

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**“ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS Y CALIBRACIÓN DE
PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN EL SISTEMA DE
TRANSMISIÓN DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA
DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO”**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

CAMILO GABRIEL ROMERO SÁNCHEZ
camilo.romers@gmail.com

DIRECTOR: DR. JESÚS JÁTIVA IBARRA
jjativa@yahoo.com

Quito, febrero 2012

DECLARACIÓN

Yo Camilo Gabriel Romero Sánchez, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Camilo Gabriel Romero Sánchez

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Camilo Gabriel Romero Sánchez, bajo mi supervisión.

Dr. Jesús Játiva I.
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar quiero agradecer a Dios por darme la fortaleza y llevarme siempre con él para seguir adelante y nunca desmayar.

A mi padre Jorge y especialmente a mi madre Sonia por haberme motivado, acompañado y aconsejado durante este largo camino de estadía en la universidad. Sé que están muy orgullosos por haber llegado hasta aquí. También a mi hermana Romina, y aunque vives lejos, te hubiese gustado estar aquí compartiendo esta felicidad conmigo, gracias ñaña. A mis tías y tíos por brindarme ese amor que solo una familia lo puede dar.

A mi director de tesis, Dr. Jesús Játiva, por acogerme y haberme brindado la posibilidad de realizar este proyecto de titulación en la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento, gracias.

No podía pasar por alto a ustedes, mis grandes amigos, con los que empezamos esta larga travesía y me acompañaron hasta el final. Muchas Gracias amigos.

A la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento por permitir que este trabajo sea el último y el más importante en toda la vida de la Poli.

DEDICATORIA

A mi familia...

CONTENIDO

DECLARACIÓN	I
CERTIFICACIÓN	II
AGRADECIMIENTOS.....	III
DEDICATORIA.....	IV
LISTADO DE TABLAS	VIII
LISTADO DE FIGURAS.....	IX
RESUMEN.....	X
PRESENTACIÓN.....	XI
CAPÍTULO 1.....	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	1
1.2 OBJETIVOS.....	2
1.1.1 OBJETIVO GENERAL.....	2
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.3 ALCANCE	2
1.4 ANÁLISIS DE FALLAS DE CORTOCIRCUITOS.....	4
1.4.1 GENERALIDADES	4
1.4.2 FUENTES DE CORTOCIRCUITO.....	4
1.4.2.1 Generador sincrónico.....	5
1.4.2.2 Motor sincrónico	6
1.4.2.3 Motor asíncrono o de inducción.....	6
1.4.2.4 Fuentes equivalentes externas.....	6
1.4.3 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO SIMÉTRICA EN UN GENERADOR.....	7
1.4.3.1 Reactancia subtransitoria.....	7
1.4.3.2 Reactancia transitoria.....	8
1.4.3.3 Reactancia en estado estable.....	8
1.4.4 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO ASIMÉTRICA EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	8
1.4.5 CORRIENTE TOTAL DE CORTOCIRCUITO	10
1.4.6 SELECCIÓN DE DISYUNTORES	11
1.4.7 TIPOS DE CORTOCIRCUITOS.....	13
1.4.8 COMPONENTES SIMÉTRICOS.....	13
1.4.8.1 Definición de los componentes simétricos	14
1.4.8.2 Fasor trifásico desbalanceado con redes de secuencia	15
1.4.9 REDES DE SECUENCIA DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	17
1.4.9.1 Redes de secuencia de la líneas de trasmisión.....	17
1.4.9.2 Redes de secuencia de la los transformadores trifásicos de dos devanados	18
1.4.9.3 Redes de secuencia de las máquinas sincrónicas	19
1.4.10 ANÁLISIS DE FALLAS SIMÉTRICAS Y ASIMÉTRICAS.....	20
1.4.10.1 Falla trifásica.....	20
1.4.10.2 Falla monofásica	21
1.4.10.3 Falla bifásica.....	23
1.4.10.4 Falla bifásica a tierra	24
1.5 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EPMAPS.....	25
1.5.1 INTRODUCCIÓN	25
1.5.2 SISTEMA PAPALLACTA INTEGRADO.....	26
1.5.3 SISTEMA LA MICA QUITO SUR	26
1.5.4 ESQUEMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO	27
1.5.5 OPERACIÓN DEL SISTEMA.....	29
1.6 CENTRALES ELÉCTRICAS	29
1.6.1 CENTRAL HIDROELÉCTRICA RECUPERADORA	29
1.6.1.1 Impedancias características del generador.....	31
1.6.2 CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL CARMEN.....	31
1.6.2.1 Impedancias características del generador.....	33
1.7 SUBESTACIONES	34
1.7.1 SUBESTACIÓN RECUPERADORA.....	34
1.7.1.1 Disyuntores.....	35

1.7.2	SUBESTACIONES BOOSTER 1 y BOOSTER 2	36
1.7.2.1	Motores de inducción de las estaciones de bombeo	36
1.7.2.1.1	Modelación de los motores de inducción	39
1.7.2	SUBESTACIÓN EL CARMEN.....	42
1.7.2.1	Disyuntores.....	43
1.8	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	44
1.8.1	MODELO GEOMÉTRICO DE LAS TORRES DE TRANSMISIÓN DE LA EPMAPS	45
1.8.2	MODELO GEOMÉTRICO DE LAS TORRES DE TRANSMISIÓN DE LA E.E.Q. S.A.	46
1.8.3	CONDUCTOR DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA EPMAPS	47
1.8.3.1	Conductor tripolar de potencia [15].....	48
1.8.4	CONDUCTOR DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA E.E.Q. S.A.	48
1.8.5	RESISTIVIDADES DEL TERRENO.....	49
1.8.6	CÁLCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	50
CAPÍTULO 2.....		52
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS.....		52
2.1	CONDICIONES PREVIAS AL CORTOCIRCUITO	52
2.1.1	RESUMEN DE LA NORMA ANSI/IEEE C37.010	59
2.1.1.1	Hipótesis de cálculo.....	59
2.1.1.2	Método para determinar la relación X/R	60
2.1.1.3	Modelo del motor de inducción recomendado por la norma ANSI/IEEE C37.010	60
2.1.1.4	Cálculo de la corriente simétrica de cortocircuito.....	61
2.1.1.5	Condición Local vs Remoto	63
2.1.1.6	Factores de multiplicación para obtener la corriente total de cortocircuito	64
2.1.1.7	Factores de multiplicación para la selección actual de los disyuntores [1].....	64
2.1.1.8	Cálculo de la corriente momentánea.....	66
2.1.1.9	Cálculo de la corriente de interrupción	67
2.1.1.10	Cálculo de la corriente de 30 ciclos	67
2.2	CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO	69
2.3	CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO	74
2.4	ANÁLISIS DE RESULTADOS	79
2.4.1	COMPROBACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LOS DISYUNTORES DE ALTO VOLTAJE	82
CAPÍTULO 3.....		83
CALIBRACIÓN DE PROTECCIONES		83
3.1	PROTECCIÓN DE DISTANCIA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	83
3.1.1	GENERALIDADES	83
3.1.2	COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN	84
3.1.3	NIVELES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN.....	86
3.1.3.1	Selectividad.....	86
3.1.3.2	Velocidad	87
3.1.3.3	Sensitividad.....	87
3.1.3.4	Confiabilidad	87
3.1.4	PROTECCIÓN PRINCIPAL Y DE RESPALDO	88
3.1.5	PROTECCIÓN DE DISTANCIA	89
3.1.6	PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LOS RELÉS DE DISTANCIA	90
3.1.6.1	Impedancia primaria	91
3.1.6.2	Impedancia secundaria	91
3.1.6.3	Impedancia vista por el relé en cortocircuitos	92
3.1.7	EFECTO DE FUENTES INTERMEDIAS	93
3.1.8	RELÉ DE DISTANCIA ABB 302	94
3.1.8.1	Especificaciones técnicas [12].....	95
3.1.8.2	Modo de operación [12].....	96
3.1.8.3	Característica de impedancia del relé ABB 302.....	97
3.1.9	ZONAS DE PROTECCIÓN	98
3.1.9.1	Zona 1	98
3.1.9.1.1	Ajuste de la zona 1 de fase y tierra para el relé de distancia de la línea El Carmen – Santa Rosa (21-1)..99	
3.1.9.1.2	Ajuste de la zona 1 de fase y tierra para el relé de distancia de la línea El Carmen – Recuperadora (21-2) .	

3.1.9.2	Zona 2.....	100
3.1.9.2.1	Ajuste de la zona 2 de fase y tierra para el relé de distancia de la línea El Carmen – Santa Rosa (21-1)	102
3.1.9.2.2	Ajuste de la zona 2 de fase y tierra para el relé de distancia de la línea El Carmen – Recuperadora (21-2) .	105
3.1.9.3	Zona 3.....	106
3.1.9.3.1	Ajuste de la zona 3 de fase y tierra para el relé de distancia de la línea El Carmen – Santa Rosa (21-1)	106
3.1.9.3.2	Ajuste de la zona 3 de fase y tierra para el relé de distancia de la línea El Carmen – Recuperadora (21-2) .	108
3.1.10	CARÁCTERÍSTICAS ADICIONALES DEL RELÉ ABB 302	109
3.1.10.1	Pérdida de carga (Load loss LL).....	109
3.1.10.2	Unidad de baja calibración de sobrecorriente de fase (Low set phase overcurrent unit Low 1Φ).....	110
3.1.10.3	Unidad de baja calibración de sobrecorriente de tierra (Low set ground overcurrent unit 3I0s).....	110
3.1.10.4	Unidad de calibración media de sobrecorriente de fase (Medium set phase overcurrent unit IM).....	111
3.1.10.5	Unidad de calibración media de sobrecorriente de tierra (Medium set ground overcurrent unit 3I0m).....	111
3.1.10.6	Reactancia de la línea (X/Dist)	111
3.1.10.7	Relación (Z0L/Z1L)	112
3.1.10.8	Disparo de alta calibración de sobrecorriente (Highset overcurrent trip Inst.Φ Inst.G)	112
3.1.10.9	Datos de falla (Fault data Flt Data).....	114
3.1.10.10	Datos oscilográficos (Oscillographic data Osc Data).....	114
3.1.10.11	Pérdida de paso (Out of step OSB).....	114
3.1.10.12	Sistema piloto	115
3.1.10.13	Recierre	115
3.2	ANÁLISIS DE LOS AJUSTES ACTUALES DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA	115
3.3	RECALIBRACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE DISTANCIA EN LOS SEGMENTOS DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE LA EPMAPS	121
CAPÍTULO 4.....		133
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		133
4.1	CONCLUSIONES	133
4.2	RECOMENDACIONES	136
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		136
ANEXOS.....		139
ANEXO NO 1		140
VALIDACIÓN DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LOS MOTORES DE INDUCCIÓN CON LAS IMPEDANCIAS ESTIMADAS POR EL PROGRAMA DIGSILENT POWER FACTORY		140
ANEXO NO 2		148
CURVAS PARA LA ESTIMACIÓN DE LA CORRIENTE TOTAL DE CORTOCIRCUITO		148
ANEXO NO 3		150
DEMOSTRACIÓN DE LAS IMPEDANCIAS VISTAS POR EL RELÉ DE DISTANCIA EN CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS Y MONOFÁSICOS		150
ANEXO NO 4		156
ESQUEMA DE PROTECCIONES DE LAS SUBESTACIONES EL CARMEN Y RECUPERADORA.....		156

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1.1 Tipos y tiempos referenciales de operación de los disyuntores.....	12
Tabla 1.2 Redes de secuencia cero de transformadores trifásicos de dos devanados	18
Tabla 1.3 Datos de placa de la turbina de la central Recuperadora	30
Tabla 1.4 Datos de placa del generador de la central Recuperadora	30
Tabla 1.5 Impedancias del generador de la central Recuperadora.....	31
Tabla 1.6 Datos de placa de la turbina de la central El Carmen	32
Tabla 1.7 Datos de placa del generador de la central El Carmen.....	33
Tabla 1.8 Impedancias del generador de la central El Carmen.....	33
Tabla 1.9 Datos de placa del transformador de la subestación Recuperadora	35
Tabla 1.10 Datos de placa del disyuntor de 138 kV de la subestación Recuperadora	36
Tabla 1.11 Datos de placa de los motores de inducción de las estaciones de bombeo	38
Tabla 1.12 Impedancias del circuito equivalente de los motores de inducción de las estaciones de bombeo estimadas con el programa DlgSILENT.....	40
Tabla 1.13 Comparación de los parámetros eléctricos de los motores de inducción.....	41
Tabla 1.14 Datos de placa del transformador de la subestación El Carmen	43
Tabla 1.15 Datos de placa del disyuntor de la subestación Recuperadora	44
Tabla 1.16 Distancias de los segmentos de las líneas de transmisión	45
Tabla 1.17 Características del conductor Brant ASCR de las líneas de transmisión de la EPMAPS.....	47
Tabla 1.18 Características del cable tripolar de potencia	48
Tabla 1.19 Características del conductor ACAR de las líneas de transmisión de la E.E.Q. S.A	49
Tabla 1.20 Resistividades del terreno del sistema de transmisión de la EPMAPS	50
Tabla 1.21 Impedancias de secuencia de las líneas de transmisión de la EPMAPS	51
Tabla 2.1 Escenario típico de operación 1	53
Tabla 2.2 Escenario típico de operación 2	54
Tabla 2.3 Escenario típico de operación 3	54
Tabla 2.4 Escenario típico de operación 4	55
Tabla 2.5 Impedancias Thevenin del S.N.I. en la barra de la subestación Santa Rosa.....	56
Tabla 2.6 Voltajes de prefalla en las barras del sistema eléctrico de la EPMAPS en los diferentes escenarios de operación.....	57
Tabla 2.7 Reactancias apropiadas para el cálculo de las corrientes de cortocircuito	62
Tabla 2.8 Resultados de las corrientes de cortocircuito trifásico con norma ANSI/IEEE C37.010 para el escenario 1	70
Tabla 2.9 Resultados de las corrientes de cortocircuito trifásico con norma ANSI/IEEE C37.010 para el escenario 2	71
Tabla 2.10 Resultados de las corrientes de cortocircuito trifásico con norma ANSI/IEEE C37.010 para el escenario 3	72
Tabla 2.11 Resultados de las corrientes de cortocircuito trifásico con norma ANSI/IEEE C37.010 para el escenario 4	73
Tabla 2.12 Resultados de las corrientes de cortocircuito monofásico con norma ANSI/IEEE C37.010 para el escenario 1	75
Tabla 2.13 Resultados de las corrientes de cortocircuito monofásico con norma ANSI/IEEE C37.010 para el escenario 2	76
Tabla 2.14 Resultados de las corrientes de cortocircuito monofásico con norma ANSI/IEEE C37.010 para el escenario 3	77
Tabla 2.15 Resultados de las corrientes de cortocircuito monofásico con norma ANSI/IEEE C37.010 para el escenario 4	78
Tabla 2.16 Comprobación de corriente de corte de los disyuntores del sistema de la EPMAPS.....	82
Tabla 3.1 Características técnicas del relé de distancia ABB 302	96
Tabla 3.2 Condiciones de operación del relé ABB 302.....	97
Tabla 3.3 Valores de ajuste de la característica Low 1 Φ	110
Tabla 3.4 Valores de ajuste de la característica IM	111
Tabla 3.5 Valores de ajuste de la característica X/Dist.....	112
Tabla 3.6 Valores de ajuste de las variables para el factor de compensación de tierra.....	112
Tabla 3.7 Valores de ajuste de la característica Inst. Φ y Inst.G.....	113
Tabla 3.8 Ajuste actual de las protecciones de distancia ABB 302.....	119
Tabla 3.9 Recalibración de las protecciones de distancia	122
Tabla 3.10 Impedancia primaria vista por el relé de distancia El Carmen – Santa Rosa (21-1) en falla trifásica	127
Tabla 3.11 Impedancia secundaria vista por el relé de distancia El Carmen – Santa Rosa (21-1) en falla trifásica	127
Tabla 3.12 Impedancia primaria vista por el relé de distancia El Carmen – Santa Rosa (21-1) en falla monofásica.....	128
Tabla 3.13 Impedancia secundaria vista por el relé de distancia El Carmen – Santa Rosa (21-1) en falla monofásica	128
Tabla 3.14 Impedancia primaria vista por el relé de distancia El Carmen – Recuperadora (21-2) en fallas trifásica	129
Tabla 3.15 Impedancia secundaria vista por el relé de distancia El Carmen – Recuperadora (21-2) en falla trifásica	130
Tabla 3.16 Impedancia primaria vista por el relé de distancia El Carmen – Recuperadora (21-2) en falla monofásica.....	131
Tabla 3.17 Impedancia secundaria vista por el relé de distancia El Carmen – Recuperadora (21-2) en falla monofásica	132

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1.1 Formas de ondas típicas de las fuentes de contribución de cortocircuito.....	5
Figura 1.2 Corriente de cortocircuito en los terminales de un generador	7
Figura 1.3 Modelo Circuito Serie R-L	9
Figura 1.4 Corriente asimétrica en un circuito serie R-L	9
Figura 1.5 Corriente total de cortocircuito incluido el decaimiento de la componente a.c. y d.c.	11
Figura 1.6 Diagrama de tiempo de operación de un disyuntor [6]	12
Figura 1.7 Componentes de secuencia positiva, negativa y cero de un fasor	15
Figura 1.8 Sistema trifásico desbalanceado como la suma de las componentes de secuencia	16
Figura 1.9 Redes de secuencia de una línea de transmisión.....	17
Figura 1.10 Redes de secuencia positiva y negativa de un transformador	18
Figura 1.11 Redes de secuencia de las máquinas sincrónicas	20
Figura 1.12 Esquema de modelación de la falla trifásica	21
Figura 1.13 Esquema de modelación de la falla monofásica	22
Figura 1.14 Esquema de modelación de la falla bifásica	23
Figura 1.15 Esquema de modelación de falla bifásica a tierra.....	24
Figura 1.16 Diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia de la EPMAPS	28
Figura 1.17 Turbina y generador de la central El Carmen	32
Figura 1.18 Subestación Recuperadora.....	34
Figura 1.19 Estación de bombeo Booster 2	37
Figura 1.20 Estación de bombeo Elevadora	38
Figura 1.21 Circuito equivalente del motor de inducción con rotor doble jaula de ardilla	39
Figura 1.22 Subestación El Carmen.....	42
Figura 1.23 Modelo geométrico de las torres de transmisión de la EPMAPS	46
Figura 1.24 Modelo geométrico de las torres de transmisión de la E.E.Q S.A.....	47
Figura 2.1 Puntos de cálculo de las corrientes de cortocircuitos en el sistema eléctrico de la EPMAPS	58
Figura 2.2 Red de secuencia positiva del motor de inducción	61
Figura 2.3 Factores de multiplicación remotos para la corriente simétrica de interrupción aplicada a cortocircuitos trifásicos y monofásicos. Incluye solo el efecto decaimiento de la componente de d.c.	65
Figura 2.4 Factores de multiplicación locales para la corriente simétrica de interrupción aplicada a cortocircuitos trifásicos con contribución predominante de generadores. Incluye el efecto decaimiento de a.c. y d.c.....	65
Figura 2.5 Factores de multiplicación locales para la corriente simétrica de interrupción aplicada a cortocircuitos monofásicos con contribución predominante de generadores. Incluye el efecto decaimiento de a.c. y d.c.....	66
Figura 3.1 Diagrama unifilar del sistema eléctrico de la EPMAPS incluido los relés de distancia	85
Figura 3.2 Componentes de un sistema de protección	86
Figura 3.3 Diagrama unifilar para ilustrar la protección principal y de respaldo.....	89
Figura 3.4 Característica tipo MHO de un relé de distancia	91
Figura 3.5 Efecto de fuentes intermedias en un sistema radial	93
Figura 3.6 Diagrama R-X de la característica de operación MHO del relé ABB 302	98
Figura 3.7 Zona norte del Sistema Nacional Interconectado S.N.I. para el ajuste de la zona 2 y 3 del relé de distancia de la línea El Carmen – Santa Rosa (21-1)	104
Figura 3.8 Diagrama unifilar del sistema eléctrico de operación temporal de la EPMAPS.....	118
Figura 3.9 Característica MHO y zonas de protección para el relé de distancia de la línea El Carmen – Santa Rosa (21-1).....	124
Figura 3.10 Característica MHO y zonas de protección para el relé de distancia de la línea El Carmen - Recuperadora (21-2).....	125
Figura A1.1 Circuito equivalente de los motores de inducción de las estaciones de bombeo Booster 1 y 2	141
Figura A1.2 Circuito equivalente de los motores de inducción de la estación de bombeo Elevadora	144
Figura A2.1 Factores de multiplicación para la capacidad de los disyuntores en la corriente total de cortocircuito de estado de interrupción [2].....	149
Figura A3.1 Sistema de potencia radial	151
Figura A3.2 Red de secuencia para falla trifásica al 50% de la línea.....	151
Figura A3.3 Red de secuencia para falla monofásica al 50% de la línea.....	153

RESUMEN

Las futuras expansiones de los sistemas eléctricos implican constantes cambios de topología de la red. Estos cambios, conllevan a realizar estudios eléctricos para determinar el nuevo comportamiento del sistema. En el presente trabajo se realiza un estudio de cortocircuito en el sistema de transmisión de la EPMAPS, con el fin de determinar las corrientes de cortocircuitos y la recalibración de las protecciones numéricas de distancia.

El cálculo de las corrientes de cortocircuito se basa en la aplicación de la norma ANSI/IEEE C37.010 con la ayuda del programa DIgSILENT Power Factory. Para todos los escenarios de simulación, se obtuvieron las corrientes momentáneas, de interrupción y de 30 ciclos en las barras del SEP de la EPMAPS de 138 kV basado en las recomendaciones de dicha norma.

Una vez obtenidas las corrientes de falla, se comprueba que la capacidad de los disyuntores de alto voltaje es la correcta. La comparación se realiza con la corriente pico y la capacidad simétrica de interrupción. Esto asegura que la operación de los disyuntores no se encuentre en condiciones indeseables durante la ocurrencia de un cortocircuito.

Luego, con la topología de operación a largo plazo del sistema eléctrico de la EPMAPS, se procede a recalibrar las protecciones numéricas de distancia que se ubican en la subestación El Carmen. Se integraron algunas funciones adicionales que antes no se contemplaban y se mejoró las zonas cubiertas por cada relé. Además se recalcularon algunas funciones que están en función de las corrientes de cortocircuito. Esto va a ayudar a mejorar la coordinación con otros relés de distancia del sistema.

PRESENTACIÓN

El presente trabajo realiza un estudio de cortocircuitos y recalibración de las protecciones de distancia del sistema de transmisión de acuerdo a las necesidades de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento. El desarrollo de este documento se lo ha realizado en cuatro capítulos dispuestos en tal orden, para facilitar su comprensión.

El primer capítulo explica las bases de los estudios de cortocircuitos. Se detalla las fuentes principales de contribución y su influencia en los sistemas de potencia. Además se muestra la modelación de los elementos del SEP para ser integrados en los estudios de cortocircuito. Finalmente se realiza una breve explicación de las centrales de generación, subestaciones y estaciones de bombeo del sistema de la EPMAPS, donde se detallan los elementos que lo conforman.

El segundo capítulo empieza detallando los escenarios típicos de operación del sistema y además se realiza una breve explicación de la norma ANSI/IEEE C37.010 con la que se va a realizar el estudio de cortocircuitos. Posteriormente, con la ayuda del programa DIgSILENT Power Factory se calcula los tres estados de la corriente que menciona la norma para cortocircuitos trifásicos y monofásicos en todos los escenarios planteados.

El tercer capítulo describe el funcionamiento de la protección de distancia que se usa para la protección de las líneas de transmisión del sistema de la EPMAPS. Se explica las características del relé numérico de distancia ABB 302 que se ubican en la subestación El Carmen y se muestra los cálculos respectivos para la recalibración todas las funciones que tiene el relé.

El capítulo 4 da a conocer las conclusiones y recomendaciones de acuerdo a lo realizado en este trabajo.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

El estudio de cortocircuitos tiene un impacto directo sobre la seguridad en un sistema eléctrico. Debido a los cambios que se producen en un sistema eléctrico, es necesario realizar dichos estudios que permitan verificar las capacidades de los equipos de corte y seccionamiento así como actualizar las calibraciones de las protecciones.

Los equipos de protección tienen como objetivo principal interrumpir las excesivas corrientes producidas durante la ocurrencia de una falla, proteger a los equipos eléctricos y dejar en operación parte del sistema donde no tiene incidencia la falla.

La correcta calibración de los equipos que brindan protección a un sistema eléctrico, ayudará a cumplir con los objetivos anteriormente mencionados, evitando paros en la producción de la empresa, logrando ser más eficiente y además evitando incurrir en posibles altos gastos de sustitución de los equipos eléctricos.

