$TENSION\ BASE\ (bus\ B) = 11.5\ KV$$

CORRIENTE BASE DE LOS BUSES:

$$CORRIENTE\ BASE\ (bus\ A) = \frac{P.\ BASE}{\sqrt{3}V.\ BASE\ BUS\ A} = \frac{935.643 \times 10^3\ KVA}{\sqrt{3} \times 138\ KV} = 3.914\ kA$$

$$CORRIENTE\ BASE\ (bus\ B) = \frac{P.\ BASE}{\sqrt{3}V.\ BASE\ BUS\ B} = \frac{935.643 \times 10^3\ KVA}{\sqrt{3} \times 11.5\ KV} = 46.973\ kA$$

1.2.4. CONVERSIÓN A CANTIDADES POR UNIDAD (P.U.)

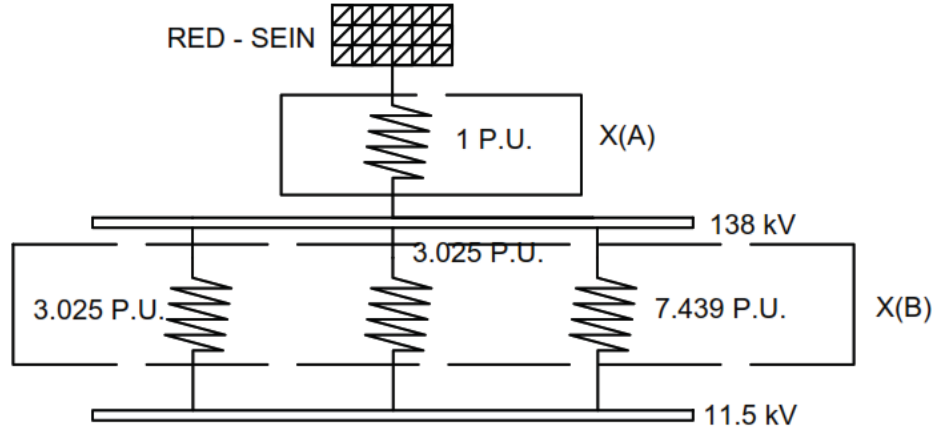
A) RED EXTERNA (SEIN)

$$X(RD\ EXTERNA\ SEIN) = \frac{KVA\ BASE}{KVA\ cc\ SISTEMA} = \frac{935.643 \times 10^3\ KVA}{935.643 \times 10^3\ KVA} = 1\ P.U.$$

B) TRANSFORMADORES (T1, T2 y T3)

$$X\ T1 = X\ T2 = (0.097) \frac{(138\ KV)^2}{(138\ KV)^2} * \frac{935.643\ MVA}{12.2\ MVA} = 7.439\ P.U.$$

$$X\ T3 = (0.097) \frac{(138\ KV)^2}{(138\ KV)^2} * \frac{935.643\ MVA}{30\ MVA} = 3.025\ P.U.$$



1.2.5. REDUCCIÓN DEL DIAGRAMA DE REACTANCIAS

$$X(A) = 1 P.U.$$

$$X(B) = \left(\frac{1}{3.025} + \frac{1}{3.025} + \frac{1}{7.439} \right)^{-1} = 1.6683 P.U.$$

$$X(\text{equivalente}) = 1 + 1.6683 = 2.6683 P.U.$$

1.2.6. CÁLCULO DE LA CORRIENTE MOMENTÁNEA DE CORTOCIRCUITO

La fórmula para calcular la corriente simétrica momentánea de cortocircuito (rms), es usando la corriente base calculada anteriormente por la relación E/X (suponiendo un voltaje de pre-falla igual a 1.0 pu, para una falla franca, es decir, cero impedancia en el punto de falla):

$$I_{cc \text{ sim}} = \frac{E}{X(\text{equivalente})} \times I(\text{BASE}) = \frac{1}{2.6683} \times 46.973 = 17.604 \text{ kA}$$

El cortocircuito asimétrico o lo que es recorrer la onda de cortocircuito simétrico del eje Cero de 1.6 para sistemas de media y alta tensión es:

$$I_{cc \text{ asim}} = I_{cc \text{ sim}} \times \text{FACTOR DE MULTIPLICACIÓN}$$

$$I_{cc \text{ asim}} = 17.604 \times 1.6 = 28.166 \text{ kA}$$

2. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO SEGÚN MÉTODO IEC 60909

La norma IEC 60909 conceptualiza y presenta un procedimiento, que utiliza las componentes simétricas. Se aplica a redes eléctricas con una tensión de servicio que sea

inferior a 550 kV. Desarrolla el cálculo de las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas. Las primeras, las máximas, permiten determinar las características que hay que asignar a los materiales eléctricos. Las segundas, las mínimas, son necesarias para ajustar el calibre de las protecciones de sobreintensidad.

2.1.PROCEDIMIENTO SECUENCIAL IEC (60909)

a) Cálculo de la tensión equivalente en el punto de falla, es igual a:

$$V(eq) = c \cdot \frac{V_{nominal}}{\sqrt{3}}$$

Se introduce un factor “c” de la tensión porque es necesario para tener en cuenta:

- Las variaciones de tensión en el espacio y en el tiempo.
- Los cambios eventuales en las conexiones de los transformadores.
- El comportamiento subtransitorio de los alternadores y de los motores.

Los valores del factor c se muestran en el siguiente cuadro:

Tensión nominal Un	Factor de tensión c para el cálculo de	
	Icc máx.	Icc mín.
BT (100 a 1000 V)		
Si tolerancia + 6%	1,05	0,95
Si tolerancia + 10%	1,1	0,95
AT		
1 a 550 kV	1,1	1

- b) Determinación y suma de las impedancias equivalentes, directa, inversa y homopolar, aguas arriba del punto de defecto.
- c) Cálculo de la corriente de cortocircuito inicial, con ayuda de las componentes simétricas. En la práctica, según el tipo de defecto, las fórmulas a emplear para el cálculo de Icc trifásico es:

$$I''(k) = c \cdot \frac{V_{nominal}}{\sqrt{3} \cdot Z_{eq}} \dots \dots \dots \text{Para falla general y falla alejado de los generadores}$$

d) A partir del cálculo del valor eficaz de corriente de cortocircuito inicial (I'' k), se determinan las otras grandes características:

- Ip : El valor pico (cresta).
- Ib : El valor eficaz de la corriente de cortocircuito simétrico cortada.
- Icc: El valor eficaz de la corriente de cortocircuito permanente.

Para los cortocircuitos alejados de los alternadores hay igualdad (Caso de la subestación de Dolorespata):

- Por una parte, entre los valores de corrientes de cortocircuito inicial (I''_k), permanente (I_k) y cortada (I_b): ($I''_k = I_k = I_b$).
- Y, por otra, entre las impedancias directa (Z_d) e inversa (Z_i) o sea ($Z_d = Z_i$).

Condiciones a respetar para el cálculo de las corrientes de cortocircuito máxima

- El factor de tensión «c» a aplicar corresponde al cálculo de cortocircuito máximo.
- De todas las hipótesis y aproximaciones sólo deben considerarse las que nos conducen a un cálculo por exceso.
- Las resistencias RL de las líneas (líneas aéreas, cables, conductores de fase y neutro) hay que considerarlas a una temperatura de 20 °C.