1.2 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

- Realizar un estudio de cortocircuitos y calibración de las protecciones eléctricas en el sistema de transmisión la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento EPMAPS, mediante el programa Power Factory de DIgSILENT.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar las corrientes de cortocircuitos en las líneas de transmisión del sistema eléctrico de la EPMAPS usando el módulo del programa de Power Factory
- Comprobar la calibración de los equipos de protección mediante la simulación de falla de cortocircuitos en el programa Power Factory de DIgSILENT para el correcto funcionamiento del sistema
- Verificar las capacidades interruptivas de los equipos de corte y seccionamiento.
- Determinar los ajustes y seleccionar los rangos adecuados de los relés de distancia basados en el estudio de cortocircuito.

1.3 ALCANCE

Realizar un estudio de cortocircuitos en el sistema de transmisión considerando falla trifásica y monofásica a tierra para obtener las corrientes de cortocircuito usando el módulo del programa Power Factory. Además se comprobará que los equipos de corte y seccionamiento instalados en las líneas de transmisión de 138 KV tengan la

capacidad para soportar dichas corrientes.

El estudio se centrará en los segmentos de las líneas de transmisión de 138 kV existentes entre la subestación Santa Rosa y la central El Carmen, la central Recuperadora y las cargas Elevadora, Booster 1, Booster 2. No se incluye en el análisis el estudio de la derivación desde la Central Recuperadora hasta la subestación Tababela de la Empresa Eléctrica Quito EEQ S.A.

Con los resultados del análisis de cortocircuito se realiza la calibración de las protecciones eléctricas con el fin de brindar una mayor seguridad al sistema de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento EPMAPS.

Finalmente se va a validar el funcionamiento de los ajustes en las protecciones eléctricas usando la simulación en Power Factory con diferentes escenarios de fallas en el sistema.

1.4 ANÁLISIS DE FALLAS DE CORTOCIRCUITOS

1.4.1 GENERALIDADES

Los sistemas eléctricos están expuestos a experimentar condiciones inestables como cortocircuitos. Existen varias causas que pueden originar su existencia, como por ejemplo una maniobra errónea en la operación, la falla en el aislamiento de los equipos o presencia de animales en los mismos y la más común por descargas atmosféricas. En cualquier caso, el objetivo principal es interrumpir de la forma más rápida, este estado en el sistema.

Las corrientes de cortocircuitos introducen una cantidad significativa de energía en el sistema, que puede tener un efecto negativo en los componentes que lo conforman. Durante el tiempo de duración del cortocircuito, todos los elementos sufren estrés térmico y mecánico y puede causar daños en los mismos.

El crecimiento de la demanda en los sistemas de potencia y el consecuentemente aumento del parque de generación, conlleva a realizar nuevos estudios de cortocircuitos para determinar los cambios en los ajustes de las protecciones eléctricas y la comprobación de la capacidad de interrupción en los disyuntores.

1.4.2 FUENTES DE CORTOCIRCUITO

Existen diferentes componentes de los sistemas eléctricos que contribuyen a la corriente de cortocircuito. El siguiente listado detalla las fuentes principales:

- Generadores sincrónicos.
- Motores sincrónicos y compensadores sincrónicos.
- Máquinas asincrónicas o de inducción.

- Fuentes equivalentes externas.

La figura 1.1 muestra las formas de ondas típicas de contribución de la corriente de las fuentes de cortocircuito en función del tiempo.

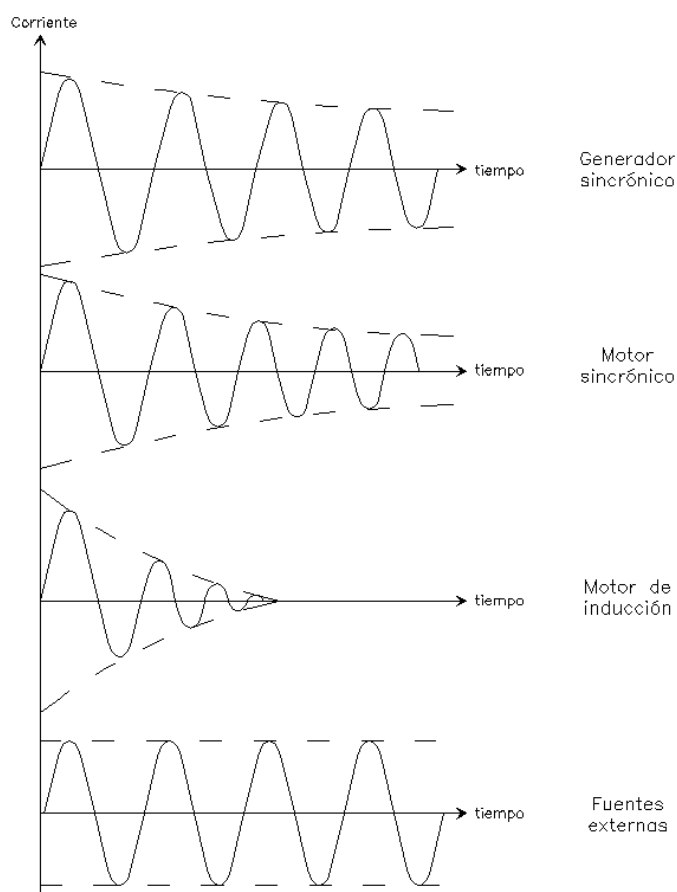


Figura 1.1 Formas de ondas típicas de las fuentes de contribución de cortocircuito

1.4.2.1 Generador sincrónico

Los generadores sincrónicos son la fuente principal de contribución de cortocircuitos. La razón principal se debe a que durante este estado, el generador mantiene activo el campo de excitación y la turbina tiende a mover al generador a la velocidad normal.

Se puede observar en la figura 1.1 que la corriente tiene un leve decaimiento con el pasar del tiempo.

1.4.2.2 Motor sincrónico

Los motores sincrónicos tienen un diseño similar a los generadores sincrónicos. Cuando ocurre un cortocircuito, el voltaje en los bornes disminuye drásticamente, y como consecuencia, el motor deja de entregar el torque mecánico a la carga y empezará a desacelerar. La inercia que aun mantiene con la carga se invierte para contribuir al cortocircuito.

1.4.2.3 Motor asíncrono o de inducción

En los motores de inducción sucede algo similar a los motores sincrónicos. El voltaje en los bornes se deprecia por el cortocircuito y este empieza a desacelerar porque ya no entrega el torque a la carga.

El aspecto constructivo de los motores de inducción es importante para comprender su contribución. En el inicio del cortocircuito, el flujo del rotor no puede cambiar de forma rápida. Por lo tanto se produce un voltaje en los terminales del motor que causa una corriente de contribución hasta que el flujo caiga a cero. Como este es inducido y no se puede sostener, la corriente solo dura unos pocos ciclos.

1.4.2.4 Fuentes equivalentes externas

Las fuentes externas son sistemas grandes de potencia que se suelen incluir en los análisis de pequeños sistemas. En estudios de flujo de potencia se representan como una barra infinita o de compensación. Estos sistemas están conformados con fuentes de cortocircuito y por lo tanto se deben ser incluidos en el análisis.

La forma de onda, que se puede observar en la figura 1.1, es una corriente simétrica

o uniforme y no presenta decaimiento de la componente de a.c.

1.4.3 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO SIMÉTRICA EN UN GENERADOR

Cuando se produce un cortocircuito a los terminales del generador, se experimenta tres estados con cambios en la reactancia interna. La forma de onda de la figura 1.2 es la corriente resultante de cortocircuito, donde se ha despreciado la componente de corriente continua d.c.

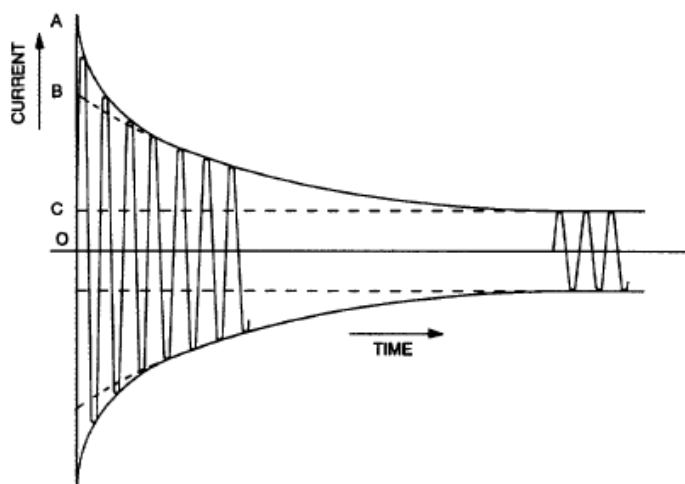


Figura 1.2 Corriente de cortocircuito en los terminales de un generador

La corriente de la figura 1.2 es de característica simétrica con el eje de las abscisas y presenta decaimiento de la componente de a.c. por el cambio de reactancias.

1.4.3.1 Reactancia subtransitoria

La reactancia subtransitoria se presenta en la condición de cortocircuito. Presenta un valor bajo comparado con la reactancia sincrónica y debido a esto, la corriente es muy alta (corriente OA figura 1.2).

En máquinas de polos salientes se tienen dos reactancias, una en eje directo x_d'' y la

otra en eje en cuadratura x_q'' . En los generadores de rotor lisos, se suelen tomar iguales. Estos valores se los obtiene mediante pruebas y generalmente son entregados por el fabricante.

1.4.3.2 Reactancia transitoria

La reactancia transitoria se da luego del periodo subtransitorio, es decir luego del primer o segundo ciclo. Su valor es mayor a la reactancia subtransitoria pero sigue siendo menor a la reactancia sincrónica. La corriente relacionada a esta reactancia se puede observar en la figura 1.2 (corriente OB).

De igual forma, en máquinas de polos salientes se tienen dos reactancias, en eje directo x_d' y en eje en cuadratura x_q' . En los generadores de rotor liso estas son iguales.

1.4.3.3 Reactancia en estado estable

Corresponde al valor de la reactancia sincrónica. Consecuentemente, la corriente ya se estabiliza (corriente OC figura 1.2). En máquinas de polos salientes se tienen dos reactancias, en eje directo x_d y en eje de cuadratura x_q . Para rotores lisos estas son iguales.

1.4.4 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO ASIMÉTRICA EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

La línea de transmisión es un elemento pasivo que no experimenta cambios en las reactancias como los generadores. Un circuito serie R-L se muestra en la figura 1.3 para representar la línea de transmisión.

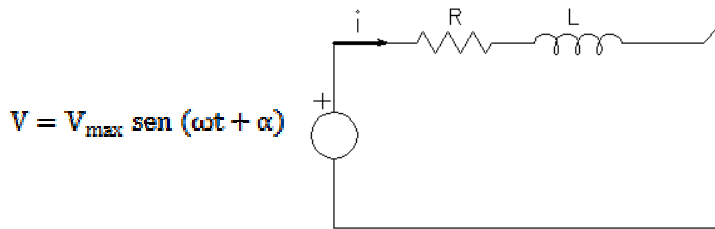


Figura 1.3 Modelo Circuito Serie R-L

Un cortocircuito ocurre en el tiempo $t=0$. La solución de la corriente del circuito de la figura 1.3 se muestra en la ecuación 1.1.

$$i = \frac{V_{\max}}{|Z|} [\text{sen}(\omega t + \alpha - \theta)] + \frac{V_{\max}}{|Z|} \left[\text{sen}(\theta - \alpha) e^{-\left(\frac{R}{L}\right)t} \right] \quad (1.1)$$

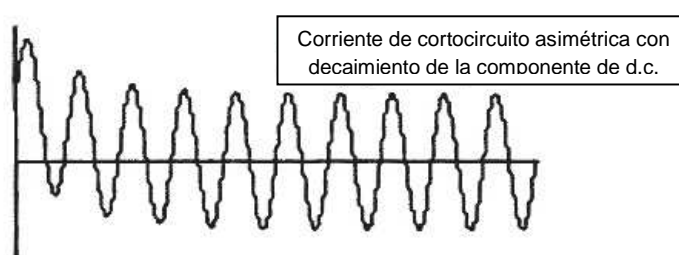
figura 1.4 se la conoce como corriente asimétrica, y como se puede apreciar solo tiene decaimiento de la componente de d.c. y no de a.c.

La explicación de por qué aparece la componente de continua no se detalla ampliamente en este documento, pero se puede resumir que es debido el cambio brusco de estado estable o flujo de potencia al de cortocircuito.

1.4.5 CORRIENTE TOTAL DE CORTOCIRCUITO

Las explicaciones acerca de la forma de onda de la corriente que se detalla en las secciones 1.4.3 y 1.4.4, son la base para comprender el comportamiento real de la corriente de cortocircuito. La corriente total no es más que la suma de las corrientes simétricas con decaimiento en la señal de a.c y la corriente asimétrica con decaimiento en la componente de d.c.

La figura 1.5 muestra tres tipos de corriente. La primera corresponde a la corriente asimétrica que se detalla en la sección 1.4.4. La segunda es una corriente simétrica como la de un generador o motor. Finalmente la corriente total se muestra como la adición de las dos anteriores.



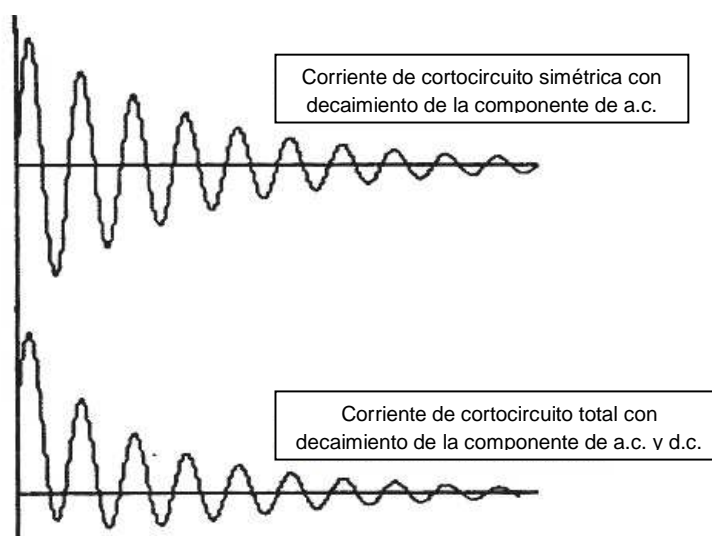


Figura 1.5 Corriente total de cortocircuito incluido el decaimiento de la componente a.c. y d.c.

1.4.6 SELECCIÓN DE DISYUNTORES

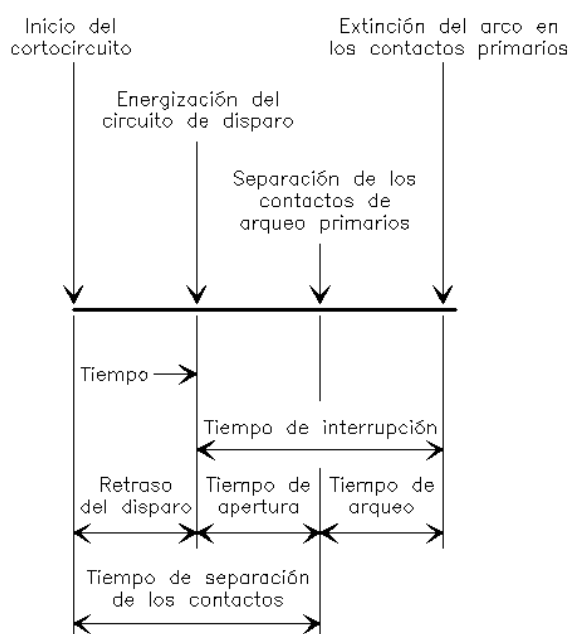
El disyuntor es uno de los elementos más importantes que tiene relación directa con los cortocircuitos. Su función es interrumpir la corriente en los primeros ciclos. Está conformado por contactos, que al separarse, deben de tener la capacidad de extinguir y enfriar el arco eléctrico. El uso de los disyuntores se da en todo nivel de voltaje de los sistemas. En esta sección se da un mayor énfasis a los de alto voltaje.

En la actualidad existen diferentes tipos de disyuntores de alto voltaje. Cada uno con un medio más efectivo para extinguir el arco eléctrico. Esto, para mejorar la velocidad de respuesta que es fundamental en la estabilidad de los sistemas. La tabla 1.1 resume algunos tipos y tiempos referenciales de operación de los disyuntores.

Tabla 1.1 Tipos y tiempos referenciales de operación de los disyuntores

Tipo de Disyuntor	Tiempo
Gran Volumen de Aceite	8 ciclos
Poco Volumen de Aceite	5 ciclos
Ráfaga de Aire	4 ciclos
SF6	3 ciclos
Vacio	2 ciclos

La figura 1.6 muestra el diagrama de tiempos de operación desde el instante que se produce el cortocircuito hasta que se extingue el arco eléctrico [1]. La operación del disyuntor se inicia luego del tiempo de retardo del relé de protección.

**Figura 1.6** Diagrama de tiempo de operación de un disyuntor [6]

La selección del disyuntor se basa en determinar la capacidad para soportar la corriente momentánea y la de interrupción durante el primer ciclo y luego del tiempo de retardo operación del relé respectivamente. Existen normas relacionadas que

determinan el procedimiento para seleccionar a estos elementos.

1.4.7 TIPOS DE CORTOCIRCUITOS

Los sistemas pueden tener diferentes tipos de cortocircuitos. La siguiente lista detalla las fallas más comunes en orden de mayor a menor probabilidad de ocurrencia.

- Monofásico
- Bifásico
- Bifásico a tierra
- Trifásico

En ocasiones un tipo de falla puede cambiar de forma debido al alto grado de severidad que puede llegar a involucrar más fases. Por ejemplo, una falla monofásica que produce el desgaste en el aislamiento de un componente eléctrico puede convertirse en falla bifásica si esta permanece por mucho tiempo.

Los diferentes tipos de cortocircuito se pueden clasificar en simétricos y asimétricos. El primero corresponde únicamente a la falla trifásica, ya que las tres fases llegan a tener la misma alteración. Los cortocircuitos monofásicos, bifásicos y bifásicos a tierra son del tipo asimétricos, debido a que en una o dos fases se producen desbalances.

Para analizar los cortocircuitos asimétricos se requiere de un método muy poderoso que se denomina componentes simétricos. Esta herramienta permite desacoplar las fases para realizar el análisis en cada una de ellas.

1.4.8 COMPONENTES SIMÉTRICOS

El método de las componentes simétricas desarrollado por Fortescue, es una herramienta que permite analizar circuitos polifásicos desbalanceados. En general, el

método considera que n fasores se pueden descomponer en n sistemas de vectores equilibrados denominados componentes simétricos.

En los sistemas trifásicos, se van a tener 3 componentes simétricos, donde cada uno tiene vectores de igual magnitud y con el mismo desfaseamiento.

1.4.8.1 Definición de los componentes simétricos

De acuerdo al teorema de Fortescue, un sistema trifásico se descompone en tres componentes simétricos balanceados con las siguientes características:

1. Componentes de secuencia positiva.- Son tres fasores con la misma magnitud desfasados 120° en secuencia positiva. Se suele representar la variable del fasor con el número 1.
2. Componentes de secuencia negativa.- Corresponden a tres fasores de igual magnitud desfasados 120° en secuencia negativa. Se representa con el número 2 conjuntamente con el vector.
3. Componentes de secuencia cero.- Son tres fasores de igual magnitud sin diferencia angular entre ellos. Se representa con el número 0 conjuntamente con el fasor.

La figura 1.7 muestra cada una de las componentes de secuencia descritas anteriormente para un fasor. Como se puede apreciar, cada componente de secuencia está conformada por tres fasores de igual magnitud y con la misma diferencia angular entre ellos.

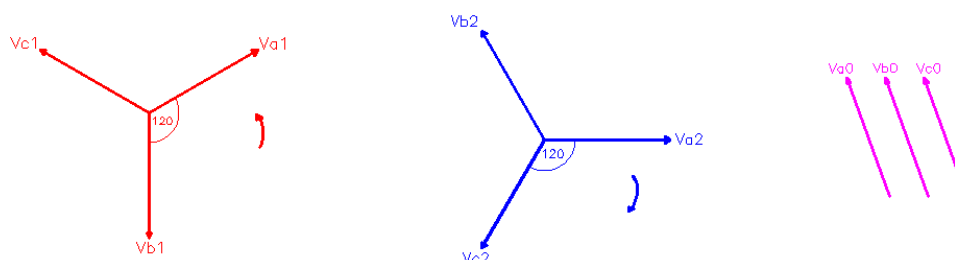


Figura 1.7 Componentes de secuencia positiva, negativa y cero de un fasor

1.4.8.2 Fasor trifásico desbalanceado con redes de secuencia

Un sistema trifásico desbalanceado se compone de la suma de las componentes de secuencia positiva, negativa y cero. Las ecuaciones 1.2, 1.3 y 1.4 representan el fasor de fase como la suma de los respectivos componentes simétricos. La figura 1.8 muestra gráficamente el mismo resultado.

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \quad (1.2)$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \quad (1.3)$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \quad (1.4)$$

De la figura 1.8 se puede deducir fácilmente el fasor V_a cumple con la igualdad de las ecuaciones 1.5, 1.6 y 1.7 tomando como referencia la dirección este fasor. Esto corrobora el concepto que se define para la componente de secuencia positiva de la sección 1.1.8.1

$$V_{a1} = V_{a1} \angle 0^\circ \quad (1.5)$$

$$V_{b1} = V_{a1} \angle -120^\circ \quad (1.6)$$

$$V_{c1} = V_{a1} \angle 120^\circ \quad (1.7)$$

Un vector unitario a cuya propiedad se muestra en la ecuación 1.8, se puede introducir para describir las ecuaciones 1.2, 1.3 y 1.4 considerando las igualdades

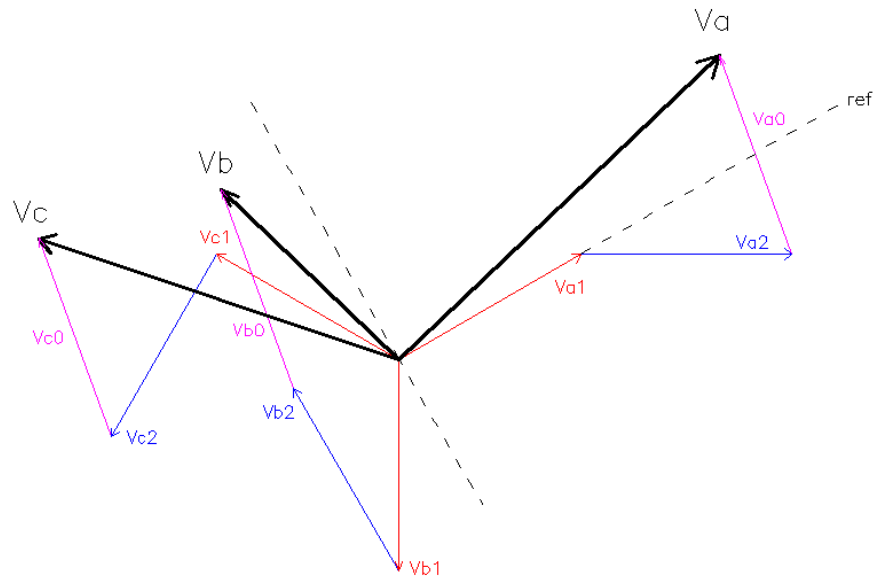


Figura 1.8 Sistema trifásico desbalanceado como la suma de las componentes de secuencia

que se mostraron en las ecuaciones 1.5, 1.6 y 1.7.

$$\mathbf{a} = \mathbf{1} * e^{j120} \quad (1.8)$$

Las siguientes ecuaciones detallan las condiciones finales que se logra mediante la aplicación de las componentes simétricas. La ventaja es evidente, ya que los valores de fase necesitan únicamente de la descomposición de una de ellas en componentes de secuencia.

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \quad (1.9)$$

$$V_b = a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{a0} \quad (1.10)$$

$$V_c = a V_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{a0} \quad (1.11)$$

La representación de las ecuaciones anteriores en forma de matrices se muestra en la ecuación 1.12. Cabe indicar la importancia que representa la matriz de la mitad. Esta, se utiliza en muchos aspectos de ingeniería como el análisis de cortocircuitos desbalanceados. Se la conoce como matriz de transformación de componentes simétricos.

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a1} \\ V_{a2} \\ V_{a0} \end{bmatrix} \quad (1.12)$$

1.4.9 REDES DE SECUENCIA DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Previo a determinar la corriente de cortocircuito en fallas asimétricas se requiere conocer la modelación de los componentes de sistema eléctrico en redes de secuencia. Estas redes estarán conformadas con impedancias de secuencia que son características de cada elemento.

A continuación se presentan las redes de secuencia de los elementos más importantes.

1.4.9.1 Redes de secuencia de la líneas de trasmisión

Las líneas de transmisión es un elemento estático, cuyas impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales. La impedancia de secuencia cero siempre será mayor a las anteriores, debido al retorno de la corriente por tierra y la dependencia de la resistividad del terreno.

La figura 1.9 muestra las redes de secuencia de una línea de transmisión. Como se puede apreciar, las redes de secuencias se representan mediante la conexión en serie con la respectiva impedancia de secuencia. En ningún caso van a existir fuentes de voltaje, ya que este elemento, no contribuyen al cortocircuito.

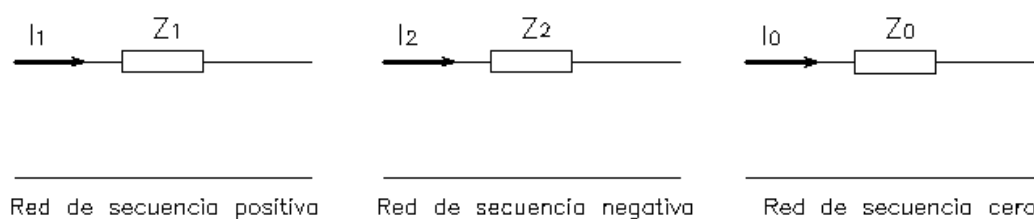


Figura 1.9 Redes de secuencia de una línea de transmisión

1.4.9.2 Redes de secuencia de la los transformadores trifásicos de dos devanados

El transformador de potencia es otro elemento pasivo de los sistemas eléctricos. Al no ser un elemento motriz, las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales y corresponden al valor en por unidad de la impedancia de cortocircuito. La figura 1.10 muestra las redes de secuencia positiva y negativa de este elemento.

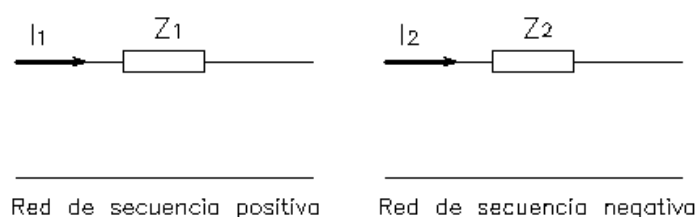


Figura 1.10 Redes de secuencia positiva y negativa de un transformador

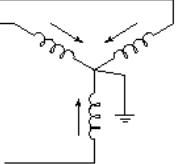
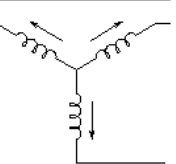
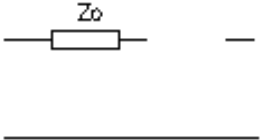
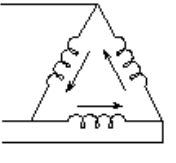
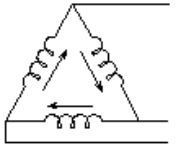
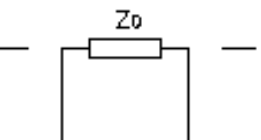
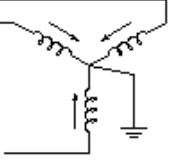
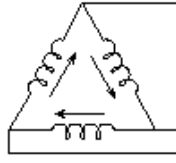
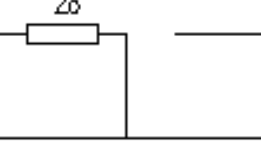
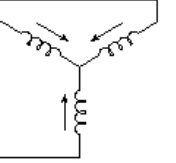
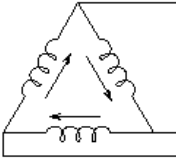
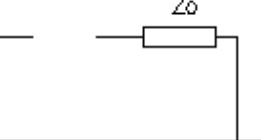
En ocasiones, el valor de la impedancia de secuencia cero se suele tomar exactamente igual a las impedancias de secuencia positiva. En realidad, este valor es igual o menor a dicha impedancia.

Las redes de secuencia cero dependen de la conexión de los bobinados de alto y bajo voltaje. La tabla 1.2 resume las diferentes conexiones con su respectiva red de secuencia para los transformadores trifásicos de dos devanados.

Tabla 1.2 Redes de secuencia cero de transformadores trifásicos de dos devanados

Conexión	Diagrama	Red de secuencia cero
Y-y con ambos neutro aterrizados		

Continuación tabla 1.12

Y-y con un neutro aterizado			
D-d			
Y - d con neutro aterizado			
Y - d con estrella no aterizada			

De la información de la tabla 1.2 se puede observar que, existe un camino a tierra a través de la impedancia de secuencia cero, si el bobinado Y del transformador se encuentra puesto a tierra. Por ejemplo en la conexión Y-d con estrella no aterrizada el sistema se encuentra aislado de la corriente de secuencia cero. El mismo caso se presenta en el bobinado delta, la corriente de secuencia cero no puede fluir a tierra, pero si se inducen en los bobinados por el efecto de transformación. Esta conexión se usa para proteger al generador de cortocircuitos en las líneas de alto voltaje.

1.4.9.3 Redes de secuencia de las máquinas sincrónicas

Las máquinas sincrónicas son la fuente principal de contribución de corriente de cortocircuito. A diferencia de los elementos que se detallaron en las secciones anteriores, las máquinas sincrónicas son componentes motrices y consecuentemente las impedancias de secuencias no son iguales.

Para estudios de cortocircuitos, se debe utilizar la impedancia subtransitoria como la impedancia de secuencia positiva. Para la impedancia de secuencia negativa, se puede usar la aproximación de la ecuación 1.13

$$x_2 = \frac{x_d'' + x_q''}{2} \quad (1.13)$$

La impedancia de secuencia cero se puede obtener mediante pruebas realizadas al generador. En ocasiones, el neutro de la máquina síncrona se coloca a tierra a través de impedancias externas. Si este es el caso, la impedancia externa debe estar reflejada como el triple producto de su valor y se conectará en serie con la impedancia de secuencia cero de la máquina.

La figura 1.11 se muestran las redes de secuencia para las máquinas síncronas.

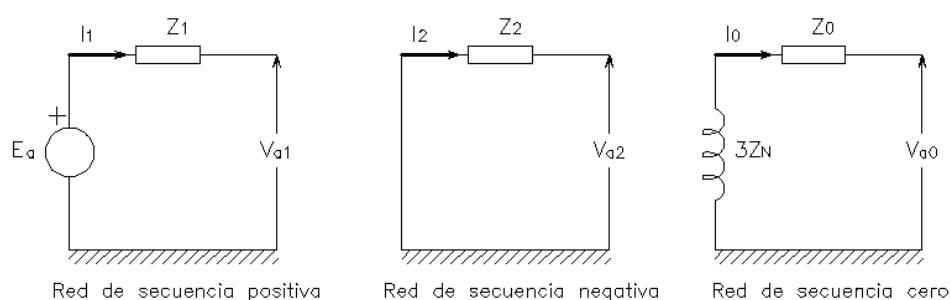


Figura 1.11 Redes de secuencia de las máquinas síncronas

1.4.10 ANÁLISIS DE FALLAS SIMÉTRICAS Y ASIMÉTRICAS

1.4.10.1 Falla trifásica

El cortocircuito trifásico es de tipo simétrico. La corriente que se muestra en la ecuación 1.14 se presenta en todas las fases. La figura 1.12 representa la modelación del esquema de la red de secuencia que se debe utilizar en el análisis de este tipo de falla.

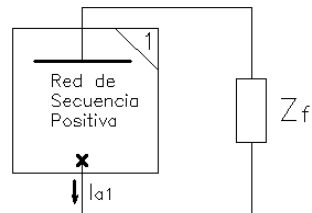


Figura 1.12 Esquema de modelación de la falla trifásica

$$I_{cc\ 3\phi} = \frac{V_{1\ pre}}{z_{th\ 1} + z_f} \quad (1.14)$$

Donde:

- $I_{cc\ 3\phi}$ es la corriente de cortocircuito trifásico en cada fase
- $V_{1\ pre}$ es el voltaje de prefalla en el punto de ocurre el cortocircuito
- $Z_{th\ 1}$ es la impedancia Thevenin de secuencia positiva en el punto de cortocircuito.
- Z_f es la impedancia de falla.

1.4.10.2 Falla monofásica

El cortocircuito monofásico es el más común en los sistemas de potencia. Debido a que ser un cortocircuito desbalanceado, requiere la modelación de las tres redes de secuencia. La figura 1.13 muestra el esquema de conexión de las secuencias.

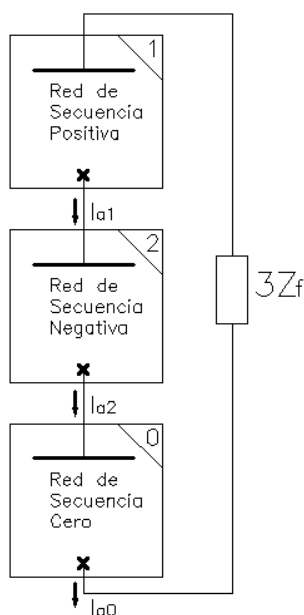


Figura 1.13 Esquema de modelación de la falla monofásica

Se puede observar en la figura 1.13 que las redes de secuencia se conectan en serie, consecuentemente las tres corrientes de secuencia son iguales. La ecuación 1.15 detalla el cálculo de las corrientes de secuencia. Aplicando el método de transformación de matrices de la ecuación 1.12 se obtiene la ecuación 1.16 que corresponde la corriente de cortocircuito en la fase fallada.

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a3} \frac{V_{1pre}}{(Z_{th1} + Z_{th2} + Z_{th0}) + 3Z_f} \quad (1.15)$$

$$I_{fa} = 3 * I_{a1} \quad (1.16)$$

Donde:

I_{a1}, I_{a2}, I_{a0}	son las corrientes de secuencias
V_{1pre}	es el voltaje de prefalla en el punto que ocurre el cortocircuito
$Z_{th1}, Z_{th2}, Z_{th0}$	son las impedancias Thevenin de secuencia positiva, negativa y cero respectivamente en el punto de cortocircuito

Z_f es la impedancia de falla
 I_{fa} es la corriente de cortocircuito en la fase a

1.4.10.3 Falla bifásica

La falla bifásica es otro tipo de cortocircuito asimétrico. Al no tener camino a tierra, la red de secuencia cero no se debe incluir en el análisis. La figura 1.14 muestra el esquema de conexión de las redes de secuencias.

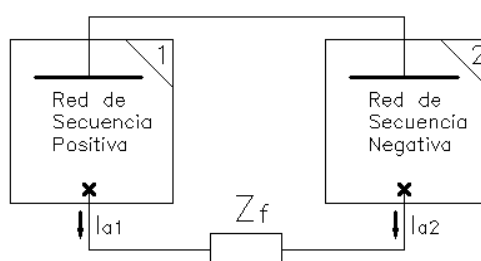


Figura 1.14 Esquema de modelación de la falla bifásica

Las ecuaciones 1.17, 1.18 y 1.19 representan las corrientes de secuencia. Al aplicar el método de transformación que de la ecuación 1.12, se puede obtener la corriente de cortocircuito en las fases falladas.

$$I_{a1} = \frac{V_{1pre}}{Z_{th1} + Z_{th2} + Z_f} \quad (1.17)$$

$$I_{a2} = -I_{a1} \quad (1.18)$$

$$I_{a0} = 0 \quad (1.19)$$

Donde:

I_{a1}, I_{a2}, I_{a0} son las corrientes de secuencias
 V_{1pre} es el voltaje de prefalla en el punto que ocurre el cortocircuito
 Z_{th1}, Z_{th2} son las impedancias Thevenin de secuencia positiva, negativa y

Z_f respectivamente en el punto de cortocircuito
es la impedancia de falla

1.4.10.4 Falla bifásica a tierra

La modelación de la falla bifásica a tierra requiere de las tres redes de secuencia debido al desbalance y camino por tierra. La figura 1.15 muestra el esquema de conexión de este tipo de cortocircuito.

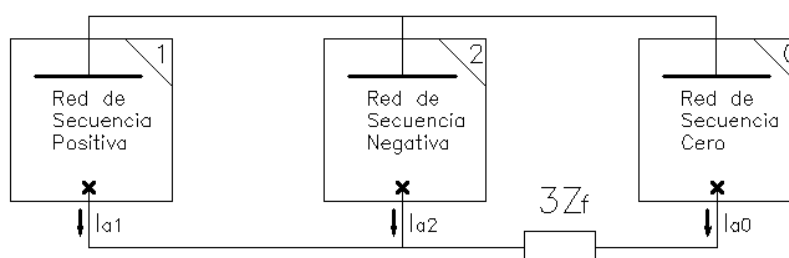


Figura 1.15 Esquema de modelación de falla bifásica a tierra

Las ecuaciones 1.20, 1.21 y 1.22 que se muestran a continuación hacen referencia a las corrientes de secuencia que se obtienen del análisis en este tipo de falla.

$$I_{a1} = \frac{V_{1\text{pre}}}{Z_{th1} + Z_{th2} \parallel (Z_{th0} + Z_f)} \quad (1.20)$$

$$I_{a2} = -I_{a1} \frac{Z_{th0} + 3Z_f}{Z_{th2} + Z_{th0} + 3Z_f} \quad (1.21)$$

$$I_{a0} = -I_{a1} \frac{Z_{th2}}{Z_{th2} + Z_{th0} + 3Z_f} \quad (1.22)$$

Donde:

I_{a1} , I_{a2} , I_{a0} son las corrientes de secuencias
 $V_{1\text{pre}}$ es el voltaje de prefalla en el punto que ocurre el cortocircuito
 Z_{th1} , Z_{th2} , Z_{th0} son las impedancias Thevenin de secuencia positiva, negativa y cero respectivamente en el punto de cortocircuito

Z_f es la impedancia de falla

Al aplicar el método de transformación de la ecuación 1.12 se obtiene la corriente de cortocircuito en cada fase. La corriente de cortocircuito total, se obtiene al sumar las corrientes de las dos fases falladas como lo indica la ecuación 1.23.

$$I_{cc2\phi T} = I_b + I_c \quad (1.23)$$

1.5 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EPMAPS

1.5.1 INTRODUCCIÓN

La Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento, cuyo objetivo es de proveer servicios de agua potable al Distrito Metropolitano de Quito, realiza diferentes captaciones de agua en ríos y lagunas en las cercanías de la ciudad. Estas captaciones tienen como punto final las plantas de tratamiento, para luego ser distribuidas a los usuarios de la empresa.

A lo largo del trayecto desde las captaciones de agua hasta las plantas de tratamiento, la empresa cuenta con centrales de generación eléctrica. Actualmente existen dos centrales hidroeléctricas. La central Recuperadora que está asociada al sistema de abastecimiento Papallacta y la central El Carmen al sistema La Mica-Quito sur.

Las centrales hidroeléctricas Recuperadora y El Carmen tienen una potencia instalada de 14,32 MW y 8,4 MW respectivamente. La energía que se genera en la las centrales de generación, se usa para abastecer las necesidades energéticas de los motores de inducción de las estaciones de bombeo Booster 1, Booster 2 y Elevadora y para entregar energía al Sistema Nacional Interconectado.

1.5.2 SISTEMA PAPALLACTA INTEGRADO

El sistema Papallacta integrado es uno de los dos centros de abastecimiento de agua potable que tiene la empresa. Las captaciones de agua desembocan en la planta de tratamiento Bellavista y son distribuidas hacia los habitantes del norte de Quito. Este sistema contempla dos etapas de diseño, Papallacta I y Optimización Papallacta.

La etapa del sistema Papallacta I utiliza tres estaciones de bombeo para elevar el agua desde las captaciones hasta la entrada del túnel Quito. Las estaciones se denominan Booster 1, Booster 2 y Elevadora. Estas estaciones están conformadas con motores de inducción acopladas a bombas para elevar el agua.

La etapa Optimización Papallacta se desarrolló para reducir los altos costos que se generan por utilizar las estaciones de bombeo conformadas por los motores de inducción. Otro objetivo de su implementación es que permite aumentar la capacidad de suministro de agua para la ciudad de Quito. Este proyecto tiene la característica de usar la gravedad como medio de conducción del agua hacia el túnel Quito.

Las dos etapas del sistema Papallacta se conducen a través de un acueducto hasta la entrada del túnel Quito. A la salida de este, se ubica una de las centrales hidroeléctricas de generación denominada Recuperadora de Energía. Posteriormente el agua llega a la planta de tratamiento Bellavista.

1.5.3 SISTEMA LA MICA QUITO SUR

La segunda fuente de abastecimiento más importante para la ciudad, es el sistema la Mica Quito Sur. Este sistema abastece de agua potable para los habitantes del sur de la ciudad. La principal característica es que usa la gravedad para conducir el agua, evitando usar estaciones de bombeo como en la etapa Papallacta I.

La laguna la Mica que se ubica en las faldas del volcán Antisana, es la fuente principal de provisión de agua. En este punto, la EPMAPS construyó la presa que lleva el mismo nombre para posteriormente conducir el agua por acueductos hasta la planta de tratamiento El Troje. En este trayecto se ubica la otra central hidroeléctrica de energía denominada El Carmen.

1.5.4 ESQUEMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El sistema eléctrico de la EPMAPS está conformado por las centrales eléctricas El Carmen y Recuperadora, las estaciones de bombeo Booster 1, Booster 2 y Elevadora y las subestaciones eléctricas asociadas. Además, la Empresa Eléctrica Quito S.A. también utiliza este sistema para abastecerse de energía. La línea de transmisión desde la torre 83 hasta la subestación Tababela 138 kV es de propiedad de esta empresa.

El sistema eléctrico de la EPMAPS es radial y se conecta al Sistema Nacional Interconectad S.N.I. a través de la subestación Santa Rosa. La representación de este sistema de potencia se muestra como una fuente externa que se conecta a la barra de dicha subestación de CELEC EP – Transelectric. La figura 1.16 muestra el diagrama unifilar donde se incluyen todos los elementos del SEP incluidos los disyuntores disponibles.

El punto Torre 42 corresponde al nombre de la estructura de transmisión donde realiza la derivación de la línea hacia la subestación Santa Rosa y Recuperadora. Algo similar se encuentra en la Torre 83. Pues es en este punto donde se ubica el ramal de la línea de transmisión de propiedad de la E.E.Q. S.A. y que abastece de energía al nuevo aeropuerto de la ciudad de Quito.

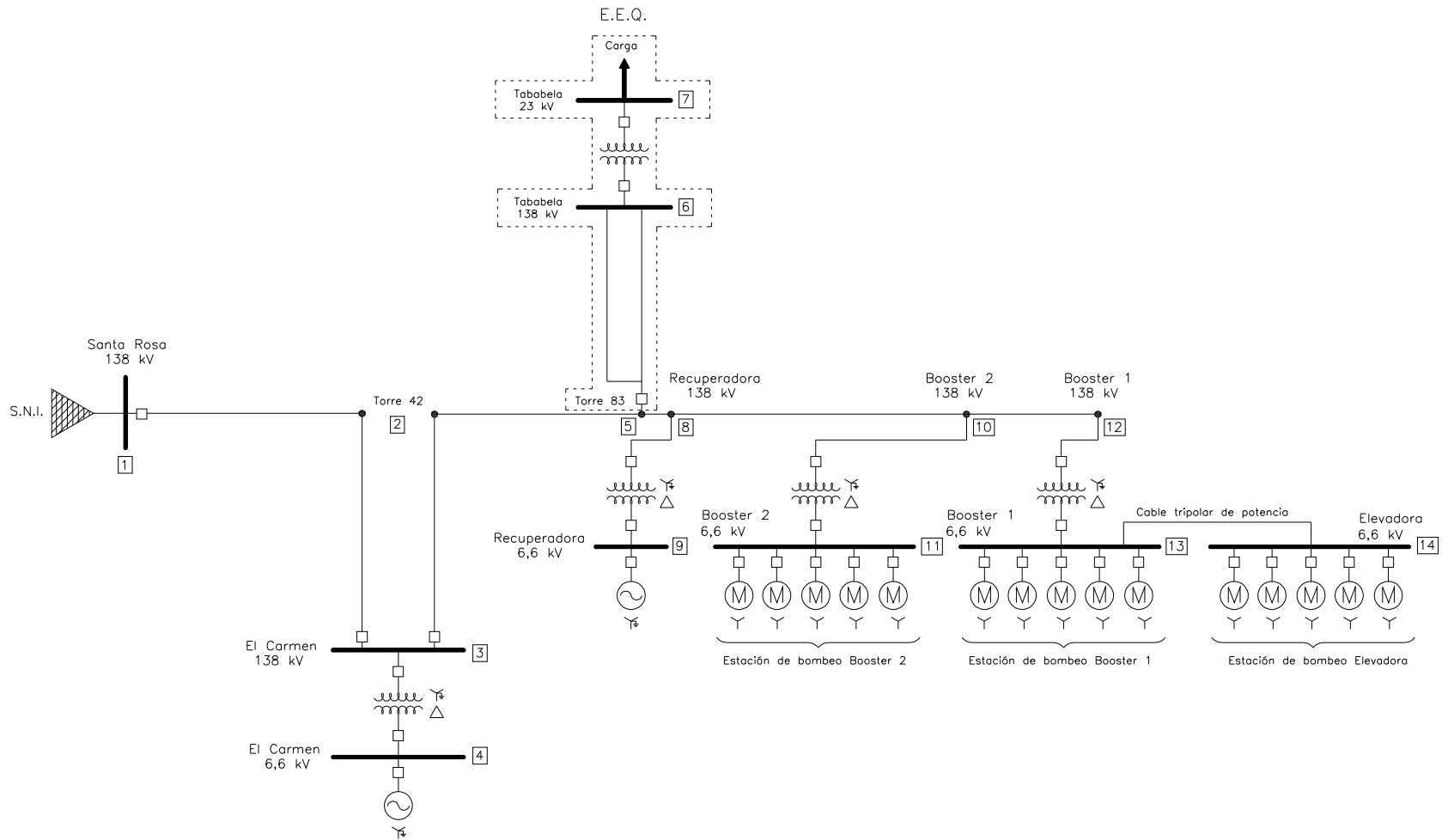


Figura 1.16 Diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia de la EPMAPS

1.5.5 OPERACIÓN DEL SISTEMA

Las condiciones de operación del sistema eléctrico de la EPMAPS están relacionadas con la disponibilidad de agua en los embalses de los sistemas de abastecimiento Papallacta y La Mica Quito sur. Estas condiciones van a permitir definir escenarios típicos para realizar los cálculos de las corrientes de cortocircuitos basados en la norma ANSI/IEEE C37.010.

Los embalses de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento coinciden con el periodo de lluvia de la cuenca hidrográfica oriental del Ecuador. Entre los meses de abril a septiembre, las precipitaciones permiten la operación de la etapa Optimización Papallacta, lo que conlleva a no utilizar las estaciones de bombeo. Por ende, la producción de energía de la central Recuperadora y El Carmen, se entrega a la subestación Tababela de la Empresa Eléctrica Quito S.A. y el excedente al S.N.I.

El resto de tiempo durante el año comprende el periodo de estiaje. Durante este tiempo, que va desde el mes de octubre hasta marzo, los niveles bajos de los embalses de la etapa Optimización Papallacta obligan la operación de las estaciones de bombeo para satisfacer la demanda de agua hacia la ciudad de Quito. Consecuentemente la energía que se genera en las centrales se dirige hacia los motores de inducción y la carga de la Empresa Eléctrica Quito. Es muy probable que el S.N.I. entregue energía a la EPMAPS para cubrir la totalidad de la demanda..

1.6 CENTRALES ELÉCTRICAS

1.6.1 CENTRAL HIDROELÉCTRICA RECUPERADORA

La central hidroeléctrica Recuperadora, asociada al proyecto de abastecimiento de agua potable Papallacta, está conformada por una turbina tipo Pelton asociado a un

generador sincrónico de polos salientes. Las tablas 1.3 y 1.4 resumen las principales características de estos dos elementos.

Tabla 1.3 Datos de placa de la turbina de la central Recuperadora

TURBINA	
Marca	SULZER-ESCHER-WYSS
Ciudad de fabricación	RAVENSBURG ALEMANIA
Número	12222
Año de fabricación	1989
Tipo	PELTON
Caída bruta máxima	606,9 m
Caída neta de diseño	561,4 m
Caudal nominal	3 m ³ /s
Potencia Activa Nominal	14,76 MW
Velocidad sincrónica	720 rpm
Sentido de giro	ANTIHORARIO
Diámetro medio del rotor	1270 mm

Tabla 1.4 Datos de placa del generador de la central Recuperadora

GENERADOR	
Marca	SCHORCH
Tipo	DF 8342K – BB 10
Número	46 447 703
Año	1989
Tipo	Sincrónico trifásico
Conexión del bobinado del estator	Estrella puesto a tierra
Voltaje nominal	6900 V +/- 5%
Corriente nominal	1500 A
Potencia nominal	17,9 MVA
Factor de potencia	0,8
Frecuencia	60 Hz

Continuación tabla 1.4

Número de polos	10
Protección	IP 23
Velocidad sincrónica	720 rpm
Altitud de montaje	3170 m.s.n.m.
Momento de inercia	10757 kgm ²

1.6.1.1 Impedancias del generador

La tabla 1.5 detalla las impedancias del generador de la central Recuperadora. Algunos de los datos se estimaron de máquinas similares [4]. Es importante indicar que los valores en por unidad de esta tabla están en base de la potencia del propio generador.