Condiciones a respetar para el cálculo de las corrientes de cortocircuito mínima

- Aplicar el valor del factor de tensión c correspondiente a la tensión mínima autorizada para la red.
- Elegir la configuración de la red y, en ciertos casos, la alimentación mínima para generadores y líneas de alimentación de la red, de tal manera que nos conduzcan al valor mínimo de la corriente de cortocircuito en el punto del defecto.
- Tener en cuenta la impedancia de los transformadores de corriente, etc.
- Ignorar los motores.
- Considerar las resistencias RL a la temperatura más elevada previsible:

$$R(L) = [1 + \frac{0.004}{\text{°C}} (\theta_e - 20\text{°C}) x R(L20)]$$

Donde $R(L20)$ es la resistencia a la temperatura de 20 °C y θ_e la temperatura (en °C) admisible para el conductor al acabar el cortocircuito. El factor 0,004/°C se aplica al cobre, al aluminio y a las aleaciones de aluminio.

Factores de corrección de impedancia

La IEC 60909 ha introducido unos factores de corrección de impedancia para responder a las exigencias de precisión técnica y de simplicidad durante el cálculo de las corrientes de cortocircuito. Estos diferentes factores, presentes a partir de aquí, deben de aplicarse a las impedancias de cortocircuito de ciertos elementos de red.

- **Factor K(T):** se ha introducido un factor de corrección de impedancia para los transformadores de red con dos o tres arrollamientos.

$$Z(\text{transformador}) = K(T) \cdot Z(T)$$

$$K(T) = 0.95 \cdot \frac{c(\text{máx})}{1 + 0.6 \cdot x(T)}$$

- Donde $x(T)$ es la reactancia relativa del transformador:

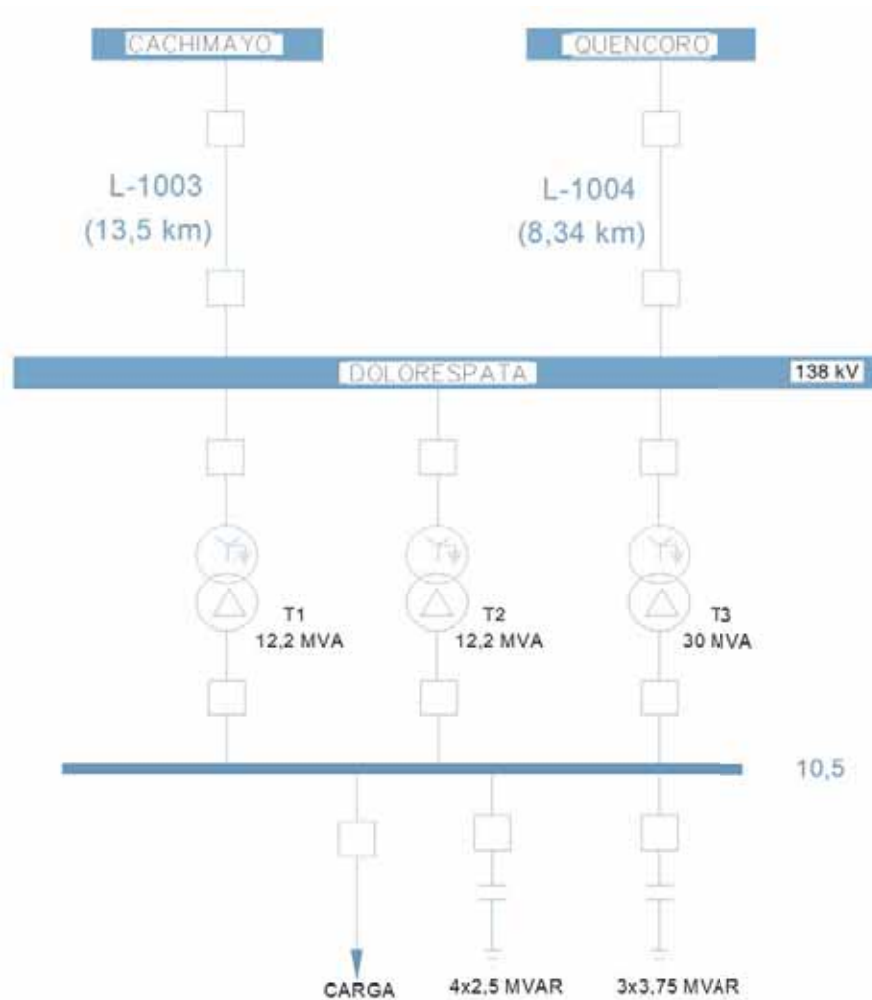
$$x(T) = X(T) \cdot \frac{S(T)}{V(T)^2}$$

- $C_{m\acute{a}x}$: es el factor de tensión para la tensión nominal de la red referida al lado BT del transformador de red.