Tabla 1.5 Impedancias del generador de la central Recuperadora

Parámetro	Símbolo	Valor en p.u.	Valor en Ω /fase
Resistencia de armadura	rst	0,006745	0,0179
Reactancia sincrónica en eje directo	Xd	1,5900	4,2218
Reactancia sincrónica en eje de cuadratura	Xq	1,0680	2,8406
Reactancia subtransitoria en eje directo	Xd''	0,2000	0,53195
Reactancia transitoria en eje directo	Xd'	0,2700	0,71814
Reactancia de secuencia negativa	X2	0,1900	0,50535
Reactancia de secuencia cero	X0	0,1000	0,26597

1.6.2 CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL CARMEN

La central hidroeléctrica el Carmen se encuentra ubicada en las cercanías de la parroquia Pintag, específicamente en la parroquia El Carmen del cantón Quito. La central tiene una potencia nominal de 8,4 MW. Los componentes principales lo conforman el generador de polos salientes y una turbina tipo Pelton que se alimenta

a través de dos inyectores como se muestra en la figura 1.17.



Figura 1.17 Turbina y generador de la central El Carmen

La tabla 1.6 y 1.7 resumen las características de la turbina y del generador respectivamente.

Tabla 1.6 Datos de placa de la turbina de la central El Carmen

TURBINA	
Marca	VOITH HYDRO TOLOSA
Tipo	PELTON
Caída bruta máxima	611 m
Caída neta de diseño	544 m
Caudal máximo	2 m ³ /s
Caudal nominal	1,7 m ³ /s
Potencia nominal	9599 MW
Velocidad sincrónica	720 rpm
Velocidad de desemboque	1355 rpm

Tabla 1.7 Datos de placa del generador de la central El Carmen

GENERADOR	
Marca	SCHORCHLDW AEG
Tipo	S5E1000M60
Número	98 - 402009
Tipo	Sincrónico Trifásico
Conexión del bobinado del estator	Estrella puesto a tierra
Voltaje nominal	6600 V
Corriente nominal	919 A
Potencia nominal	10,5 MVA
Factor de potencia	0,8
Frecuencia	60 Hz
Velocidad sincrónica	720 rpm
Altitud de montaje	3306 m.s.n.m.

1.6.2.1 Impedancias del generador

La tabla 1.8 resume las impedancias del generador. Los datos como la reactancia subtransitoria, transitoria, de secuencia negativa y cero fueron estimados [4] por falta de pruebas en la máquina. Los valores en p.u. están en base de la potencia del propio generador.

Tabla 1.8 Impedancias del generador de la central El Carmen

Parámetro	Símbolo	Valor en p.u.	Valor en Ω /fase
Resistencia de armadura	rst	0,00776	0,03220
Reactancia sincrónica en eje directo	Xd	1,8000	7,4614
Reactancia sincrónica en eje de cuadratura	Xq	1,2000	4,9782
Reactancia subtransitoria en eje directo	Xd''	0,2000	0,8297
Reactancia transitoria en eje directo	Xd'	0,2700	1,1201
Reactancia de secuencia negativa	X2	0,1900	0,7882

Continuación tabla 1.8

Reactancia de secuencia cero	X0	0,1000	0,4148
------------------------------	----	--------	--------

1.7 SUBESTACIONES

1.7.1 SUBESTACIÓN RECUPERADORA

La subestación Recuperadora que muestra en la figura 1.18 es de tipo elevadora convencional. Cumple la función de transformación de elevar el voltaje de 6,6 kV a 138 kV. Está conformada por un transformador trifásico de potencia de dos devanados cuyos parámetros eléctricos se resumen en la tabla 1.9.



Figura 1.18 Subestación Recuperadora

Tabla 1.9 Datos de placa del transformador de la subestación Recuperadora

TRANSFORMADOR DE POTENCIA					
Marca		SCHORCH			
Tipo		TC18438			
Número de fabricación		4644770802			
Norma		IEC 76			
Potencia Nominal		12,6 / 18 MVA			
Fases		3			
Grupo de conexión		YNd11			
Frecuencia		60 Hz			
Tipo de refrigeración		ONAN / ONAF			
Tiempo de cortocircuito		2 s			
Pérdidas en vacío		19 kW			
Pérdidas en cortocircuito		95 kW			
Posición	Voltaje nominal kV		Corriente nominal A		Impedancia de cortocircuito %
	A.V.	B.V.	A.V.	B.V.	
1	144,8		50,2/71,8		6,38/9,11
9b	131,9	6,9	55,1/78,7	1054,3/1506,1	6,16/8,73
17	119,2		61,0/87,2		5,93/8,47

Las impedancias de secuencia del transformador corresponden a la impedancia de cortocircuito referida a la potencia base de 12,6 MVA. En el anexo 3 se muestra el esquema de protecciones de la subestación.

1.7.1.1 Disyuntores

La subestación Recuperadora tiene dos disyuntores como se muestra en la figura 1.16 del diagrama unifilar del sistema de potencia de la EPMAPS. Las líneas de transmisión que salen de la subestación no tienen disyuntor. La tabla 1.10 resume las principales características del disyuntor de 138 kV.

Tabla 1.10 Datos de placa del disyuntor de 138 kV de la subestación Recuperadora

DISYUNTOR TRIPOLAR	
Fabricante	NUOVA MAGRINI GALILEO
Dieléctrico	SF ₆
Tipo	170 MHD-1P
Serie	148812
Voltaje nominal	170 kV
Corriente nominal	1250 A
Corriente de pico	50 kA
Capacidad de interrupción	20 kA
B.I.L.	325 kV
Tiempo de interrupción	3 ciclos
Ciclo de operación	O – 0,3 s – CO – 1 min - CO

1.7.2 SUBESTACIONES BOOSTER 1 y BOOSTER 2

Las subestaciones Booster 1 y 2 se conectan a la línea de transmisión de 138 kV proveniente de la subestación Recuperadora. Tienen la función de reducir el voltaje a 6,6 kV con el objetivo de alimentar a las estaciones de bombeo conformadas por los motores de inducción.

En cada barra de la subestación se conectan cinco motores de inducción. Además, los transformadores de potencia tienen la misma característica del transformador de la subestación Recuperadora. Los datos se muestran detalladamente en la tabla 1.9.

1.7.2.1 Motores de inducción de las estaciones de bombeo

Las estaciones de bombeo Elevadora, Booster 1, Booster 2 tienen como objetivo elevar el agua desde una altura de 3120 m.s.n.m. hasta los 3725 m.s.n.m para ser conducidos por el túnel Quito. Cada estación está conformada de 5 motores de inducción de tipo jaula de ardilla. Uno de ellos actúa como respaldo para mejorar la

confiabilidad del sistema. La operación es en cascada y requiere de al menos un motor por cada estación para cumplir con la función de elevar el agua.

La estación de bombeo Booster 2 se muestra en la figura 1.19. La operación de los motores es de tipo horizontal. Las mismas características presenta la estación Booster 1. Al contrario, los motores de la estación Elevadora que se muestra en la figura 1.20 operan de forma vertical.



Figura 1.19 Estación de bombeo Booster 2

El arranque de los motores es otra característica importante en este sistema. Se lo realiza en vacío y a voltaje nominal de la red en 6,6 kV. Durante este tiempo, el actuador permanece cerrado para no permitir el paso de agua. Luego de un tiempo aproximado de cuatro minutos, se va abriendo gradualmente.

El Sistema Nacional Interconectado es importante durante el arranque de los motores. Las centrales de generación de la EPMAPS no tienen la suficiente capacidad para sostener la condición de arranque y consecuentemente el S.N.I. les da la capacidad para la condición de arranque.



Figura 1.20 Estación de bombeo Elevadora

Las características eléctricas más importantes de los motores se muestran en la tabla 1.11. Estos datos son útiles para la modelación en el sistema.

Tabla 1.11 Datos de placa de los motores de inducción de las estaciones de bombeo

Datos de placa de los motores de Inducción		
	Estación Elevadora	Estación Booster 1 y 2
Marca	SCHORCH	SCHORCH
Tipo	KR5832H-AB08	KR6831G-AB02
Serie	46447705/1	47447706/1
Tipo de construcción	IMV10	IMB3
Protección	54	54
Capacidad de impulsión	750 L/s	750 L/s
Conexión del estator	Y	Y
Potencia nominal al eje	470 kW	2800 kW
Voltaje nominal	6600 V	6600 V
Corriente nominal	55 A	285 A
Resistencia entre fases	1,16840 Ω	0,0945 Ω

Continuación tabla 1.11

Carga	4 / 4	3 / 4	2 / 4	4 / 4	3 / 4	2 / 4
Eficiencia	95 %	94,6%	93,2 %	96 %	95,8 %	95 %
Factor de potencia	0,79	0,73	0,62	0,90	0,89	0,86
Corriente a rotor bloqueado	550% I_N			500% I_N		
Torque nominal	5020 Nm			7460 Nm		
Torque a rotor bloqueado	80% T_N			80% T_N		
Torque máximo	210% T_N			220% T_N		
Torque más bajo (Pull-up)	70% T_N			70% T_N		
Velocidad nominal	894 rpm			3584 rpm		
Frecuencia	60 Hz			60 Hz		
Aislamiento	F			F		

El estudio de cortocircuitos que se detalla en el capítulo 2 incluye el aporte de los motores de inducción. Debido a que la EPMAPS no cuenta con la modelación ni de los motores, se utiliza el programa DlgSILENT Power Factory para la estimación del circuito equivalente.

1.7.2.1.1 Modelación de los motores de inducción

Para considerar las características de arranque de los motores, necesario para el estudio de cortocircuito, se recurre a la modelación en el programa DlgSILENT como motores de rotor doble jaula de ardilla [5]. La figura 1.21 muestra el circuito equivalente de este tipo de motor.

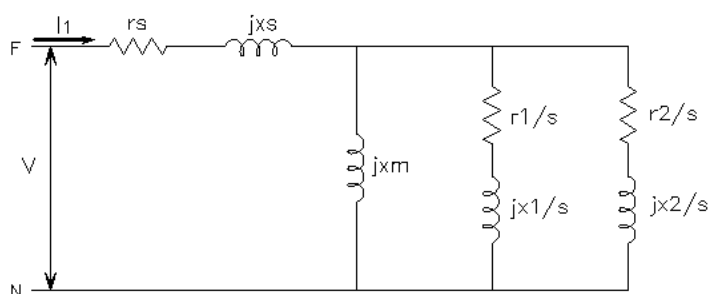


Figura 1.21 Circuito equivalente del motor de inducción con rotor doble jaula de ardilla

Donde:

V	es el voltaje fase – neutro del circuito equivalente
I_1	es la corriente nominal del motor
r_s	es la resistencia del estator
x_s	es la reactancia de fuga del estator
x_m	es la reactancia de magnetización
r_1	es la resistencia de la jaula interior
x_1	es la reactancia de la jaula interior
r_2	es la resistencia de la jaula exterior o de arranque
x_2	es la reactancia de la jaula exterior o de arranque

Ciertamente, los motores de las estaciones de bombeo son de rotor jaula simple de ardilla, pero para estimar los parámetros de arranque de los motores se recurre a la modelación como rotores de doble jaula.

Los resultados de la dicha estimación a través del programa DlgSILENT Power Factory se detallan en la tabla 1.12. Los valores en p.u. están en base de la potencia de los respectivos motores.

Tabla 1.12 Impedancias del circuito equivalente de los motores de inducción de las estaciones de bombeo estimadas con el programa DlgSILENT

Impedancias de los motores de inducción de las estaciones de bombeo				
	Booster 1 y 2		Elevadora	
	Valor en p.u.	Valor en Ω /fase	Valor en p.u.	Valor en Ω /fase
rs	0,0321	0,4321	0,0344	2,3982
xs	0,1106	1,4866	0,1700	11,8250
xm	3,7204	50,0074	2,0057	139,5100
r1	0,0044	0,0595	0,0099	0,6902
x1	0,1103	1,4826	0,1791	12,4572

Continuación de la tabla 1.12

r_2	0,2222	2,9875	0,0206	1,4374
x_2	0,1169	1,5714	0,0010	0,0699

Los resultados de la tabla 1.13 realiza la comparación de los parámetros calculados con el circuito equivalente estimado por el programa DlgSILENT y los entregados por el fabricante.

Tabla 1.13 Comparación de los parámetros eléctricos de los motores de inducción

Comparación de los parámetros eléctricos						
Parámetro	Motores Booster 1 y 2			Motores Elevadora		
	Fabricante SCHORCH	DlgSILENT	Error absoluto	Fabricante SCHORCH	DlgSILENT	Error absoluto
Potencia al eje MW	2,80	2,80	0,00 %	0,470	0,469	0,04 %
Corriente nominal A	285,00	283,48	0,53 %	55,00	54,79	0,38 %
Facto de potencia nominal	0,90	0,90	0,00 %	0,79	0,79	0,00 %
Eficiencia nominal %	96,00	96,02	0,02 %	95,00	95,00	0,00 %
Corriente de arranque p.u.	5,00	5,00	0,00 %	5,50	5,50	0,00 %
Torque nominal N.m.	7460,00	7463,02	0,04 %	5020,00	5019,18	0,01 %
Torque de arranque p.u.	0,80	0,80	0,00 %	0,80	0,80	0,00 %

Nota: No se realiza la comparación de los otros parámetros como son el voltaje, velocidad, frecuencia ya que estos datos se ingresan en el programa DlgSILENT para estimar las impedancias equivalentes y por ende correspondería al mismo valor al del fabricante.

Como se puede apreciar no existe diferencia entre los valores de los parámetros del fabricante de los motores SCHORCH y los estimados con el uso de las impedancias estimadas en el DlgSILENT. Esto permite el uso de los motores en el estudio de cortocircuito sin incurrir en errores.

Los cálculos respectivos de los parámetros de los motores de inducción con el circuito equivalente calculado por el programa DlgSILENT se detallan ampliamente en el anexo 1.

1.7.2 SUBESTACIÓN EL CARMEN

La subestación el Carmen cumple con la función de elevar el voltaje de 6,6 kV a 138 kV hacia el sistema de transmisión. Tiene la configuración de barra simple con salida para dos circuitos en el lado de alto voltaje, correspondiente a las líneas que van hacia la subestación Santa Rosa del Sistema Nacional Interconectado y la subestación Recuperadora.

Está conformada por un transformador de potencia con cambiador de tomas bajo cargas en el lado de alto voltaje, disyuntores de tipo SF6 y seccionadores semipantógrafos. La figura 1.22 muestra la subestación.



Figura 1.22 Subestación El Carmen

Los datos eléctricos del transformador de potencia de la subestación se muestran en la tabla 1.14.

Tabla 1.14 Datos de placa del transformador de la subestación El Carmen

TRANSFORMADOR DE POTENCIA			
Marca	SCHORCH		
Norma	IEC 76		
Potencia Nominal	10 / 12,5 MVA		
Fases	3		
Grupo de conexión	YNd11		
Tipo de refrigeración	ONAN / ONAF		
Frecuencia	60 Hz		
Tiempo de cortocircuito	2 s		
Pérdidas en vacío (posc. nominal)	12 / 12,15 MW		
Pérdidas de cortocircuito (posc. nominal)	75 / 77 kW		
Corriente en vacío %	0,32 %		
Posición	Voltaje nominal [kV]		Impedancia de cortocircuito %
	A.V.	B.V.	
1	154,56		11,59
9b	138,00	6,6	11,04 / 11,25
17	121,44		10,99

Las impedancias de secuencia del transformador son iguales a la impedancia se cortocircuito referida a la posición nominal 9b y a la potencia de 12 MW. En el anexo 3 se puede encontrar el esquema completo de las protecciones eléctricas de la subestación El Carmen.

1.7.2.1 Disyuntores

La subestación El Carmen tiene disyuntores de alto voltaje para las líneas de transmisión que se dirigen hacia la subestación Santa Rosa y Recuperadora. La tabla 1.15 resume las características.

Tabla 1.15 Datos de placa del disyuntor de la subestación Recuperadora

DISYUNTOR TRIPOLAR	
Fabricante	NUOVA MAGRINI GALILEO
Dieléctrico	SF ₆
Tipo	1T MHD-1P
Serie	148812
Voltaje nominal	170 kV
Corriente nominal	1250 A
B.I.L.	750 kV
Capacidad de interrupción	25 kA
Ciclo de operación	O – 0,3 s – CO – 1 min - CO

El disyuntor de alto voltaje del transformador de potencia tiene características similares a los datos que se muestran en la tabla 1.15.

1.8 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El sistema de transmisión está conformado por líneas aéreas de 138 kV de propiedad de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento. La topología es radial y conecta la subestación Santa Rosa con las subestaciones de las centrales El Carmen, Recuperadora y las estaciones de bombeo Booster 1 y 2. La estación Elevadora se enlaza mediante un cable tripolar subterráneo desde la barra de la estación Booster 1 a 6,6 kV. El sistema completo se puede ver en la figura 1.16.

Antiguamente, La EPMAPS estaba conformada con una línea de transmisión que conectaba la subestación Santa Rosa del S.N.I. con la central Recuperadora y las estaciones de bombeo del proyecto Papallacta. Con la construcción de la central El Carmen, se realizó una derivación en la línea principal. El tramo de la línea se divide en la Torre 42 para incluir al a la central El Carmen del proyecto La Mica-Quito sur.

El sistema de transmisión de la EPMASPS también se encuentra conformado por

líneas aéreas de propiedad de la Empresa Eléctrica Quito S.A. La derivación de esta línea se realiza en la torre 83 que se encuentra localizada a una distancia de 1 km medidos desde la subestación Recuperadora hacia la subestación El Carmen. Esta línea enlaza a la subestación Tababela que provee energía hacia el nuevo aeropuerto de la ciudad de Quito.

Las distancias de los segmentos de las líneas de transmisión de la EPMAPS se muestran en la tabla 1.16.

Tabla 1.16 Distancias de los segmentos de las líneas de transmisión

Distancias de las líneas de transmisión				
Desde	Tramo		Nivel de voltaje kV	Distancia km
		Hasta		
Subestación Santa Rosa	Torre 42		138	14,50
Torre 42		Central El Carmen	138	14,82
Central El Carmen	Torre 42		138	14,82
Torre 42		Central Recuperadora	138	17,36
Central Recuperadora		Estación Booster No.2	138	18,50
Estación Booster No.2		Estación Booster No.1	138	4,03
Estación Booster No.1		Estación Elevadora	6,6	0,81
Torre 83		Subestación Tababela	138	13,00

Cabe indicar que la derivación de la línea de transmisión de la Empresa Eléctrica Quito S.A., se hace mediante un empalme a la línea aérea El Carmen – Recuperadora de la EPMAPS de 138 kV. Los elementos para aislar la línea hacia la subestación Tababela son un seccionador y un disyuntor.

1.8.1 MODELO GEOMÉTRICO DE LAS TORRES DE TRANSMISIÓN DE LA EPMAPS

Las torres de transmisión de la EPMAPS se encuentran conformadas por dos tipos de estructuras. Las dos son de tipo SL y difieren en el tipo de circuito que llevan. Las

líneas desde la subestación Santa Rosa hasta la estación Booster 1 de la figura 1.16 tienen estructuras de circuito simple. Las líneas en la derivación de la torre 42 hasta la central El Carmen son para circuito doble. La figura 1.23 detalla el modelo geométrico de las dos estructuras.

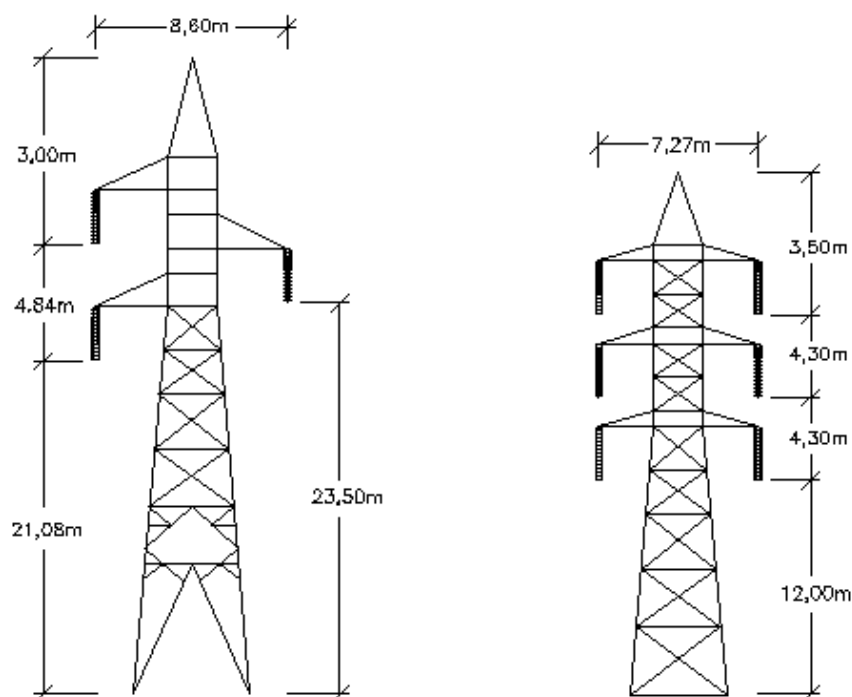


Figura 1.23 Modelo geométrico de las torres de transmisión de la EPMAPS

1.8.2 MODELO GEOMÉTRICO DE LAS TORRES DE TRANSMISIÓN DE LA E.E.Q. S.A.

Las estructuras para las líneas de transmisión de la Empresa Eléctrica Quito S.A. se muestran en la figura 1.24. Las dos líneas están operando en paralelo como se detalla en la figura 1.16.

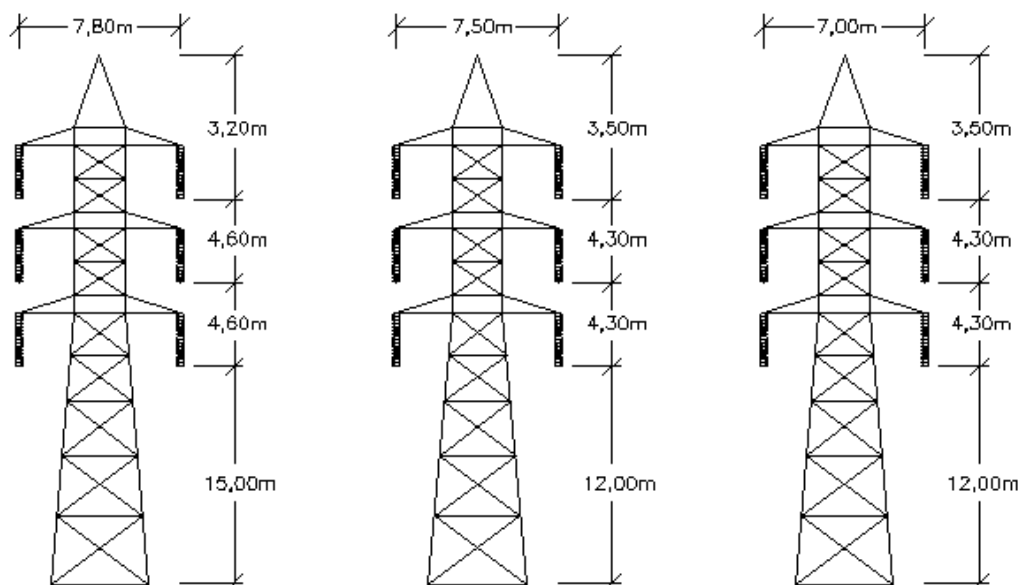


Figura 1.24 Modelo geométrico de las torres de transmisión de la E.E.Q S.A.

1.8.3 CONDUCTOR DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA EPMAPS

El conductor de las líneas del sistema de transmisión de la EPMAPS es el Brant ACSR con alma de acero. La tabla 1.17 resume las características eléctricas y mecánicas de este conductor.

Tabla 1.17 Características del conductor Brant ACSR de las líneas de transmisión de la EPMAPS

Conductor Brant ACSR	
Calibre AWG	397,5 kcmil
Número de hilos de aluminio	24
Número de hilos de acero	7
Diámetro hilo de acero	2,18 mm
Diámetro hilo de Aluminio	3,27 mm
Diámetro núcleo	6,54 mm
RMG	7,88 mm
Peso del aluminio	558,5 kg/km
Peso del acero	203,9 kg/km

Continuación de la tabla 1.17

Carga de rotura	6641 kg
Resistencia DC a 20°C	0,143 Ω /km
Resistencia AC a 75°C	0,174 Ω /km
Capacidad de corriente	585 A
Capacidad de CC	30,2 kA

La protección de las líneas aéreas del sistema de transmisión de la EPMAPS se lo realiza con hilo de guardia de acero galvanizado de 3/8". Este conductor se encuentra conformado por 7 hilos de acero con un diámetro de 3,05 mm.

1.8.3.1 Conductor tripolar de potencia [15]

El conductor tripolar de potencia se conecta desde la barra de bajo voltaje de la subestación Booster 1 hasta la subestación Elevadora para alimentar a los motores de dicha subestación. La tabla 1.18 resume las principales características de este conductor.

Tabla 1.18 Características del cable tripolar de potencia

Conductor tripolar de potencia	
Metal	Aluminio IRAM 2176
Forma	Redonda "Clase 2"
Sección del conductor	185 mm ²
Resistencia DC a 20°C	0,164 Ω /km
Corriente máxima	285 A
Aislante	Polietileno reticulado silanizado (XLPE)
Envoltura Externa	PVC especial tipo ST2 norma IRAM 2307

1.8.4 CONDUCTOR DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA E.E.Q. S.A.

El conductor que usa para E.E.Q. S.A en las líneas de transmisión de 138 kV es de aluminio con alma del mismo material. La tabla 1.19 resume sus características.

Tabla 1.19 Características del conductor ACAR de las líneas de transmisión de la E.E.Q. S.A.

Conductor ACAR	
Calibre AWG	750 kcmil
Número de hilos de aluminio	30
Número de hilos de acero	7
Sección del conductor	380 mm ²
Diámetro del conductor	25,35 mm
Diámetro conductor de aluminio	3,617 mm
RMG	10,05 mm
Carga de rotura	7058 kgf
Resistencia DC a 20°C	0,078 Ω/km
Resistencia AC a 75°C	0,096 Ω/km
Capacidad de corriente	850 A
Capacidad de CC	30,2 kA

1.8.5 RESISTIVIDADES DEL TERRENO

La resistividad del terreno es un parámetro que usa el programa DlgSILENT para calcular la impedancia de secuencia cero en las líneas de transmisión. La medición de este parámetro se realiza en las diferentes secciones de línea del sistema de transmisión de la EPMAPS. La tabla 1.20 muestra los valores obtenidos.

Cabe recalcar que la resistividad del terreno del tramo comprendido desde la Torre 83 hasta la Subestación Tababela, que corresponde a la E.E.Q S.A., no se hizo ninguna medición. El valor que se muestra en la tabla 1.20 representa solo una estimación.

Tabla 1.20 Resistividades del terreno del sistema de transmisión de la EPMAPS

Resistividad		
Desde	Tramo	Resistividad
	Hasta	$\Omega.m$
Subestación Santa Rosa	Torre 42	40,00
Torre 42	Central El Carmen	50,00
Torre 42	Booster 1	120,00
Torre 83	Subestación Tababela	100,00

1.8.6 CÁLCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El cálculo de las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero se realiza con el programa DlgSILENT Power Factory basado en el modelo geométrico de las estructuras y las características de los conductores de las líneas aéreas del sistema de transmisión, que se detalla en las secciones 1.8.1 a 1.8.4.

Cabe indicar que, para el modelo geométrico de las líneas de la E.E.Q. S.A., se realiza un promedio de las tres tipos de estructuras de las torres para posteriormente ingresar las distancias al programa DlgSILENT.

Los resultados obtenidos con el programa DlgSILENT se muestran en la tabla 1.21 y se detallan en dos formas diferentes. La primera es en ohmios/distancia y la otra solo en ohmios. Además, se incluye el efecto mutuo de la línea El Carmen – Torre 42 por la disposición asimétrica de los conductores en la torre soportante de doble circuito.

Las estimaciones de DlgSILENT concuerdan con lo detallado en la sección 1.4.9.1. Es decir, que las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales; y la impedancia de secuencia cero es mayor a estas dos últimas debido a la dependencia del retorno por tierra.

Tabla 1.21 Impedancias de secuencia de las líneas de transmisión de la EPMAPS

Impedancias de Secuencia													
Tramo	Distancia km	Impedancia serie R-L Ω /km				Suceptancia paralelo μ S/km		Impedancia serie R-L Ω				Suceptancia paralelo μ S	
		R1	X1	R0	X0	B1	B0	R1	X1	R0	X0	B1	B0
Santa Rosa - Torre 42	14,50	0,1436	0,5148	0,3044	1,4746	3,1930	1,7180	2,0822	7,4646	4,4138	21,3817	46,2985	24,9110
Torre 42 - El Carmen	14,82	0,1436	0,4925	0,3116	1,5683	3,3590	2,0500	2,1282	7,2989	4,6179	23,2422	49,7804	30,3810
Acoplamiento Mutuo		-	0,0185	0,1680	0,9722	-	-	-	-	-	-	-	-
Torre 42 - Recuperadora	17,36	0,1436	0,5148	0,3122	1,6220	3,1930	1,7180	2,4929	8,9369	5,4198	28,1579	55,4305	29,8245
Recuperadora - Booster 2	18,50	0,1436	0,5148	0,3122	1,6220	3,1930	1,7180	2,6560	9,5217	5,7745	30,0005	59,0577	31,7761
Booster No.2 - Booster 1	4,03	0,1436	0,5148	0,3122	1,6220	3,1930	1,7180	0,5787	2,0746	1,2582	6,5367	12,8678	6,9235
Cable tripolar de potencia	0,81	0,0848	0,1045	0,7593	2,1943	486,62	243,55	0,0687	0,0846	0,6150	1,7774	394,16	197,27
Torre 78 – Tababela *	13,00	0,0792	0,4692	0,2495	1,6354	3,5400	2,0610	1,0296	6,0995	3,2435	21,2602	46,0200	26,7930

(*) Los parámetros de la línea área Torre 83 – Tababela corresponden a una sola línea. Al estar en paralelo, se deben dividir para dos.

CAPÍTULO 2

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

2.1 CONDICIONES PREVIAS AL CORTOCIRCUITO

El estudio de cortocircuitos tiene varios objetivos. Uno de los más importantes es realizar el ajuste de los relés de protección. También se usa para determinar la capacidad de interrupción de los disyuntores. El cálculo de las corrientes de cortocircuito en el sistema eléctrico de la EPMAPS, se basa en la norma ANSI/IEEE C37.010 y el uso del programa DIgSILENT Power Factory, como programa de cálculo.

El valor de la corriente de cortocircuito depende fundamentalmente de la capacidad de elementos que contribuyen al cortocircuito como son los generadores, motores y fuentes externas. Por ende, el valor de la corriente de falla está relacionado con el estado previo de estos elementos en el sistema. Los escenarios típicos de operación deben incluir la disponibilidad de las fuentes de contribución.

Como se explica en la sección 1.5.5 del capítulo anterior, la operación del sistema eléctrico va a depender de la estación del tiempo durante el año. Es decir, durante el periodo invernal, las estaciones de bombeo no son necesarias debido a que las fuentes hídricas de los sistemas que funcionan con la gravedad, tienen la suficiente capacidad para abastecer de agua a la ciudad de Quito. Esto no sucede durante en el estiaje.

Cuando no se presentan precipitaciones en las zonas de las fuentes hídricas del sistema de la EPMAPS, es indispensable disponer de las estaciones de bombeo. El objetivo de las estaciones es elevar el agua hasta la entrada del túnel Quito por la acción en cascada de las bombas. La operación del sistema en esta condición es más crítica, ya que la energía generada por las centrales hidroeléctricas es destinada hacia los motores de inducción y a la carga de la E.E.Q. S.A.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, se han propuesto cuatro escenarios típicos de operación. Las tablas 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4 muestran los casos de estudio que se van a utilizar para el estudio de cortocircuitos.

Tabla 2.1 Escenario típico de operación 1

Escenario 1			
		MW	fp
Centrales de Generación	El Carmen	8,40	0,93 ind
	Recuperadora	14,32	0,96 ind
		Posición del tap	Control del LTC
Subestaciones	El Carmen	9	Sin control
	Recuperadora	9	Sin control
	Booster No.1	7	Inverso
	Booster No.2	7	Inverso
		No. de motores	Total MW
Estaciones de Bombeo	Booster No.1	4	11,66
	Booster No.2	4	11,66
	Elevadora	4	1,98
		Voltaje p.u.	Ik''max kA ⁽¹⁾
Red externa Santa Rosa		1,00	20,48
		MW	fp
Carga E.E.Q. S.A.		10,00	0,95

(1) Ik''max representa el aporte de corriente de cortocircuito trifásico del S.N.I en la barra de Santa Rosa

Tabla 2.2 Escenario típico de operación 2

Escenario 2			
Centrales de Generación	El Carmen	Sin Servicio	-
	Recuperadora	12,00	0,96 ind
Subestaciones		Posición del tap	Control del LTC
	El Carmen	9	Sin control
	Recuperadora	12	Inverso
	Booster No.1	12	Inverso
	Booster No.2	12	Inverso
Estaciones de Bombeo		No. de motores	Total MW
	Booster No.1	0	0,00
	Booster No.2	0	0,00
	Elevadora	0	0,00
Red externa Santa Rosa		Voltaje p.u.	Ik''max kA ⁽¹⁾
		1,00	20,48
Carga E.E.Q. S.A.		MW	fp
		10,00	0,95

(1) Ik''max representa el aporte de corriente de cortocircuito trifásico del S.N.I en la barra de Santa Rosa

Tabla 2.3 Escenario típico de operación 3

Escenario 3			
Centrales de Generación	El Carmen	5,00	0,98 ind
	Recuperadora	Sin servicio	-
Subestaciones		Posición del tap	Control del LTC
	El Carmen	9	Sin control
	Recuperadora	12	Inverso
	Booster No.1	12	Inverso
	Booster No.2	12	Inverso
Estaciones de Bombeo		No. de motores	Total MW
	Booster No.1	0	0,00
	Booster No.2	0	0,00
	Elevadora	0	0,00

Continuación de la tabla 2.3

	Voltaje p.u.	Ik''max kA ⁽¹⁾
Red externa Santa Rosa	1,00	20,48
	MW	fp
Carga E.E.Q. S.A.	10,00	0,95

(1) Ik''max representa el aporte de corriente de cortocircuito trifásico del S.N.I en la barra de Santa Rosa

Tabla 2.4 Escenario típico de operación 4

Escenario 4			
		MW	fp
Centrales de Generación	El Carmen	Sin servicio	-
	Recuperadora	12	0,95 ind
		Posición del tap	Control del LTC
	El Carmen	9	Sin control
Subestaciones	Recuperadora	12	Inverso
	Booster No.1	7	Inverso
	Booster No.2	7	Inverso
		No. de motores	Total MW
Estaciones de Bombeo	Booster No.1	3	8,75
	Booster No.2	3	8,75
	Elevadora	3	1,48
		Voltaje p.u.	Ik''max kA ⁽¹⁾
Red externa Santa Rosa		1,00	20,48
		MW	fp
Carga E.E.Q. S.A.		10,00	0,95

(1) Ik''max representa el aporte de corriente de cortocircuito trifásico del S.N.I en la barra de Santa Rosa

El parámetro Ik''max que se muestran en las tablas anteriores del presente capítulo, corresponde al valor de contribución de la corriente de cortocircuito trifásico en la barra de la subestación Santa Rosa. Es un dato requerido en la modelación de la red equivalente en el sistema. Este valor se obtuvo con la información otorgada por la empresa CELEC EP – Transelectric [14].

Las impedancias equivalentes de secuencia del Sistema Nacional Interconectado, sin

considerar el sistema eléctrico de la EPMAPS, se muestran en la tabla 2.5 [14].

Tabla 2.5 Impedancias Thevenin del S.N.I. en la barra de la subestación Santa Rosa

Impedancia equivalente		
Datos	Máxima Generación sin L/T Santa Rosa – El Carmen	Mínima Generación sin L/T Santa Rosa – El Carmen
R0 Ω	0,25	0,25
X0 Ω	3,48	3,48
R1 Ω	0,58	0,59
X1 Ω	6,82	7,14
R2 Ω	0,59	0,59
X2 Ω	6,79	7,11

Previo al cálculo de las corrientes de cortocircuitos, se determinan los voltajes de prefalla en las barras del sistema con los escenarios de operación definidos en las tablas 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4. Aunque por recomendación de la norma, no se incurre en un gran error si el voltaje de prefalla es de 1 p.u.

Los voltajes de prefalla que detallan en la tabla 2.6 se obtuvieron del resultado de flujo de potencia en el programa DlgSILENT Power Factory. Estos resultados se van a utilizar en el cálculo de las corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico.

La figura 2.1 muestra el diagrama unifilar del sistema de potencia de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento indicando los puntos en los cuales se va a realizar el estudio de cortocircuitos.

Tabla 2.6 Voltajes de prefalla en las barras del sistema eléctrico de la EPMAPS en los diferentes escenarios de operación

Voltajes de prefalla								
Barra	Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3		Escenario 4	
	Voltaje kV	Voltaje p.u.	Voltaje kV	Voltaje p.u.	Voltaje kV	Voltaje p.u.	Voltaje kV	Voltaje p.u.
Santa Rosa 138 kV	138,0000	1,0000	138,0000	1,0000	138,0000	1,0000	138,0000	1,0000
El Carmen 138 kV	136,6576	0,9903	138,5514	1,0039	138,1096	1,0008	136,7303	0,9908
El Carmen 6,6 kV	6,7832	1,0278	6,6241	1,0037	6,6907	1,0137	6,5370	0,9905
Recuperadora 138 kV	134,4241	0,9741	138,9493	1,0069	137,7762	0,9984	135,1536	0,9794
Recuperadora 6,6 kV	6,9042	1,0461	6,8599	1,0394	6,6469	1,0071	6,6955	1,0145
Booster 2 138 kV	132,8808	0,9629	139,0065	1,0073	137,8380	0,9988	134,0534	0,9714
Booster 2 6,6 kV	6,5485	0,9922	6,7073	1,0161	6,6497	1,0075	6,6792	1,0120
Booster 1 138 kV	132,6870	0,9615	139,0086	1,0073	137,8350	0,9988	133,9162	0,9704
Booster 1 6,6 kV	6,4699	0,9803	6,7079	1,0162	6,6503	1,0076	6,6224	1,0034
Elevadora 6,6 kV	6,4291	0,9741	6,7070	1,0162	6,6504	1,0076	6,5922	0,9988

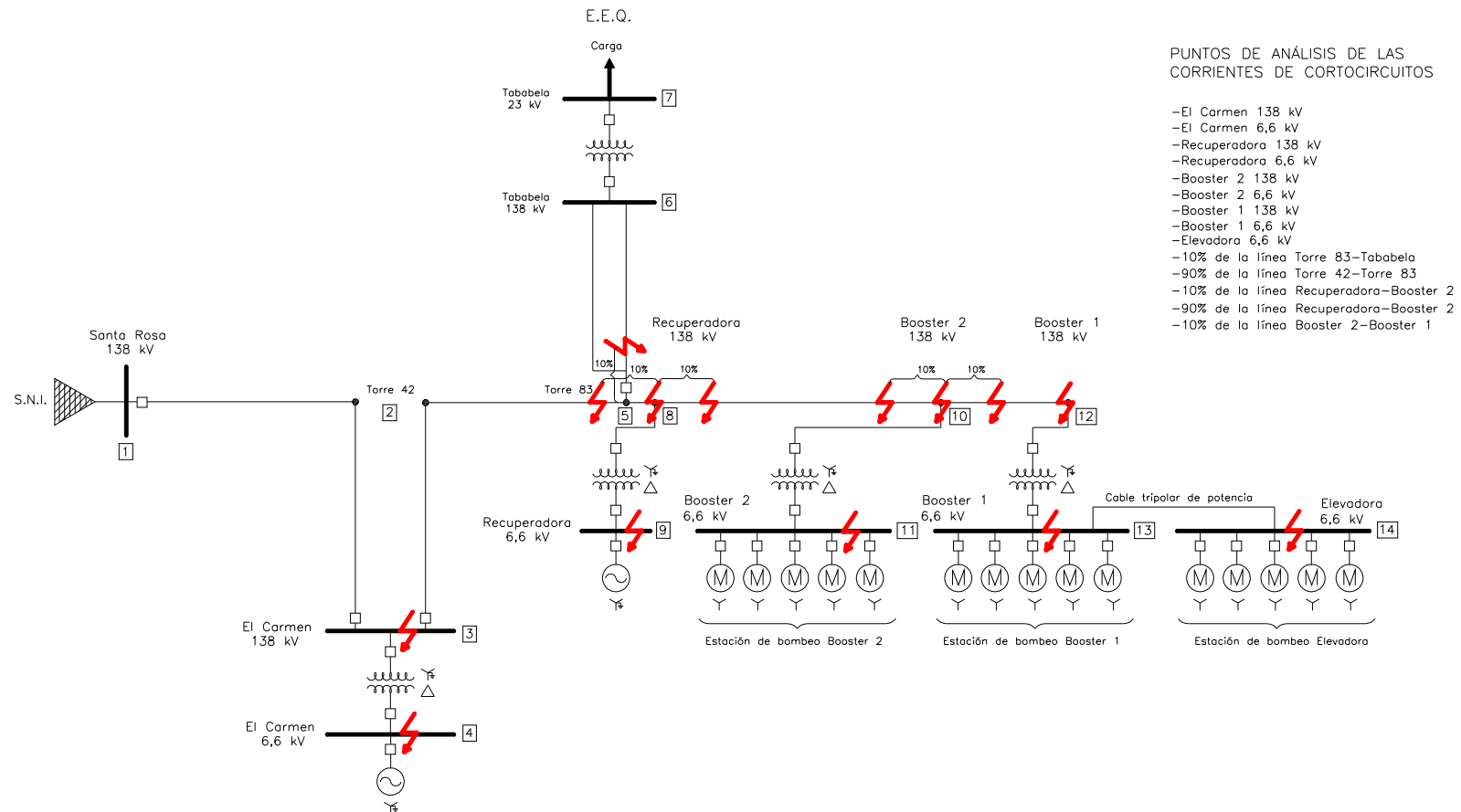


Figura 2.1 Puntos de cálculo de las corrientes de cortocircuitos en el sistema eléctrico de la EPMAPS

2.1.1 RESUMEN DE LA NORMA ANSI/IEEE C37.010

La norma ANSI/IEEE C37.010 se utiliza para calcular corrientes de cortocircuito en sistemas eléctricos con un voltaje hasta los 230 kV y frecuencia nominal de 50 y 60 Hz. Los sistemas con un voltaje superior, requieren consideraciones especiales.

La principal característica de esta norma es el análisis de cortocircuitos con dos redes separadas. Es decir, una red solo de reactancias y otra solo de resistencias. Esto permite definir la relación X/R que se usa para calcular los efectos de decaimiento de la onda de a.c. y d.c. de la corriente de cortocircuito.

Los resultados de la norma ANSI/IEEE C37.010 se fundamentan en tres estados de la corriente de cortocircuito que se van a mencionar constantemente. El primero es el estado momentáneo, que tiene un tiempo máximo de duración de dos ciclos. El segundo es el de interrupción y se relaciona con la corriente de los disyuntores. Finalmente el tercero se denomina de 30 de ciclos y corresponde a la corriente de cortocircuito sin decaimiento de a.c. y d.c.

En las siguientes secciones se va a realizar un resumen con las principales características de esta norma. El estudio de cortocircuitos que se detalla en el capítulo 2 del sistema eléctrico de la EPMAPS se va a basar en su aplicación.

2.1.1.1 Hipótesis de cálculo

Las siguientes hipótesis de cálculo se aplican en el análisis de cortocircuitos. Las normas IEC y VDE relacionadas con el mismo cálculo, utilizan el mismo criterio.

- El mismo tipo de cortocircuito se mantiene durante el tiempo que incide en el sistema. Es decir si la falla es monofásica, debe permanecer de este tipo y no se contempla un cambio a otro tipo de falla.
- El sistema permanece balanceado y opera con una frecuencia constante e igual a

las de las máquinas sincrónicas.

- La corriente de prefalla es mucho menor a la corriente de cortocircuito y por lo tanto no se consideran.
- Las impedancias R, L, C deben de tener una característica lineal de voltaje y corriente.
- El voltaje interno de las máquinas sincrónicas permanece constante.
- La onda de voltaje es totalmente senoidal.

Algunas de las presunciones del listado de arriba no son ciertas. Aun así, las hipótesis planteadas no representan un cambio significativo en el cálculo de las corrientes de cortocircuito.

2.1.1.2 Método para determinar la relación X/R

La relación X/R es un parámetro que utiliza la norma para estimar los efectos del decaimiento de a.c. y d.c. de la corriente de cortocircuito total. Para calcular su valor en el punto de cortocircuito, se debe analizar la red considerando un circuito solo de resistencias y otro solo de reactancias. El método de Thevenin se puede usar para la reducción del sistema.

En sistemas radiales y con una sola fuente de contribución, la relación X/R es igual si se analiza con redes separadas o como una sola red como complejo. Cuando existen más elementos de contribución, la relación X/R difiere de magnitud y tiende a tener un valor más alto que si se calcula como complejo.

2.1.1.3 Modelo del motor de inducción recomendado por la norma ANSI/IEEE C37.010

La norma ANSI/IEEE C37.010 permite la modelación de los motores de inducción para ser incluidos en el análisis de cortocircuitos. Como se explica en la sección anterior 1.4.2.3 la contribución al cortocircuito se da solo en los primeros ciclos y corresponde a la corriente de arranque o de rotor bloqueado.

La figura 2.2 muestra el modelo de secuencia positiva que está conformada por una fuente en serie con la impedancia subtransitoria o de rotor bloqueado. Las redes de secuencia negativa y cero son similares a las de las máquinas sincrónicas con el valor de impedancia de secuencia respectiva.

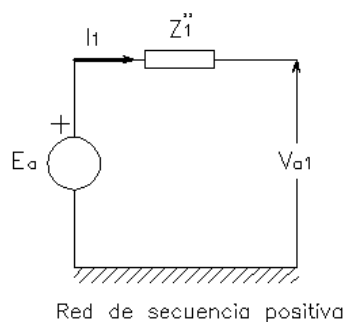


Figura 2.2 Red de secuencia positiva del motor de inducción

2.1.1.4 Cálculo de la corriente simétrica de cortocircuito

El cálculo de las corrientes de cortocircuito de forma exacta, requiere la solución de extensas ecuaciones diferentes. La norma ANSI/IEEE C37.010 establece un procedimiento para facilitar el cálculo de las corrientes de cortocircuito y cuyos resultados presentan una buena exactitud en comparación con las corrientes medidas en un evento de falla.

Para calcular las corrientes en los diferentes estados, se requiere conocer las impedancias de los componentes del sistema que se va a utilizar en cada una de estos. La tabla 2.7 muestra la recomendación de la norma [1].

Tabla 2.7 Reactancias apropiadas para el cálculo de las corrientes de cortocircuito

Equipo	Corriente momentánea 0-2 ciclos	Corriente de Interrupción 2-5 ciclos	Corriente de 30 ciclos
Fuentes remotas o externas	X_s	X_s	X_s
Transformadores	X	X	X
Líneas de transmisión	X	X	X
Generadores sincrónicos			
Todos los turboalternadores, con bobinado de amortiguamiento y condensadores sincrónicos	X_d''	X_d''	X_d'
Sin bobinado de amortiguamiento	$0,75 X_d''$	$0,75 X_d''$	$0,75 X_d''$
Motores sincrónicos	X_d''	$1,5 X_d''$	X_d'
Motores de inducción			
Mayor a 1000 HP	X''	$1,5 X''$	-
Mayor a 250 HP 3600 r.p.m.	X''	$1,5 X''$	-
Mayor a 50 HP	$1,2 X''$	$3,0 X''$	-
Menor a 50 HP	-	-	-

Las reactancias de la tabla 2.7 se pueden aplicar solo para sistemas de medio y alto voltaje como es el caso del sistema de potencia de la EPMAPS. Para redes de bajo voltaje, las consideraciones de las impedancias cambian.

El cálculo de la corriente simétrica para un cortocircuito trifásico sin impedancia de falla se muestra en la ecuación 2.1. El voltaje de prefalla se puede ser 1 p.u. sin incurrir en un gran error. La impedancia equivalente va a variar de acuerdo al estado de la corriente que se quiera calcular. En caso de considerar resistencias, estas también deben multiplicarse por los factores que recomienda la tabla 2.7.

$$I_{sym\ cc} = \frac{V_{1\ pre}}{Z_{th}} \quad (2.1)$$

Donde:

$I_{\text{sym cc}}$	es la corriente simétrica de cortocircuito en el estado correspondiente
$V_{1 \text{ pre}}$	es el voltaje de prefalla de secuencia positiva
Z_{th}	es la impedancia equivalente en el estado correspondiente

La resistencia y reactancia de la impedancia equivalente de la ecuación 2.1 deben ser los valores obtenidos del análisis con las redes separadas como se indica en la sección 2.1.1.2

Para otro tipo de cortocircuitos se debe usar la ecuación respectiva que se detalla ampliamente en la sección 1.4.10.

2.1.1.5 Condición Local vs Remoto

La condición Local vs Remoto guarda relación con las curvas que utiliza la norma para estimar el decaimiento de a.c. y d.c. de la corriente de cortocircuito y que se detallan en las siguientes secciones. La relación entre la impedancia externa a la fuente o de la línea de transmisión y la de la propia fuente o subtransitoria, se utiliza para escoger entre estas dos opciones. La norma establece que si la relación es mayor a 1,5 se considera remoto y si es menor local.

En palabras simples, la condición de falla remota corresponde a un cortocircuito alejado de las fuentes de contribución, como por ejemplo en una línea de transmisión. Como se indica en la sección 1.4.4, la corriente es asimétrica debido al efecto de la componente de corriente continua o d.c.. Mientras que la condición de falla local se puede dar en las barras de los generadores o motores, donde el cambio de reactancias durante el cortocircuito, provoca el decaimiento de la componente de a.c. y la presencia de la señal de d.c.