El factor de corrección de impedancia debe de ser también aplicado a las impedancias inversa y homopolar del transformador para el cálculo de las corrientes de cortocircuito asimétricas.

2.2. PROCEDIMIENTO DE CALCULO DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO EN DOLORESPATA (IEC)

2.2.1. Diagrama Unifilar SET Dolorespata



2.2.2. Cálculo de la impedancia de la red del SEIN (referido al lado de baja de los transformadores)

$$Z(SEIN) = \frac{c * V(nominal AT)}{\sqrt{3} * I_{cc}(SEIN)} * \frac{(V nominal MT)^2}{(V nominal AT)^2}$$

$$Z(SEIN) = \frac{1.1 \cdot 138 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 4.420 \text{ kA}} * \frac{(11.5 \text{ kV})^2}{(138 \text{ kV})^2} = 0.1377 \text{ m}\Omega$$

A falta de datos específicos, se tomara $R/X = 0.1$

$$X(SEIN) = 0.995 * Z(SEIN) = 0.1370 \text{ m}\Omega$$

$$R(SEIN) = 0.1 * X(SEIN) = 0.0137 \text{ m}\Omega$$

$$Z(SEIN) = (0.1370 + j0.01370) \text{ m}\Omega = 0.1377 \text{ m}\Omega$$

2.2.3. Cálculo de la impedancia de los transformadores

➤ Impedancia de los transformadores T1 y T2 (Z_{kT1} y Z_{kT2})

$$Z_{T1} = Z_{T2} = Z\% * \frac{(VMT^2)}{S \text{ (nominal)}}$$

$$Z_{T1} = Z_{T2} = 0.097 * \frac{(11.5^2)}{12200} = 1.0515 \text{ m}\Omega$$

$$R_{T1} = R_{T2} = \text{Perdidas (kW)} * \frac{(VMT^2)}{Sn^2}$$

$$R_{T1} = R_{T2} = 79.02 \text{ kW} * \frac{(11.5^2)}{12200^2} = 0.07 \text{ m}\Omega$$

$$X_{T1} = X_{T2} = \sqrt{1.0515^2 - 0.07^2} = 1.047 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{T1} = Z_{T2} = (0.07 + j1.047) \text{ m}\Omega$$

El factor de corrección (KT) de la impedancia se obtiene mediante:

$$x(T1) = x(T2) = X(T) * \frac{(S_{nom})}{(VMT^2)}$$

$$x(T1) = x(T2) = 1.047 * \frac{(12.2)}{(11.5^2)} = 0.09659 \text{ m}\Omega$$

$$K_{T1} = K_{T2} = 0.95 * \frac{c \text{ max}}{1 + 0.6 * x(T)}$$

$$K_{T1} = K_{T2} = 0.95 * \frac{1.1}{1 + 0.6 * 0.09659} = 0.98776$$

Considerando lo anterior se tiene:

$$ZkT1 = ZkT2 = KT * ZT = (0.069 + j1.034)m\Omega = 1.0363 m\Omega$$

➤ **Impedancia del transformador T3 (ZkT3)**

$$ZT3 = Z\% * \frac{(VMT^2)}{S (nominal)}$$

$$ZT1 = 0.097 * \frac{(11.5^2)}{30000} = 0.428 m\Omega$$

$$RT3 = Perdidas (kW) * \frac{(VMT^2)}{Sn^2}$$

$$RT3 = 141.974 kW * \frac{(11.5^2)}{30000^2} = 0.02086 m\Omega$$

$$XT3 = \sqrt{0.428^2 - 0.02086^2} = 0.4275 m\Omega$$

$$ZT3 = (0.02086 + j0.4275)m\Omega$$

El factor de corrección (KT) de la impedancia se obtiene mediante:

$$x(T3) = X(T3) * \frac{(Snom)}{(VMT^2)}$$

$$x(T3) = 0.4275 * \frac{(30)}{(11.5^2)} = 0.09698 m\Omega$$

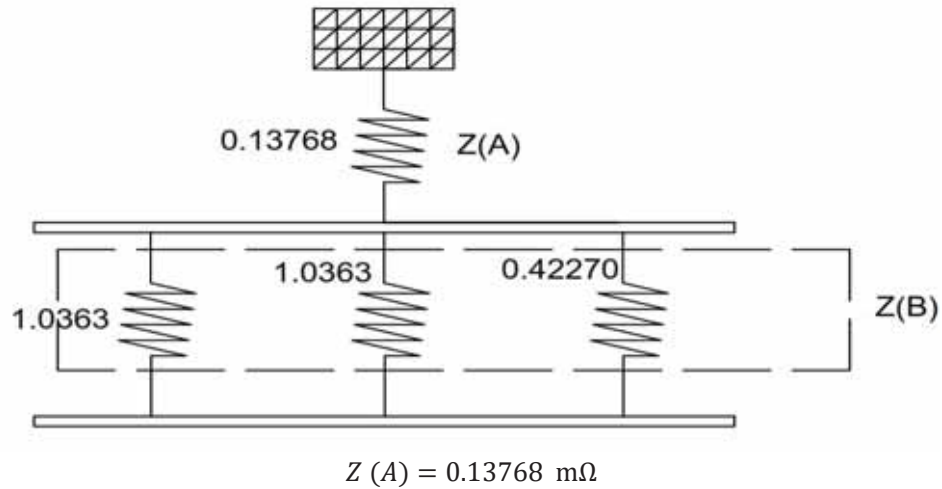
$$KT3 = 0.95 * \frac{c \max}{1 + 0.6 * x(T)}$$

$$KT3 = 0.95 * \frac{1.1}{1 + 0.6 * 0.09698} = 0.98754$$

Considerando lo anterior se tiene:

$$ZkT3 = KT * ZT3 = (0.0206 + j0.4222)m\Omega = 0.42270 m\Omega$$

2.2.4. Diagrama de impedancias vistas desde el punto de la falla y cálculo de la impedancia total equivalente.



$$X(B) = \left(\frac{1}{1.0363} + \frac{1}{1.0363} + \frac{1}{0.42270} \right)^{-1} = 0.2328 \text{ P.U.}$$

$$Z(\text{equivalente total}) = Z(A) + Z(B) = 0.37047 \text{ m}\Omega$$

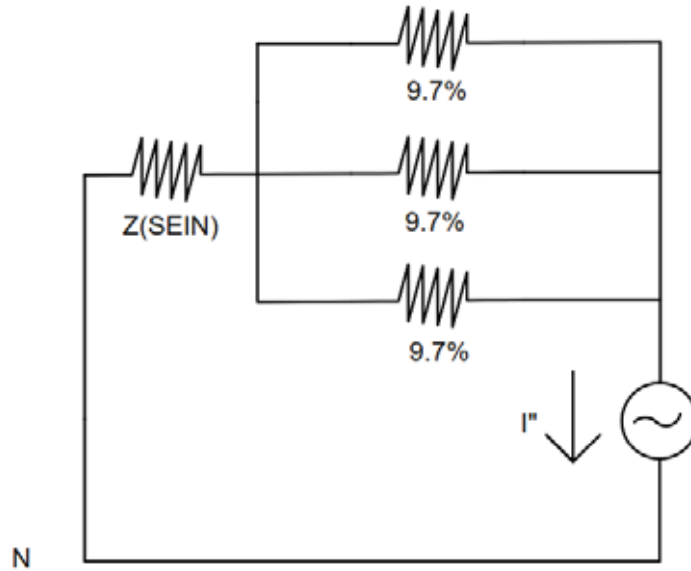
2.2.5. Cálculo de la corriente de cortocircuito (I''_k)

$$I''_k = \frac{c * V \text{ nom}}{\sqrt{3} * Z(\text{equivalente total})}$$

$$I''_k = \frac{1.1 * 11.5 \text{ kV}}{\sqrt{3} * 0.37047} = 19.714 \text{ kA}$$

3. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO SEGÚN MÉTODO COMPLETO

De igual forma que los métodos mencionados, se procede al cálculo de la corriente de cortocircuito. A partir del diagrama unifilar de la subestación de Dolorespata. Con el modelamiento respectivo para hallar el circuito Thevenin equivalente. A continuación se muestra la representación inicial de cálculo.



3.1.1. CÁLCULOS PREVIOS

Potencia Base = 935,643 MVA

TENSION BASE (bus A) = 138 KV

TENSION BASE (bus B) = 11.5 KV

$$CORRIENTE BASE (bus B) = \frac{935.643 \times 10^3 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 11.5 \text{ KV}} = 46.973 \text{ kA}$$

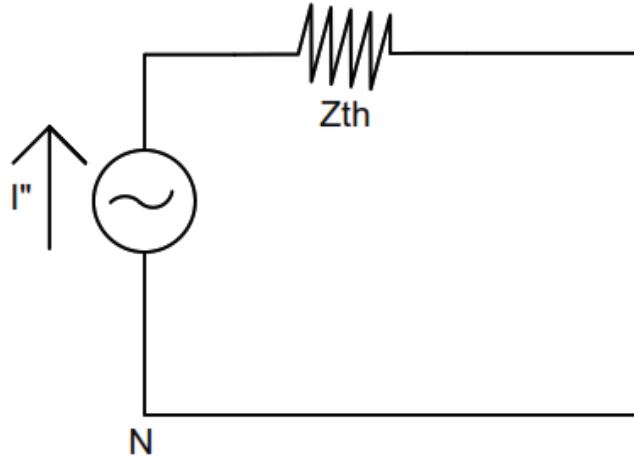
3.1.2. CONVERSIÓN A CANTIDADES POR UNIDAD (P.U.)

$$X(SEIN) = \frac{935.643 \times 10^3 \text{ KVA}}{935.643 \times 10^3 \text{ KVA}} = 1 \text{ P.U.}$$

$$X T1 = X T2 = (0.097) \frac{(138 \text{ KV})^2}{(138 \text{ KV})^2} * \frac{935.643 \text{ MVA}}{12.2 \text{ MVA}} = 7.439 \text{ P.U.}$$

$$X T3 = (0.097) \frac{(138 \text{ KV})^2}{(138 \text{ KV})^2} * \frac{935.643 \text{ MVA}}{30 \text{ MVA}} = 3.025 \text{ P.U.}$$

3.1.3. CÁLCULO DE LA IMPEDANCIA THÉVENIN (Z_{th})



$$Z_{th} = \left(\frac{1}{7.439} + \frac{1}{7.439} + \frac{1}{3.025} \right)^{-1} + 1 = 2.6683 \text{ P.U.}$$

3.1.4. CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO (I'')

Suponiendo un voltaje de pre-falla igual a 1.0 pu, es decir, cero impedancia en el punto de falla:

$$I'' (\text{barra } 11.5 \text{ kV}) = \frac{E}{X(\text{equivalente})} = \frac{1}{2.6683} = 0.3748$$

Valores en amperios: Multiplicando por la corriente base se obtiene:

$$I_{cc} (\text{barra } 11.5 \text{ kV}) = I'' * I(\text{BASE}) = 0.3748 * 46.973 = 17.604 \text{ kA}$$

Nota: Vale señalar que los resultados son similares a la corriente de cortocircuito trifásica simétrica momentánea determinado según método ANSI.