2.1.1.6 Factores de multiplicación para obtener la corriente total de cortocircuito

Antiguamente, los disyuntores tenían estructuras diferentes a las actuales. La selección de estos elementos correspondía a la corriente total del cortocircuito en el ciclo respectivo de operación del disyuntor. Las respectivas curvas para estimar la corriente total hasta los 4 ciclos se detalla en el anexo 2.

2.1.1.7 Factores de multiplicación para la selección actual de los disyuntores [1]

Actualmente, los criterios de selección de los disyuntores han cambiado. La norma ANSI/IEEE C37.010 utiliza las curvas de las figuras 2.3, 2.4 y 2.5 para determinar el factor de multiplicación que está en función de la relación X/R , y que se debe aplicar a la corriente simétrica para comparar solo con la capacidad simétrica de interrupción de los disyuntores.

La comprobación de la capacidad de los disyuntores de la EPMAPS se realiza considerando la recomendación de la norma IEEE C37.010, por lo tanto la capacidad simétrica de corte se va a comparar con los resultados obtenidos con este procedimiento.

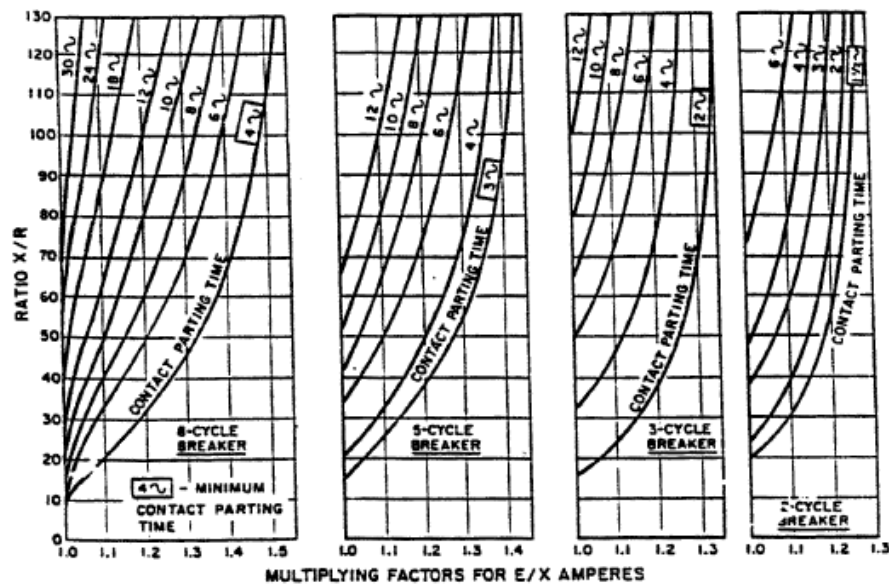


Figura 2.3 Factores de multiplicación remotos para la corriente simétrica de interrupción aplicada a cortocircuitos trifásicos y monofásicos. Incluye solo el efecto decaimiento de la componente de d.c.

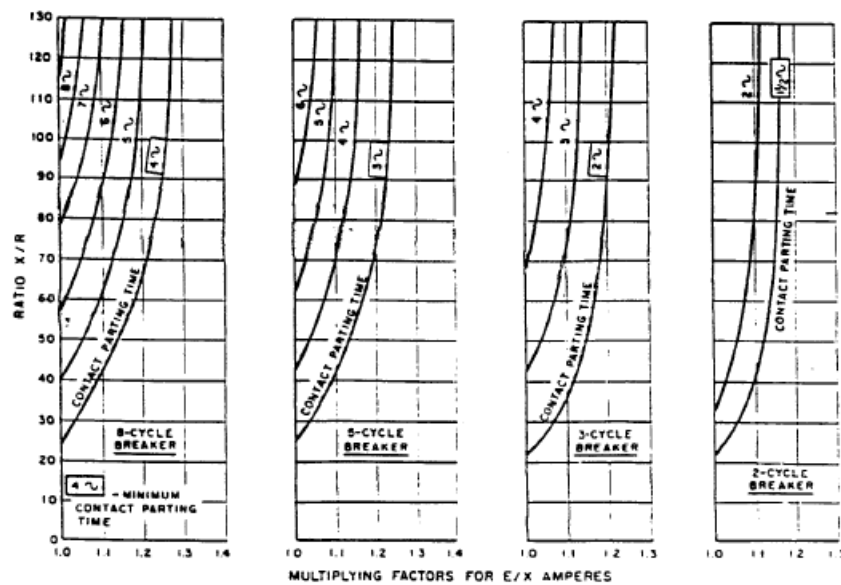


Figura 2.4 Factores de multiplicación locales para la corriente simétrica de interrupción aplicada a cortocircuitos trifásicos con contribución predominante de generadores. Incluye el efecto decaimiento de a.c. y d.c.

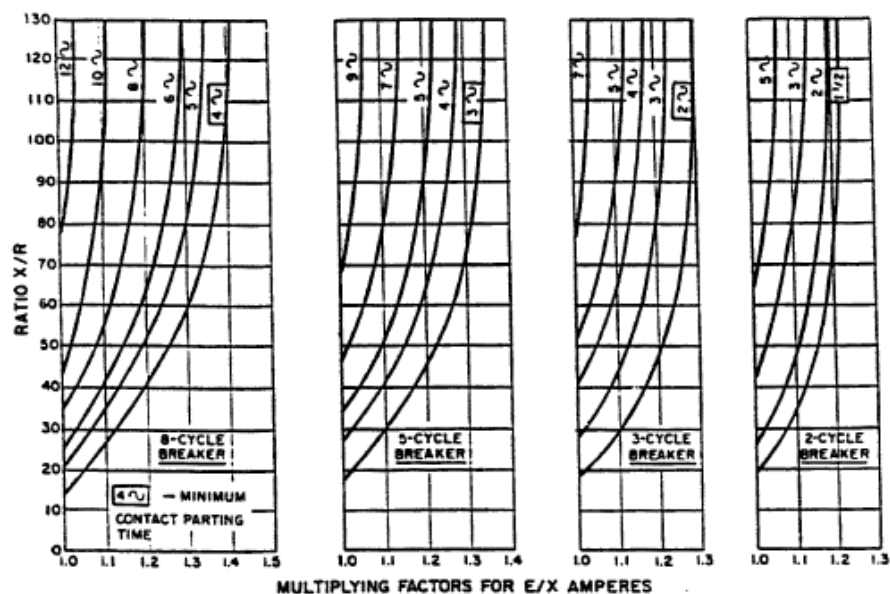


Figura 2.5 Factores de multiplicación locales para la corriente simétrica de interrupción aplicada a cortocircuitos monofásicos con contribución predominante de generadores. Incluye el efecto decaimiento de a.c. y d.c.

2.1.1.8 Cálculo de la corriente momentánea

Esta corriente es momentánea y en bornes de un generador corresponde al valor pico en período subtransitorio, es decir que su permanencia sería de pocos ciclos, consecuentemente no podría generar una gran cantidad de calor. Los equipos de corte y seccionamiento deben tener la capacidad mecánica adecuada para soportarla y no causar daños en los mismos. Además, se usa para calibrar relés de alta velocidad de respuesta.

El procedimiento para calcular la corriente momentánea o de primer ciclo se detalla a continuación:

- 1 Usar las impedancias de la tabla 2.7 referidas al primer ciclo.
- 2 Reducir el sistema considerando dos redes separadas, una de reactancias y otra de resistencias.

- 3 Calcular la relación X/R.
- 4 Calcular la corriente simétrica momentánea por medio de la ecuación 2.1.
- 5 Calcular la corriente máxima de pico y la asimétrica por medio de las ecuaciones 2.2 y 2.4. Estos valores se deben comparar con la capacidad momentánea de los disyuntores.

$$I_{\text{pico}} = \sqrt{2}I_{\text{sym}} \left(1 + e^{-2\pi/\left(\frac{X}{R}\right)} \right) \quad (2.2)$$

$$\tau = 0,49 - 0,1e^{-\left(\frac{X}{R}\right)^3} \quad (2.3)$$

$$I_{\text{asym}} = I_{\text{sym}} \sqrt{1 + 2e^{-2\pi/\left(\frac{X}{R}\right)}} \quad (2.4)$$

2.1.1.9 Cálculo de la corriente de interrupción

La corriente de interrupción esta relaciona con la selección de los disyuntores, de ahí su nombre. El procedimiento para calcular esta corriente, se muestra a continuación:

- 1 Usar las impedancias de la tabla 2.7 referidas al estado de interrupción.
- 2 Reducir el sistema considerando dos redes separadas, una de reactancias y otra solo de resistencias.
- 3 Calcular la relación X/R.
- 4 Calcular la corriente simétrica de interrupción por medio de la ecuación 2.1.
- 5 Aplicar los factores de multiplicación respectivos de las figuras 2.4, 2.5 y 2.6 para obtener la corriente simétrica de interrupción de los disyuntores.

2.1.1.10 Cálculo de la corriente de 30 ciclos

La corriente de 30 ciclos es de característica simétrica, por lo tanto no presenta decaimiento de a.c. y d.c. La norma estima que durante ese tiempo, estos efectos ya han desaparecido. Se puede usar para calibrar protecciones de respaldo con largos

tiempos de respuesta.

El procedimiento para calcular esta corriente es el siguiente:

- 1 Usar las impedancias de la tabla 2.7 referidas a los 30 ciclos.
- 2 Reducir el sistema considerando dos redes separadas, una de reactancias y otra solo de resistencias.
- 3 Calcular la corriente simétrica de retardo o de 30 ciclos por medio de la ecuación 2.1.

2.2 CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO

El cortocircuito trifásico, en muchas ocasiones, representa la falla más severa en los sistemas y puede originar las más altas corrientes. Este tipo de cortocircuito no es muy común en los sistemas eléctricos, ya que los equipos se diseñan con distancias apropiadas entre las fases, evitando que puedan estar en contacto.

El cálculo de las corrientes de cortocircuito trifásico se lo realiza con el programa DlgSILENT Power Factory, basado en la norma ANSI/IEEE C37.010. En esta plataforma de cálculo, se opta por escoger la opción de cálculo de la relación X/R como dos redes separadas, es decir una red de reactancias y otra de resistencias, tal como recomienda la norma.

Los cálculos de las corrientes se efectuaron en los puntos de la figura 2.1. El siguiente listado resume los lugares de las líneas de transmisión donde también se realizó el cálculo de la corriente de falla:

- Línea de transmisión 1.- 10% de la línea Torre 83 a subestación Tababela.
- Línea de transmisión 2.- 90% de la línea Torre 42 a Torre 83.
- Línea de transmisión 3.- 10% de la línea Recuperadora a Booster 2.
- Línea de transmisión 4.- 90% de la línea Recuperadora a Booster 2.
- Línea de transmisión 5.- 10% de la línea Booster 2 a Booster 1.

Los resultados del cálculo se muestran en las tablas 2.8, 2.9, 2.10 y 2.11, se clasificaron de acuerdo al ciclo de la corriente de cortocircuito para facilitar su comprensión.

Tabla 2.8 Resultados de las corrientes de cortocircuito trifásico con norma ANSI/IEEE C37.010 para el escenario 1

Corrientes de cortocircuito trifásico											
Punto de ocurrencia del cortocircuito	Condición	Voltaje de prefalla p.u.	Corriente Momentánea				Corriente Interruptiva				Corriente 30 ciclos
			Relación X/R	Simétrica kA	Asimétrica RMS kA	Pico kA	Relación X/R	Simétrica kA	Factor de multiplicación	I. Total kA	Simétrica kA
El Carmen 138 kV	REMOTO	0,9903	4,886	4,838	6,029	10,440	4,921	4,745	1,00	4,745	4,378
El Carmen 6,6 kV	LOCAL	1,0278	17,654	12,249	18,981	31,882	17,648	12,241	1,00	12,249	10,637
Recuperadora 138 kV	REMOTO	0,9741	5,034	2,874	3,605	6,241	5,065	2,754	1,00	2,754	2,360
Recuperadora 6,6 kV	LOCAL	1,0461	14,892	20,431	31,064	52,293	14,916	20,294	1,00	20,294	17,368
Booster 2 138 kV	REMOTO	0,9629	4,552	2,298	2,817	4,879	4,564	2,167	1,00	2,167	1,794
Booster 2 6,6 kV	LOCAL	0,9922	5,496	17,334	22,182	38,355	5,763	15,355	1,00	15,355	11,249
Aporte de cada motor	-	-	3,171	1,406	20,392	35,260	3,171	0,938	1,00	0,938	0,000
Booster 1 138 kV	REMOTO	0,9629	4,483	2,184	2,668	4,621	4,494	2,059	1,00	2,059	1,706
Booster 1 6,6 kV	LOCAL	0,9803	5,282	17,849	22,639	39,169	5,613	15,348	1,00	15,348	10,935
Aporte de cada motor	-	-	3,171	1,390	20,885	36,133	3,171	0,926	1,00	0,926	0,000
Elevadora 6,6 kV	LOCAL	0,9741	2,810	12,558	13,835	23,565	2,968	11,052	1,00	11,052	8,489
Aporte de cada motor	-	-	3,178	0,245	13,566	23,107	3,178	0,098	1,00	0,098	0,000
L. de transmisión 1	REMOTO	0,9741	5,029	2,841	3,564	6,169	5,059	2,727	1,00	2,727	2,351
L. de transmisión 2	REMOTO	0,9741	4,977	2,955	3,698	6,402	5,010	2,838	1,00	2,838	2,449
L. de transmisión 3	REMOTO	0,9741	4,966	2,803	3,506	6,070	4,995	2,682	1,00	2,682	2,292
L. de transmisión 4	REMOTO	0,9629	4,586	2,339	2,873	4,976	4,600	2,210	1,00	2,210	1,836
L. de transmisión 5	REMOTO	0,9629	4,544	2,286	2,802	4,853	4,557	2,156	1,00	2,156	1,785

Las condiciones Local o Remoto permiten obtener el factor de multiplicación para estimar el decaimiento de a.c. y d.c. Revisar sección 2.1.1.5

Tabla 2.9 Resultados de las corrientes de cortocircuito trifásico con norma ANSI/IEEE C37.010 para el escenario 2

Corrientes de cortocircuito trifásico											
Barra	Condición	Voltaje de prefalla p.u.	Corriente Momentánea				Corriente Interruptiva				Corriente 30 ciclos
			Relación X/R	Simétrica kA	Asimétrica RMS kA	Pico kA	Relación X/R	Simétrica kA	Factor de multiplicación	I. Total kA	Simétrica kA
El Carmen 138 kV	REMOTO	1,0039	4,602	4,395	5,402	9,357	4,602	4,395	1,00	4,395	4,334
El Carmen 6,6 kV	REMOTO	1,0037	12,548	7,327	10,897	18,428	12,548	7,327	1,00	7,327	7,319
Recuperadora 138 kV	REMOTO	1,0069	5,087	2,477	3,115	5,293	5,087	2,477	1,00	2,477	2,410
Recuperadora 6,6 kV	LOCAL	1,0394	14,964	19,684	29,944	50,403	14,964	19,684	1,00	19,684	17,212
Booster 2 138 kV	REMOTO	1,0073	4,635	1,899	2,338	4,049	4,635	1,899	1,00	1,899	1,859
Booster 2 6,6 kV	REMOTO	1,0161	6,593	11,459	15,251	26,269	6,593	11,459	1,00	11,459	11,385
Aporte de cada motor	-	-	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
Booster 1 138 kV	REMOTO	1,0073	4,570	1,807	2,217	3,840	4,570	1,807	1,00	1,807	1,771
Booster 1 6,6 kV	REMOTO	1,0162	6,509	11,282	14,974	25,801	6,509	11,282	1,00	11,282	11,209
Aporte de cada motor	-	-	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
Elevadora 6,6 kV	REMOTO	1,0162	3,305	8,776	10,132	17,457	3,305	8,776	1,00	8,776	8,731
Aporte de cada motor	-	-	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
L. de transmisión 1	REMOTO	1,0069	5,074	2,465	3,098	5,363	5,074	2,465	1,00	2,465	2,401
L. de transmisión 2	REMOTO	1,0069	5,019	2,566	3,217	5,570	5,019	2,566	1,00	2,566	2,500
L. de transmisión 3	REMOTO	1,0069	5,025	2,404	3,015	5,219	5,025	2,404	1,00	2,404	2,341
L. de transmisión 4	REMOTO	1,0073	4,667	1,944	2,397	4,152	4,667	1,944	1,00	1,944	1,903
L. de transmisión 5	REMOTO	1,0073	4,628	1,889	2,325	4,027	4,628	1,889	1,00	1,889	1,850

Las condiciones Local o Remoto permiten obtener el factor de multiplicación para estimar el decaimiento de a.c. y d.c. Revisar sección 2.1.1.5

Tabla 2.10 Resultados de las corrientes de cortocircuito trifásico con norma ANSI/IEEE C37.010 para el escenario 3

Corrientes de cortocircuito trifásico											
Barra	Condición	Voltaje de prefalla p.u.	Corriente Momentánea				Corriente Interruptiva				Corriente 30 ciclos
			Relación X/R	Simétrica kA	Asimétrica RMS kA	Pico kA	Relación X/R	Simétrica kA	Factor de multiplicación	I. Total kA	Simétrica kA
El Carmen 138 kV	REMOTO	1,0008	4,573	4,274	5,246	9,086	4,573	4,274	1,00	4,274	4,241
El Carmen 6,6 kV	LOCAL	1,0137	17,377	12,016	18,588	31,175	17,377	12,016	1,00	12,016	10,466
Recuperadora 138 kV	REMOTO	0,9984	4,003	2,239	2,665	4,611	4,003	2,239	1,00	2,239	2,230
Recuperadora 6,6 kV	REMOTO	1,0071	6,345	11,954	15,782	27,210	6,345	11,954	1,00	11,954	11,941
Booster 2 138 kV	REMOTO	0,9988	3,904	1,752	2,073	3,586	3,904	1,752	1,00	1,752	1,747
Booster 2 6,6 kV	REMOTO	1,0075	6,021	11,109	14,503	25,034	6,021	11,109	1,00	11,109	11,097
Aporte de cada motor	-	-	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
Booster 1 138 kV	REMOTO	0,9988	3,888	1,673	1,978	3,421	3,888	1,673	1,00	1,673	1,668
Booster 1 6,6 kV	REMOTO	1,0076	5,960	10,940	14,252	24,605	5,960	10,940	1,00	10,940	10,929
Aporte de cada motor	-	-	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
Elevadora 6,6 kV	REMOTO	1,0076	3,397	8,548	9,801	16,883	3,397	8,548	1,00	8,548	8,541
Aporte de cada motor	-	-	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
L. de transmisión 1	REMOTO	0,9984	4,032	2,236	2,665	4,612	4,032	2,236	1,00	2,236	2,227
L. de transmisión 2	REMOTO	0,9984	4,022	2,331	2,778	4,807	4,022	2,331	1,00	2,331	2,322
L. de transmisión 3	REMOTO	0,9984	3,990	2,178	2,591	4,483	3,990	2,178	1,00	2,178	2,170
L. de transmisión 4	REMOTO	0,9988	3,912	1,791	2,120	3,668	3,912	1,791	1,00	1,791	1,785
L. de transmisión 5	REMOTO	0,9988	3,902	1,744	2,063	3,569	3,902	1,744	1,00	1,744	1,738

Las condiciones Local o Remoto permiten obtener el factor de multiplicación para estimar el decaimiento de a.c. y d.c. Revisar sección 2.1.1.5

Tabla 2.11 Resultados de las corrientes de cortocircuito trifásico con norma ANSI/IEEE C37.010 para el escenario 4

Corrientes de cortocircuito trifásico											
Barra	Condición	Voltaje de prefalla p.u.	Corriente Momentánea				Corriente Interruptiva				Corriente 30 ciclos
			Relación X/R	Simétrica kA	Asimétrica RMS kA	Pico kA	Relación X/R	Simétrica kA	Factor de multiplicación	I. Total kA	Simétrica kA
El Carmen 138 kV	REMOTO	0,9908	4,474	4,637	5,662	9,807	4,502	4,554	1,00	4,554	4,278
El Carmen 6,6 kV	REMOTO	0,9905	12,587	7,268	10,814	18,285	12,573	12,258	1,00	12,258	7,222
Recuperadora 138 kV	REMOTO	0,9794	4,907	2,762	3,445	5,964	4,939	2,660	1,00	2,660	2,345
Recuperadora 6,6 kV	LOCAL	1,0145	14,844	19,702	29,943	50,411	14,866	19,571	1,00	19,571	16,800
Booster 2 138 kV	REMOTO	0,9714	4,476	2,197	2,683	4,646	4,497	2,087	1,00	2,087	1,793
Booster 2 6,6 kV	REMOTO	1,0120	5,679	16,034	20,668	35,717	5,912	14,505	1,00	14,505	11,339
Aporte de cada motor	-	-	3,178	1,434	18,83	32,541	3,178	0,956	1,00	0,956	0,000
Booster 1 138 kV	REMOTO	0,9704	4,414	2,090	2,544	4,406	4,434	1,985	1,00	1,985	1,706
Booster 1 6,6 kV	LOCAL	1,0034	5,483	16,413	20,991	36,298	5,775	14,479	1,00	14,479	11,068
Aporte de cada motor	-	-	3,178	1,422	19,182	33,169	3,178	0,948	1,00	0,948	0,000
Elevadora 6,6 kV	LOCAL	0,9988	2,918	11,807	13,106	22,387	3,061	10,605	1,00	10,605	8,582
Aporte de cada motor	-	-	3,185	0,251	12,828	21,912	3,185	0,100	1,00	0,100	0,000
L. de transmisión 1	REMOTO	0,9794	4,899	2,734	3,409	5,903	4,930	2,637	1,00	2,637	2,335
L. de transmisión 2	REMOTO	0,9794	4,841	2,843	3,535	6,121	4,873	2,743	1,00	2,743	2,432
L. de transmisión 3	REMOTO	0,9794	4,847	2,692	3,348	5,798	4,878	2,589	1,00	2,589	2,277
L. de transmisión 4	REMOTO	0,9714	4,507	2,239	2,738	4,743	4,529	2,130	1,00	2,130	1,835
L. de transmisión 5	REMOTO	0,9714	4,496	2,186	2,668	4,622	4,490	2,077	1,00	2,077	1,784

Las condiciones Local o Remoto permiten obtener el factor de multiplicación para estimar el decaimiento de a.c. y d.c. Revisar sección 2.1.1.5

2.3 CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO

El cortocircuito monofásico es el que más ocurre en los sistemas eléctricos. Se estima que en promedio el 70 % de las fallas registradas se originan por este tipo de cortocircuito [7]. Dependiendo de las impedancias de secuencia de los elementos de la red, la falla monofásica puede representar una corriente más alta que el cortocircuito trifásico.

El cálculo de las corrientes de cortocircuito monofásico, al igual que el trifásico, se lo realiza mediante el programa DlgSILENT Power Factory, basado en la norma ANSI/IEEE C37.010. La relación X/R y la impedancia de falla se obtuvieron mediante el análisis con redes separadas como es la recomendación de la norma.

Los cálculos de las corrientes se efectuaron en los puntos de la figura 2.1. El siguiente listado resume los lugares de las líneas de transmisión donde también se realizó el cálculo de la corriente de falla:

- Línea de transmisión 1.- 10% de la línea Torre 83 a subestación Tababela.
- Línea de transmisión 2.- 90% de la línea Torre 42 a Torre 83.
- Línea de transmisión 3.- 10% de la línea Recuperadora a Booster 2.
- Línea de transmisión 4.- 90% de la línea Recuperadora a Booster 2.
- Línea de transmisión 5.- 10% de la línea Booster 2 a Booster 1.

Los resultados de las corrientes de cortocircuito en cada ciclo, se muestran en las tablas 2.12, 2.13, 2.14 y 2.15.

Tabla 2.12 Resultados de las corrientes de cortocircuito monofásico con norma ANSI/IEEE C37.010 para el escenario 1

Corrientes de cortocircuito monofásico											
Barra	Condición	Voltaje de prefalla p.u.	Corriente Momentánea				Corriente Interruptiva				Corriente 30 ciclos
			Relación X/R	Simétrica kA	Asimétrica RMS kA	Pico kA	Relación X/R	Simétrica kA	Factor de multiplicación	I. Total kA	Simétrica kA
El Carmen 138 kV	REMOTO	0,9903	5,785	3,935	5,092	6,996	5,809	3,894	1,00	3,894	3,749
El Carmen 6,6 kV	LOCAL	1,0278	57,902	11,210	18,738	22,121	57,859	11,207	1,23	13,831	10,712
Recuperadora 138 kV	REMOTO	0,9741	5,895	2,812	3,654	5,009	5,921	2,735	1,00	2,735	2,493
Recuperadora 6,6 kV	LOCAL	1,0461	50,036	18,327	30,469	36,092	49,967	18,260	1,20	22,043	17,298
Booster 2 138 kV	REMOTO	0,9629	5,372	2,410	3,068	4,243	5,371	2,313	1,00	2,313	2,036
Booster 2 6,6 kV	LOCAL	0,9922	0,469	0,000	0,000	0,000	0,469	0,000	1,00	0,000	0,000
Aporte de cada motor	-	-	-	0,021	0,021	0,029	-	0,016	1,00	0,016	0,000
Booster 1 138 kV	REMOTO	0,9615	5,292	2,271	2,882	4,001	5,289	2,180	1,00	2,180	1,920
Booster 1 6,6 kV	LOCAL	0,9803	0,519	0,000	0,000	0,000	0,519	0,000	1,00	0,000	0,000
Aporte de cada motor	-	-	-	0,002	0,002	0,008	-	0,016	1,00	0,016	0,000
Elevadora 6,6 kV	LOCAL	0,9741	0,519	0,002	0,002	0,003	0,519	0,002	1,00	0,002	0,002
Aporte de cada motor	-	-	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
L. de transmisión 1	REMOTO	0,9741	5,871	2,705	3,512	4,817	5,896	2,636	1,00	2,636	2,417
L. de transmisión 2	REMOTO	0,9741	5,795	2,812	3,641	5,001	5,822	2,742	1,00	2,742	2,515
L. de transmisión 3	REMOTO	0,9741	5,805	2,744	3,554	4,881	5,828	2,667	1,00	2,667	2,424
L. de transmisión 4	REMOTO	0,9629	5,398	2,423	3,088	4,277	5,400	2,329	1,00	2,329	2,059
L. de transmisión 5	REMOTO	0,9629	5,363	2,395	3,048	4,226	4,361	2,299	1,00	2,299	2,023

Las condiciones Local o Remoto permiten obtener el factor de multiplicación para estimar el decaimiento de a.c. y d.c. Revisar sección 2.1.1.5

Tabla 2.13 Resultados de las corrientes de cortocircuito monofásico con norma ANSI/IEEE C37.010 para el escenario 2

Corrientes de cortocircuito monofásico											
Barra	Condición	Voltaje de prefalla p.u.	Corriente Momentánea				Corriente Interruptiva				Corriente 30 ciclos
			Relación X/R	Simétrica kA	Asimétrica RMS kA	Pico kA	Relación X/R	Simétrica kA	Factor de multiplicación	I. Total kA	Simétrica kA
El Carmen 138 kV	REMOTO	1,0039	5,406	3,753	4,785	6,627	5,406	3,753	1,00	3,753	3,738
El Carmen 6,6 kV	REMOTO	1,0037	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
Recuperadora 138 kV	REMOTO	1,0069		2,568	3,337	4,574	5,894	2,568	1,00	2,568	2,543
Recuperadora 6,6 kV	LOCAL	1,0394	49,602	17,901	29,750	35,248	49,602	17,901	1,18	21,085	17,158
Booster 2 138 kV	REMOTO	1,0073	5,380	2,113	2,691	3,730	5,380	2,113	1,00	2,113	2,097
Booster 2 6,6 kV	REMOTO	1,0161	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
Aporte de cada motor	-	1,0161	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
Booster 1 138 kV	REMOTO	1,0073	5,303	1,996	2,534	3,518	5,303	1,996	1,00	1,996	1,981
Booster 1 6,6 kV	REMOTO	1,0162	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
Aporte de cada motor	-	1,0162	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
Elevadora 6,6 kV	REMOTO	1,0162	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
Aporte de cada motor	-	1,0162	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
L. de transmisión 1	REMOTO	1,0069	5,865	2,489	3,231	4,432	5,865	2,489	1,00	2,489	2,467
L. de transmisión 2	REMOTO	1,0069	5,783	2,589	3,351	4,604	5,783	2,583	1,00	2,583	2,567
L. de transmisión 3	REMOTO	1,0069	5,810	2,496	3,233	4,440	5,810	2,496	1,00	2,496	2,473
L. de transmisión 4	REMOTO	1,0073	5,408	2,139	2,727	3,777	5,408	2,139	1,00	2,139	2,122
L. de transmisión 5	REMOTO	1,0073	5,371	2,100	2,674	3,707	5,371	2,100	1,00	2,100	2,084

Las condiciones Local o Remoto permiten obtener el factor de multiplicación para estimar el decaimiento de a.c. y d.c. Revisar sección 2.1.1.5

Tabla 2.14 Resultados de las corrientes de cortocircuito monofásico con norma ANSI/IEEE C37.010 para el escenario 3

Corrientes de cortocircuito monofásico											
Barra	Condición	Voltaje de prefalla p.u.	Corriente Momentánea				Corriente Interruptiva				Corriente 30 ciclos
			Relación X/R	Simétrica kA	Asimétrica RMS kA	Pico kA	Relación X/R	Simétrica kA	Factor de multiplicación	I. Total kA	Simétrica kA
El Carmen 138 kV	REMOTO	1,0008	5,471	3,688	4,715	6,521	5,471	3,688	1,00	3,688	3,680
El Carmen 6,6 kV	LOCAL	1,0137	56,848	11,025	18,419	21,753	56,848	11,025	1,23	13,572	10,548
Recuperadora 138 kV	REMOTO	0,9984	4,657	2,385	2,939	4,143	4,657	2,385	1,00	2,385	2,381
Recuperadora 6,6 kV	REMOTO	1,0071	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
Booster 2 138 kV	REMOTO	0,9988	4,493	1,985	2,426	3,434	4,493	1,985	1,00	1,985	1,982
Booster 2 6,6 kV	REMOTO	1,0075	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
Aporte de cada motor	-	-	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
Booster 1 138 kV	REMOTO	0,9988	4,480	1,880	2,297	3,252	4,480	1,880	1,00	1,880	1,878
Booster 1 6,6 kV	REMOTO	1,0076	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
Aporte de cada motor	-	-	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
Elevadora 6,6 kV	REMOTO	1,0076	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
Aporte de cada motor	-	-	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
L. de transmisión 1	REMOTO	0,9984	4,707	2,321	2,868	4,038	4,707	2,321	1,00	2,321	2,318
L. de transmisión 2	REMOTO	0,9984	4,686	2,418	2,984	4,204	4,686	2,418	1,00	2,418	2,414
L. de transmisión 3	REMOTO	0,9984	4,632	2,322	2,858	4,032	4,632	2,322	1,00	2,322	2,319
L. de transmisión 4	REMOTO	0,9988	4,503	2,007	2,455	3,474	4,503	2,007	1,00	2,007	2,005
L. de transmisión 5	REMOTO	0,9988	4,491	1,973	2,412	3,414	4,491	1,973	1,00	1,973	1,971

Las condiciones Local o Remoto permiten obtener el factor de multiplicación para estimar el decaimiento de a.c. y d.c. Revisar sección 2.1.1.5

Tabla 2.15 Resultados de las corrientes de cortocircuito monofásico con norma ANSI/IEEE C37.010 para el escenario 4

Corrientes de cortocircuito monofásico											
Barra	Condición	Voltaje de prefalla p.u.	Corriente Momentánea				Corriente Interruptiva				Corriente 30 ciclos
			Relación X/R	Simétrica kA	Asimétrica RMS kA	Pico kA	Relación X/R	Simétrica kA	Factor de multiplicación	I. Total kA	Simétrica kA
El Carmen 138 kV	REMOTO	0,9908	5,323	3,844	4,885	6,778	5,341	3,807	1,00	3,807	3,689
El Carmen 6,6 kV	REMOTO	0,9905	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	0,000	0,000	0,000
Recuperadora 138 kV	REMOTO	0,9794	5,750	2,738	3,539	4,865	5,775	2,670	1,00	2,670	2,474
Recuperadora 6,6 kV	LOCAL	1,0145	49,706	17,734	29,475	34,920	49,649	17,664	1,20	21,303	16,747
Booster 2 138 kV	REMOTO	0,9714	5,273	2,324	2,947	4,094	5,280	2,242	1,00	2,242	2,022
Booster 2 6,6 kV	LOCAL	1,0120	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
Aporte de cada motor	-	-	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
Booster 1 138 kV	REMOTO	0,9704	5,202	2,192	2,771	3,856	5,208	2,114	1,00	2,114	1,909
Booster 1 6,6 kV	LOCAL	1,0034	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
Aporte de cada motor	-	-	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
Elevadora 6,6 kV	LOCAL	0,9988	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
Aporte de cada motor	-	-	-	0,000	0,000	0,000	-	0,000	1,00	0,000	0,000
L. de transmisión 1	REMOTO	0,9794	5,728	2,629	3,408	4,688	5,751	2,578	1,00	2,578	2,400
L. de transmisión 2	REMOTO	0,9794	5,643	2,743	3,531	4,866	5,668	2,680	1,00	2,680	2,497
L. de transmisión 3	REMOTO	0,9794	5,670	2,670	3,440	4,738	5,693	2,602	1,00	2,602	2,405
L. de transmisión 4	REMOTO	0,9714	5,298	2,341	2,971	4,125	5,307	2,261	1,00	2,261	2,046
L. de transmisión 5	REMOTO	0,9714	5,265	2,310	2,928	4,068	5,272	2,228	1,00	2,228	2,010

Las condiciones Local o Remoto permiten obtener el factor de multiplicación para estimar el decaimiento de a.c. y d.c. Revisar sección 2.1.1.5

2.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Las corrientes de cortocircuitos que experimenta el sistema, difieren en valor en dependencia del escenario operativo. Cuando se tiene una mayor disponibilidad de las fuentes de cortocircuito, las corrientes son más altas. Esto se presenta en el escenario 1 con los dos generadores y las cuatro líneas de los motores de inducción. En aquellos escenarios donde los motores no se encuentran operando, las corrientes son menores.

Otra fuente de contribución de mucha importancia es equivalente del Sistema Nacional Interconecto S.N.I., que se muestra como una fuente externa. Se puede concluir que las corrientes altas se deben a la baja impedancia equivalente en la barra de la subestación Santa Rosa. Este sistema representa el mayor efecto de contribución sobre sistema de la EPMAPS.

La carga de la subestación Tababela no representa ningún efecto en las corrientes de falla ya que no contribuyen al cortocircuito. En todos los escenarios simulados, no se tuvo ninguna corriente por la línea de transmisión de la E.E.Q. S.A. y en consecuencia se pudo evitar en los estudios de cortocircuitos.

Las máximas corrientes de cortocircuitos trifásico y monofásico se presentan en las barras del sistema y no en las líneas de transmisión. La causa es, la menor impedancia que se opone a la corriente de cortocircuito durante las fallas en las barras que en una línea de transmisión.

Al analizar los valores de los cortocircuitos trifásicos en las barras del sistema, los valores más altos se presentan en la barra de 6,6 kV de la subestación Recuperadora. La ubicación de esta central tiene una gran influencia. Al estar en el centro de todas las fuentes de contribución, recibe los aportes que las estaciones de bombeo, el generador de la central El Carmen y del S.N.I con una magnitud similar y por ende la suma de cada uno representará la corriente total.

Hasta ahora, la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento no ha considerado incluir a los motores de inducción como una fuente de contribución en los estudios de cortocircuitos. Por medio del programa de simulación DIGSILENT se ha demostrado que para las fallas trifásicas, el valor de la corriente de cortocircuito en la barra de 6,6 kV de las subestaciones Booster 1 y 2 tiene valores incluso mayores a las que se podrían dar en la central El Carmen. Aunque las fallas trifásicas no son comunes en los sistemas, se debe realizar un reajuste en las protecciones respectivas considerando estas corrientes de cortocircuito.

Por otro lado, las corrientes de cortocircuito monofásico tienen valores un poco menores a los trifásicos. La impedancia de secuencia cero del equivalente de falla es la causante que la corriente sea mayor o menor a la falla trifásica. En caso de ser un valor menor a la impedancia de secuencia positiva, las corrientes monofásicas son más altas que las trifásicas, y un mayor valor, representarán corrientes más bajas como en el sistema de potencia en estudio.

Las impedancias de secuencia cero de las líneas de transmisión pueden estar provocando que las corrientes monofásicas sean menores. La relación con la de secuencia positiva es de 3,0 en promedio en todas las líneas. Otros componentes como los transformadores también tienen valores altos de secuencia cero y se deben sumar a la causa de las corrientes monofásicas menores.

Las falla monofásica, al ser modelada por las tres redes de secuencia, van a depender del los diferentes esquemas de los componentes del sistema. Se puede observar de los resultados de las tablas 2.12, 2.13, 2.14 y 2.15 que ningún motor realiza aporte hacia las fallas. La causa es que la conexión de los bobinados del estator no se encuentra conectada a tierra.

Al no tener el punto común de la estrella puesto a tierra en los motores de inducción, la corriente de secuencia cero no puede fluir hacia los bobinados del estator y como consecuencia no se puede cerrar el camino de la corriente por el circuito. Esto

representa un circuito abierto en la secuencia cero y la no contribución hacia el punto de falla. Por ende no se registran corrientes de cortocircuito monofásico en las barras de 6,6 kV en las subestaciones de las estaciones de bombeo.

Un similar caso se da cuando se produce un cortocircuito monofásico en la barra de 6,6 kV de los generadores, cuando estos no se encuentran en operación. Se puede apreciar en los escenarios 2 y 3 que los generadores El Carmen y Recuperadora respectivamente no registran valores de la corriente de falla. Esto se debe al adecuado grupo de conexión de los transformadores de las subestaciones que aísla en el lado de la delta a los generadores.

Las recomendaciones respectivas de la norma ANSI/IEEE C37.10 se aplicaron al estudio de cortocircuitos en la EPMAPS. Se puede apreciar en las tablas de resultados que en algunas barras de generación se optó por escoger la condición de remoto en vez de local. Esto se debe a que en los escenarios de operación estimados, el generador en esa barra se encuentra fuera de servicio y por lo tanto la contribución no lo realiza mayoritariamente el generador local sino que proviene de la línea de transmisión realizada por fuentes lejanas.

Otro aspecto importante que se puede observar en los resultados, es que en algunos casos la corriente momentánea es igual a la corriente de interrupción. La causa es la ausencia de los motores de inducción, ya que durante el estado de interrupción la impedancia de los motores debe aumentar de valor a 1,5 veces la reactancia subtransitoria.

A continuación se realiza la comparación de la capacidad de los disyuntores de alto voltaje en el sistema de transmisión de la EPMAPS con las mayores corrientes de cortocircuito.

2.4.1 COMPROBACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LOS DISYUNTORES DE ALTO VOLTAJE

Es común relacionar la corriente de cortocircuito con la capacidad de interrupción de los disyuntores. Realmente, la corriente que deben interrumpir corresponde a los aportes de corriente hacia el punto de falla. Para verificar la capacidad de los disyuntores, se va a determinar las máximas corrientes de cortocircuito de los resultados anteriores y se va a establecer el aporte de corrientes respectivo.

La tabla 2.16 muestra la condición máxima de corriente con el respectivo aporte para comparar con la capacidad de los disyuntores.

Tabla 2.16 Comprobación de corriente de corte de los disyuntores del sistema de la EPMAPS

Capacidad de corte de los disyuntores						
Disyuntor de la barra	Punto de falla de máximo aporte de cortocircuito	Cortocircuito		Disyuntor		Condición de operación
		Corriente de pico momentánea kA	Corriente simétrica de interrupción kA	Corriente de pico momentánea kA	Capacidad simétrica de corte kA	
El Carmen 138 kV	El Carmen 138 kV / Falla trifásica / Esc. 1	10,440	4,838	50	20	Correcto
Recuperadora 138 kV	Recuperadora 6,6 kV / Falla trifásica / Esc. 1	1,660	0,640	50	20	Correcto
Booster 2 138 kV	Booster 2 6,6 kV / Falla trifásica / Esc. 1	1.240	0,600	50	20	Correcto
Booster 1 138 kV	Booster 1 6,6 kV / Falla trifásica / Esc.1	1,190	0,580	50	20	Correcto

En el caso de los dos disyuntores de la barra El Carmen 138 kV, se compara directamente con la corriente de cortocircuito en dicha barra ya que, al estar conectadas en el mismo punto, las capacidades deben ser similares.

CAPÍTULO 3

CALIBRACIÓN DE PROTECCIONES

3.1 PROTECCIÓN DE DISTANCIA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

3.1.1 GENERALIDADES

Las fallas que se producen en los sistemas eléctricos pueden provocar grandes apagones o blackouts, si las protecciones eléctricas no se encuentran bien calibradas. Como consecuencia, los usuarios que reciben la energía, pueden permanecer un largo periodo de tiempo hasta que se restablezca el servicio, representando significativas pérdidas económicas.

Los equipos de protección electromecánicos que se utilizaban antiguamente, cumplían con funciones muy básicas. En la actualidad, el complemento de la electrónica en las protecciones, ha ayudado a mejorar las características de operación de los relés. Estos últimos integran más funciones, que permiten identificar claramente el tipo de falla y producir disparos más seguros.

En la actualidad, la rapidez de despeje de los sistemas de protección ha cobrado vital importancia para mantener la estabilidad en el sistema. Existen disyuntores con tiempos de operación mucho más bajos que los usados antiguamente, esto sumando a los tiempos de respuesta más eficaces de los relés.

El creciente aumento del parque de generación del Sistema Nacional Interconectado y los cambios realizados en el sistema eléctricos de la EPMAPS ha llevado a realizar un estudio de cortocircuito detallado en el capítulo 2, y la recalibración de las protecciones de distancia en las líneas de transmisión.

La figura 3.1 detalla la ubicación de los tres relés de distancia del sistema de transmisión de la EPMAPS. Dos relés de distancia se encuentran en las dos bahías de la subestación El Carmen y corresponden a la EPMAPS, y el tercer relé ubicado en la subestación de Santa Rosa es de CELEC EP – Transelectric.

3.1.2 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Un sistema de protección se encuentra conformado por elementos que actúan conjuntamente y cuya función es proteger a los equipos del sistema eléctrico, entre los cuales están los que se detallan a continuación:

- Transformadores de protección.- Recogen la señal en el lado de alto voltaje y lo transforman a valores medibles y seguros. Suelen ser de una clase mayor y por ende tienen un mayor error que los transformadores de medición. Ayudan a proteger a los relés asociados de las altas corrientes de cortocircuito. El sistema de la EPMAPS está conformado por TC's de relación 100/5 A y un TP's de 138000/100 V.
- Relés.- Reciben la información de los transformadores de protección y usan algoritmos para determinar si el sistema está operando en condiciones normales o en cortocircuito. En caso de existir esta última condición, se envía una señal al interruptor de potencia o disyuntor para que abra los contactos. Existen diferentes tipos de relés dependiendo del tipo de protección.
- Disyuntor.- Permite la conexión y desconexión de la línea protegida. Reciben la señal del relé para permitir la operación de cierre o apertura.
- Circuitos de control.- El circuito de control es el encargado de conectar a los tres elementos anteriores. Se encuentra conformado por: alarmas,

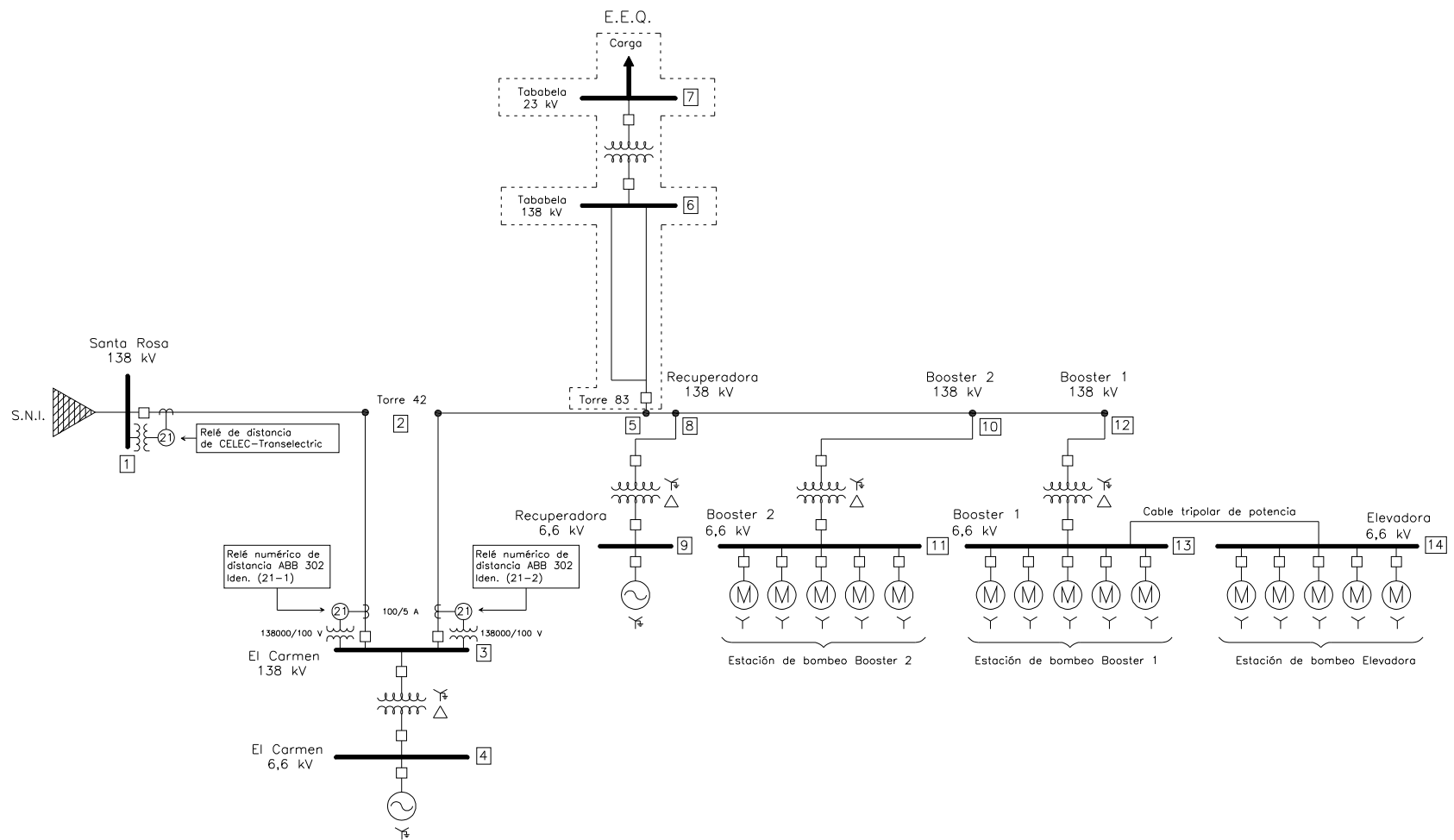


Figura 3.1 Diagrama unifilar del sistema eléctrico de la EPMAPS incluido los relés de distancia

indicadores, switches, etc. La operación de los circuitos de control se lo puede realizar en forma manual o en forma remota.

La figura 3.2 muestra un esquema de conexión y funcionamiento de los componentes utilizados para protección.

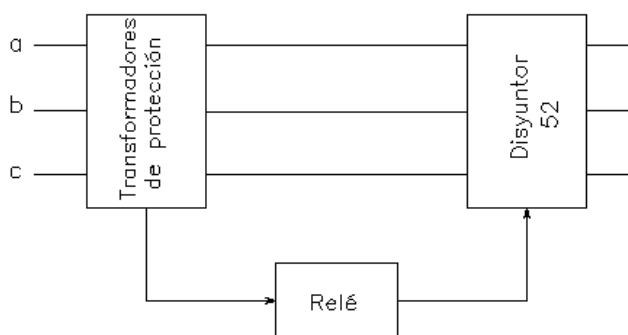


Figura 3.2 Componentes de un sistema de protección

3.1.3 NIVELES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Un sistema de protección debe cumplir con cuatro niveles básicos para operar en forma correcta y coordinada. Las fallas y perturbaciones que incidan en el sistema deben ser aisladas de forma oportuna para evitar interrupciones y daños en los equipos. Las características selectividad, velocidad, sensibilidad y seguridad se detallan a continuación.

3.1.3.1 Selectividad

La característica de selectividad debe permitir únicamente la operación de los disyuntores en la sección donde se produce la falla. La zona afectada debe quedar aislada, permitiendo la continuidad del servicio al resto del sistema.

3.1.3.2 Velocidad

La característica de velocidad está relacionada con la estabilidad y para evitar el colapso del sistema. Cuando se produce un cortocircuito, existe un desbalance entre la potencia eléctrica y mecánica. Las máquinas sincrónicas alteran su operación disminuyendo notablemente la potencia eléctrica, mientras que las turbinas intentan mantener la potencia mecánica. Esta condición puede provocar la pérdida de sincronismo en las máquinas sincrónicas.

Una de las acciones para mantener estable al sistema, es realizar un despeje de la falla en el menor tiempo posible.

3.1.3.3 Sensitividad

La característica de sensitividad debe permitir la operación de las protecciones en cualquier condición de falla que se pueda presentar sea máxima o mínima. Es decir debe ser sensitivo a los cambios que presente el sistema eléctrico.

3.1.3.4 Confiabilidad

La confiabilidad está relacionada con tres factores que son: diseño del esquema de protección, incorrecta instalación y el deterioro del servicio. El diseño del esquema de protecciones es de suma importancia. Se debe asegurar la operación en cualquier condición. Consecuentemente, se debe revisar periódicamente los ajustes en la calibración de protecciones, considerando los cambios en el sistema.

El estado de la instalación es otro elemento que incide en la confiabilidad. En ocasiones los circuitos de control pueden sufrir daños en los cables o pueden existir puntos sueltos o deterioro de componentes electromecánicos. Es recomendable realizar pruebas para comprobar el correcto funcionamiento del esquema de protección.

3.1.4 PROTECCIÓN PRINCIPAL Y DE RESPALDO

Para aumentar la confiabilidad en los esquemas de protección de los sistemas eléctricos, es común usar un elemento en paralelo a la protección principal y cuya función es producir el disparo en caso que esta última falle. Esta protección se denomina protección de respaldo o back-up.

Las protecciones de respaldo deben actuar coordinadamente con las protecciones principales. Cuando ocurre un evento de falla, tanto las protecciones principales como de respaldo, deben sensar la corriente de cortocircuito. Si la protección principal no envía la señal de disparo al disyuntor, la protección de respaldo debe actuar luego de un tiempo de coordinación.

Las causas para que una protección principal no dispare se pueden comparar con los factores de confiabilidad descritas en la sección 3.1.3. Debido a este problema, se opta por poner las protecciones de respaldo en subestaciones adyacentes.

Cuando se ubican en subestaciones adyacentes, el sistema pierde selectividad ya que implica el seccionamiento de una mayor área. La figura 3.3 detalla un sistema para ilustrar un ejemplo. Si ocurre un cortocircuito en F, la protección principal de la línea de transmisión que se conecta en la barra C debe ser la primera en actuar provocando la salida dicho segmento. En caso que esta falle, la protección de respaldo en la barra B debe producir el disparo con un tiempo mayor a la de la protección principal e involucraría la salida de operación de un segmento mayor del sistema.

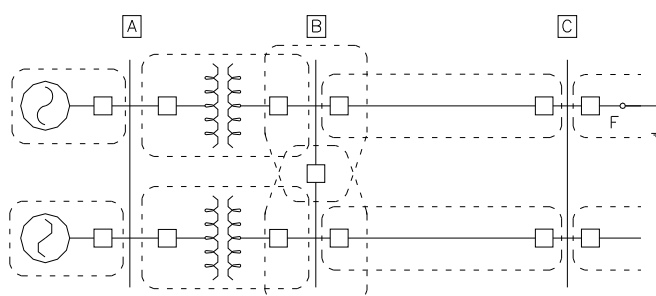


Figura 3.3 Diagrama unifilar para ilustrar la protección principal y de respaldo

3.1.5 PROTECCIÓN DE DISTANCIA

El relé de distancia es el elemento más utilizado para proteger líneas de transmisión. Sus características de funcionamiento se adaptan a todos los niveles de protección explicados en la sección 3.1.3. La ventaja de utilizar esta protección radica en la invariabilidad del tiempo de disparo que se puede dar en diferentes escenarios de operación del sistema.

El relé de distancia es usado para proteger el sistema de transmisión de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento. El sistema se encuentra conformado por dos relés numéricos ABB 302 que se encuentran ubicados en las dos bahías de la subestación El Carmen. La figura 3.1 muestra el diagrama unifilar del sistema donde se incluye dichas protecciones.

Los relés numéricos tienen posibilidad de integrar múltiples funciones mediante la conversión de las señales analógicas en digitales y el procesamiento de estas últimas con microprocesadores. En el siguiente listado, se resumen las funciones más importantes que tienen los relés numéricos.

- Protección de sobrecorriente direccionales y no direccionales
- Bloqueos por oscilación de potencia
- Grupos de ajustes para los valores de protección

- Supervisión de pérdida de voltaje y corriente
- Protección de corriente de secuencia negativa
- Localización de la distancia de las fallas
- Recierres
- Grabador de los eventos de cortocircuitos

Debido a esto, los relés numéricos ofrecen muchas más ventajas que los relés electromecánicos.

3.1.6 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LOS RELÉS DE DISTANCIA

El funcionamiento de los relés de distancia se basa en la comparación de la impedancia de ajuste que está en función de la línea de transmisión y la de cortocircuito. En la realidad, los relés numéricos realizan la medición de voltaje y corriente para producir la señal de disparo al disyuntor.

La figura 3.4 muestra una de las características de impedancias más usadas en este tipo de protección, la característica MHO. En estado estable, la impedancia que ve el relé no es más que la relación del voltaje y corriente en el punto de la línea de transmisión donde se encuentra ubicado. El ángulo Φ es la diferencia angular entre el voltaje y corriente de carga. Esta región es conocida como área o zona de la carga. Existen dos regiones de carga como se indica en la figura 3.4. La zona de la derecha corresponde a flujos en sentido J-K y la zona de la izquierda en sentido K-J de la línea de transmisión.

Durante un cortocircuito, el voltaje rápidamente disminuye y la corriente alcanza un valor mucho mayor a la nominal. Por ende, la impedancia medida en este estado es mucho menor que la impedancia en estado estable. El relé va a operar si la impedancia de cortocircuito cae dentro de la zona de impedancia del relé.

La impedancia de operación o de cortocircuito tiene la misma dirección angular que

la impedancia de la línea de transmisión. Consecuentemente, es común realizar el ajuste en este tipo de protección considerando un porcentaje de la línea.

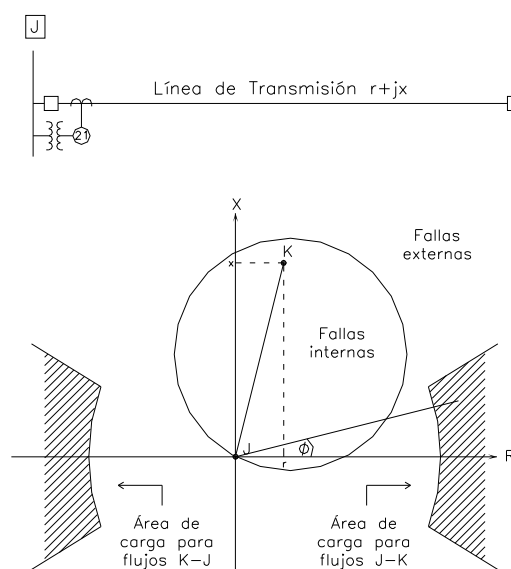


Figura 3.4 Característica tipo MHO de un relé de distancia

3.1.6.1 Impedancia primaria

La impedancia primaria corresponde al valor en ohmios de la impedancia de la línea de transmisión.

3.1.6.2 Impedancia secundaria

La impedancia secundaria corresponde al valor que verdaderamente ve el relé por estar conectado a los transformadores de voltaje y corriente. La impedancia de ajuste debe estar reflejada al lado secundario de los estos dos elementos de protección. La ecuación 3.1 define la forma de cálculo.

$$Z_{sec} = \frac{RC}{RV} Z_{prim} \quad (3.1)$$

Donde:

- RC es la relación de transformación del TC de protección
 RV es la relación de transformación del TP de protección
 Z_{prim} es la impedancia de la línea reflejada en el lado de alto voltaje

3.1.6.3 Impedancia vista por el relé en cortocircuitos

La impedancia que mira el relé en un cortocircuito es diferente a la de estado estable. Las ecuaciones 3.2 y 3.3 muestran las impedancias que observa el relé en cortocircuitos trifásico y monofásico, respectivamente.

$$z_{relé} = \frac{V_a}{I_a} \quad (3.2)$$

$$z_{relé} = \frac{V_a}{I_a + m * 3I_0} \quad (3.3)$$

En cortocircuitos monofásicos se introduce el factor de compensación de tierra m , cuya forma de cálculo de muestra en la ecuación 3.4.

$$m = \frac{z_0 - z_1}{3 * z_1} \quad (3.4)$$

Donde:

- z_0 es la impedancia de secuencia cero de la línea de transmisión
 z_1 es la impedancia de secuencia positiva de la línea de transmisión

Los ajustes de las zonas de fase de los relés de distancia se lo pueden realizar aplicando la ecuación 3.2 o a través del porcentaje de la línea de transmisión. Es preferible realizarlo por medio de esta última ecuación. Para el ajuste de las zonas de tierra se utiliza la ecuación 3.3.

Los voltajes y corrientes de las ecuaciones 3.2 y 3.3 corresponden al punto donde se encuentra ubicado el relé de distancia y no a la corriente total de cortocircuito. En el anexo 3 se realiza la demostración de las ecuaciones 3.2 y 3.3 para un sistema de

potencia general.

3.1.7 EFECTO DE FUENTES INTERMEDIAS

El efecto de fuentes intermedias puede alterar significativamente la impedancia vista por el relé. Este efecto surge cuando se tienen fuentes de contribución de cortocircuito en las zonas de protección. Así, la impedancia que ve el relé ya no corresponderá al porcentaje de la línea de transmisión, sino que se introduce un factor de sobrealcance debido a este efecto.

La figura 3.5 muestra un sistema eléctrico de potencia, que servirá como base para ilustrar ese efecto.

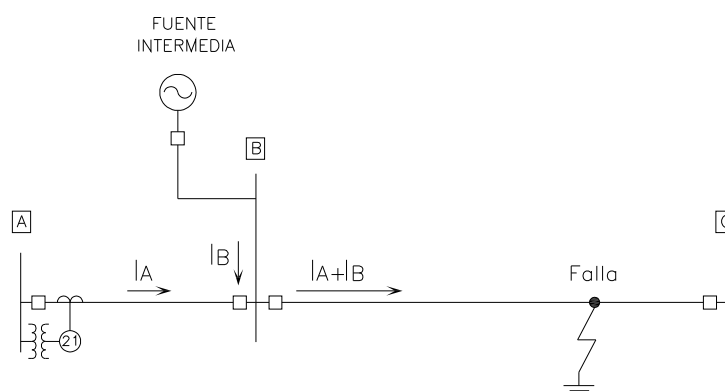


Figura 3.5 Efecto de fuentes intermedias en un sistema radial

Si se realiza un análisis del circuito, la impedancia que observa el relé ubicado en la subestación A durante el cortocircuito es:

$$V_A = I_A Z_{AB} + (I_A + I_B) Z_{BF} \quad (3.5)$$

$$V_A = I_A (Z_{AB} + Z_{BF}) + I_B (Z_{BF}) \quad (3.6)$$

$$Z_{\text{Relé}} = \frac{V_A}{I_A} = (Z_{AB} + Z_{BF}) + \boxed{\frac{I_B}{I_A} Z_{BF}} \quad (3.7)$$

$$Z_{\text{Relé}} = Z_{AB} + \left(1 + \frac{I_B}{I_A}\right) Z_{BF} \quad (3.8)$$

$$Z_{\text{Relé}} = Z_{AB} + (1 + K) Z_{BF} \quad (3.9)$$

El error que se comete, si no se considera el efecto de fuentes intermedias, se muestra en el cuadro dentro del análisis de las ecuaciones de arriba. Este efecto se suele representar con el parámetro K. Para sistemas radiales con ramificaciones, no es más que la relación de todos los aportes de las fuentes intermedias por la corriente en el camino del relé. La ecuación 3.10 muestra lo mencionado.

$$K = \frac{I_{\text{TOTAL FUENTES INTMEDIAS}}}{I_{\text{RELÉ}}} \quad (3.10)$$

3.1.8 RELÉ DE DISTANCIA ABB 302

La protección del sistema de transmisión de la EPMAPS se encuentra conformada por dos relés de distancia ABB 302 que se ubican en las bahías de la subestación El Carmen. Una protección adicional de distancia, se ubica en la subestación Santa Rosa. La operación de este relé debe ser coordinada con el relé de distancia de la línea El Carmen – Santa Rosa (21-1) de la figura 3.1.

El relé ABB 302 es una protección numérica para líneas de transmisión. Está conformada por cuatro zonas de protección. El procesamiento de datos se realiza mediante un microcontrolador Intel 80C196. Entre las principales características se tienen:

- Procesamiento 100% numérico
- Tres zonas de distancia para fase y tierra, con la posibilidad de tener una zona en reversa en la zona 3 en fase y tierra
- Permite ajustar el tiempo de disparo en la zona 1 hasta los 15 ciclos

- Tiempos de disparo independientes en zonas de fase y tierra
- Supervisión de sobrecorriente en fase y tierra
- Respaldo de tierra por característica inversa de sobrecorriente direccional o no direccional
- Supervisión de pérdida de voltaje y corriente
- Detector de cambio de corriente (ΔI) y de voltaje (ΔV)
- Recierre programable
- Doble blindaje para bloqueo de disparo por oscilación de potencia
- Selección de la zona 1 de extensión
- Ajuste del factor de compensación de tierra
- Capacidad de localización de distancia de la falla
- Grabador de las variables de disparo

Internamente, el relé numérico ABB 302 está conformado por tres transformadores de voltaje y corriente para medir los disturbios y aplicar las características de sobrecorriente.

3.1.8.1 Especificaciones técnicas [12]

Las especificaciones técnicas del relé ABB 302 se muestran en la tabla 3.1. Estos datos pertenecen al manual del fabricante ABB.

Tabla 3.1 Características técnicas del relé de distancia ABB 302

Especificaciones técnicas	
Velocidad de operación	12 msec (mínimo) 26 msec (típico)
Voltaje AC fase-neutro (V_{LN})	60 Hz 70,0 V_{rms} 50 Hz 63,5 V_{rms}
Corriente AC (I_N)	1 o 5 Amperios
Frecuencia nominal	50 o 60 Hz
Voltaje máximo permitido	
Continuo	1,5 x V_{LN}
10 segundos	2,5 x V_{LN}
Corriente máxima permitida	
Continuo	3 x I_N
1 segundo	100 x I_N
Corriente mínima de operación	0,1 x I_N
Voltaje de batería DC	Rango de operación
48/60 V_{DC}	38 – 70 V_{DC}
100/125 V_{DC}	88 – 145 V_{DC}
220/250 V_{DC}	176 – 290 V_{DC}
Burden AC	
Entrada de voltaje	0,02 VA a 70 Vac/fase
Entrada de corriente	0,15 VA a 5 A/fase

3.1.8.2 Modo de operación [12]

El relé ABB 302 tiene dos modos de operación. En estado estable, realiza la medición de voltaje y corriente con el uso de los transformadores internos para detectar cambios de estas variables. Si estos cambios cumplen con la condición que se muestra en la tabla 3.2 el relé entra en modo de falla y empieza a realizar cálculos relacionados con las zonas de operación bajo la supervisión de las unidades de sobrecorriente.

Tabla 3.2 Condiciones de operación del relé ABB 302

Variables de operación		
	Condición	Valor
Para cada fase	$I_{Kn} - I_{(K-1)n}$	> 1,0 A
ΔI	$\frac{[I_{Kn} - I_{(K-1)n}]}{I_{(K-1)n}} \times 100\%$	> 12,5 %
Para cada fase	$V_{Kn} - V_{(K-1)n}$	> 7,0 V
ΔV	$\frac{[V_{Kn} - V_{(K-1)n}]}{V_{(K-1)n}} \times 100\%$	> 12,5 %
ΔI_0	$(3I_0)_{Kn} - (3I_0)_{(K-1)n}$	> 0,5 A
n 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7.		
K número ciclo relativo al comienzo de falla		
K-1 número de ciclo antes del comienzo de la falla		

3.1.8.3 Característica de impedancia del relé ABB 302

La característica de impedancia disponible en el relé ABB 302 se muestra en la figura 3.6. Esta característica que se muestra en el plano R-X, tiene la ventaja de permitir disparos con resistencias de falla. Está conformado por círculos concéntricos que pasa por el origen de coordenadas y cuyo alcance está relacionado con las zonas de protección del relé.

Las rectas paralelas que se muestran en la figura 3.6 corresponden a blindajes para medir la tasa de cambio de la impedancia durante una oscilación de potencia. Dependiendo de la severidad, se puede determinar si la oscilación es estable o inestable. La función del relé que utiliza estas rectas de blindaje, produce una señal de disparo si la condición es inestable.

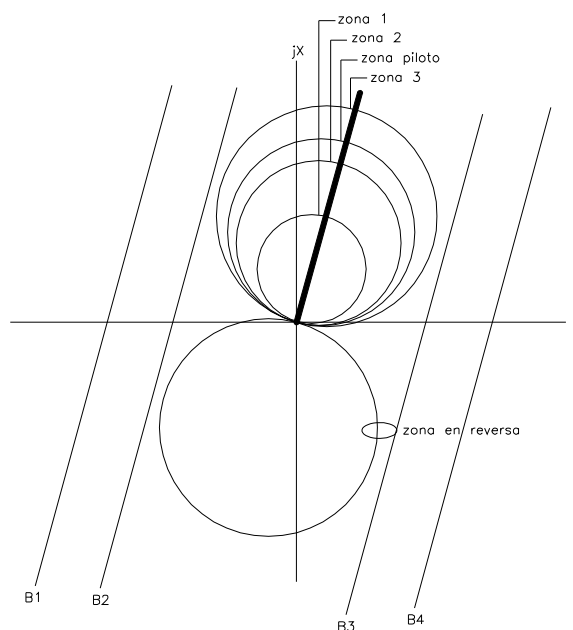


Figura 3.6 Diagrama R-X de la característica de operación MHO del relé ABB 302

3.1.9 ZONAS DE PROTECCIÓN

El relé de distancia ABB 302 tiene tres zonas de protección de fase y tierra para la detección de fallas. La zona 1 y 2 son exclusivas para impedancias en adelante. La zona 3 permite la selección en adelante o reversa.

Además, el relé ABB 302 tiene independencia en los tiempos de las zonas de fase y tierra. La zona 1 se puede ajustar con disparo instantáneo o hasta los 15 ciclos. La zona 2 tiene dos características de ajuste de tiempo. La primera es mediante tiempo definido "DEFINITE TIME", con un rango de 0,10 - 2,99 s; y la segunda es por medio de la característica de tiempo inverso de sobrecorriente. La zona 3 solo permite el ajuste con tiempo definido en un rango de 0,10 – 9,99 s.

3.1.9.1 Zona 1

La zona 1 se utiliza para proteger la línea de transmisión con disparo instantáneo. El

criterio de alcance de esta zona puede variar entre un 80 - 85% dependiendo de la tecnología del relé. El porcentaje menor se debe a los errores de los TC's y TP's, los cuales pueden causar un sobrealcance.

3.1.9.1.1 *Ajuste de la zona 1 de fase y tierra para el relé de distancia de la línea El Carmen – Santa Rosa (21-1)*

El relé ABB contempla dos ajustes para esta zona, una de fase y otra de tierra. En ambos casos, el alcance de la zona 1 va a ser la línea desde la subestación El Carmen hasta Santa Rosa. Por recomendación del fabricante, el porcentaje de ajuste es del 70%, ya que la impedancia reflejada en el lado secundario de los transformadores de protección es muy baja y debido a los errores pueden causar un sobrealcance.

A continuación se muestran las impedancias de secuencia positiva de las líneas del alcance de la zona 1 obtenidas de la tabla 1.21. Las ecuaciones 3.11, 3.12 y 3.13 muestran los cálculos respectivos de la zona 1 de fase. El valor de ajuste corresponde a la impedancia secundaria de la zona.

$$z_{1\text{Santa Rosa Torre 42}} = 2,0811 + j7,4646\Omega \quad z_{1\text{Carmen Torre 42}} = 2,1282 + j7,2989\Omega$$

$$z_{1\phi \text{ prim}} = 0,7 * (z_{1\text{Santa Rosa Torre 42}} + z_{1\text{Carmen Torre 42}}) \quad (3.11)$$

$$z_{1\phi \text{ prim}} = 10,7465 \angle 74,08^\circ \Omega \quad (3.12)$$

$$z_{1\phi \text{ sec}} = \frac{100/5}{138000/100} * z_{1\phi \text{ prim}} = 0,1557 \Omega \quad (3.13)$$

Para la zona de tierra es necesario calcular el valor del factor de compensación de tierra. El resultado que se muestra en la ecuación 3.14 se obtiene aplicando la ecuación 3.4 con las impedancias de secuencia positiva y cero de las líneas de la zona 1 obtenidas de la tabla 1.21.

$$Z_{0 \text{ Santa Rosa Torre 42}} = 4,4138 + j21,3817 \Omega \quad Z_{0 \text{ Carmen Torre 42}} = 4,6179 + j23,2422 \Omega$$

$$m = 0,6567 \angle 6,74^\circ \quad (3.14)$$

Al aplicar la ecuación 3.3 se realiza el ajuste de la zona de tierra. Los resultados de esta ecuación se obtuvieron en el programa DIGSILENT con un cortocircuito monofásico en la barra de Santa Rosa. El voltaje y las corrientes corresponden al lugar donde se ubica el relé, es decir en la barra El Carmen 138 kV.

Los resultados del cálculo de la impedancia primaria de detallan en la ecuación 3.15 y 3.16. El valor de ajuste al relé de muestra en la ecuación 3.17.

$$V_a = 14,769 \angle -3,65^\circ \text{ kV} \quad I_a = 0,67 \angle 100,04^\circ \text{ kA} \quad 3I_0 = 0,45 \angle 100,64^\circ \text{ kA}$$

$$Z_{1G \text{ prim}} = 0,7 * (15,3232 \angle -105,93^\circ \Omega) \quad (3.15)$$

$$Z_{1G \text{ prim}} = 10,7262 \angle -105,93^\circ \Omega \quad (3.16)$$

$$Z_{1G \text{ sec}} = \frac{100/5}{138000/100} * Z_{1G \text{ prim}} = 0,1555 \Omega \quad (3.17)$$

3.1.9.1.2 *Ajuste de la zona 1 de fase y tierra para el relé de distancia de la línea El Carmen – Recuperadora (21-2)*

Para el relé 21-2 la línea a proteger en zona 1 debe ser el tramo desde la subestación El Carmen hasta el punto de derivación Torre 83. El mismo porcentaje de 70% se debe usar ya que la impedancia en el lado secundario es muy baja y menor a 0,5 Ω , debido a la baja relación del TC que es de 100/5 A.

El criterio y el cálculo de la impedancia primaria de la zona 1 de fase para el relé 21-2 se muestran en las ecuaciones 3.18 y 3.19. El ajuste que se va a realizar al relé, se muestra en la ecuación 3.20.

$$z_{1\text{Carmen Torre 42}} = 2,1282 + j7,2989 \Omega \quad z_{1\text{Torre 42 Torres 83}} = 2,3492 + j8,4221 \Omega$$

$$z_{1\phi \text{ prim}} = 0,7 * (z_{1\text{Carmen Torre 42}} + z_{1\text{Torre 42 Torres 83}}) \quad (3.18)$$

$$z_{1\phi \text{ prim}} = 11,4423 \angle 74,10^\circ \Omega \quad (3.19)$$

$$z_{1\phi \text{ sec}} = \frac{100/5}{138000/100} * z_{1\phi \text{ prim}} = 0,1658 \Omega \quad (3.20)$$

El factor de compensación para el ajuste de la zona de tierra se obtiene con la ecuación 3.4 en los segmentos de líneas de la zona 1. La ecuación 3.21 muestra su resultado.

$$z_{0\text{Carmen Torre 42}} = 4,6179 + j23,2422 \Omega \quad z_{0\text{Torre 42 Torres 83}} = 5,1075 + j26,5359 \Omega$$

$$m = 0,7026 \angle 7,13^\circ \quad (3.21)$$

De igual forma que el relé 21-1, el ajuste de la zona de tierra se va a realiza con la ecuación 3.3 a través de los resultados de DigSILENT con un cortocircuito monofásico en el punto Torre 83. Los cálculos respectivos se muestran en las ecuaciones 3.22 a 3.24.

$$V_a = 40,007 \angle -0,787^\circ \text{ kV} \quad I_a = 1,79 \angle -76,97^\circ \text{ kA} \quad 3I_0 = 0,95 \angle -76,45^\circ \text{ kA}$$

$$z_{1G \text{ prim}} = 0,7 * (16,3085 \angle 74,10^\circ \Omega) \quad (3.22)$$

$$z_{1G \text{ prim}} = 11,4159 \angle 74,10^\circ \Omega \quad (3.23)$$

$$z_{1G \text{ sec}} = \frac{100/5}{138000/100} * z_{1G \text{ prim}} = 0,1655 \Omega \quad (3.24)$$

El relé numérico ABB 302 incluye en las zonas de fase (Z1 Φ) y de tierra (Z1G) elementos de sobrecorriente para ofrecer supervisión y una mayor seguridad en los disparos. En zonas de fase, la detección de fallas se realiza con las funciones de sobrecorriente FDOPA, FDOPB, FDOPC y la unidad IM son utilizadas con este

propósito, mientras que similares características se ofrecen para las zonas de tierra.

3.1.9.2 Zona 2

La zona 2 es una protección de respaldo para cubrir líneas adyacentes a la zona 1. El rango típico de protección de la línea en zona 2 puede estar entre 120 – 150%. Aunque para el sistema de la EPMAPS, el criterio cambia debido a la influencia del S.N.I.

El relé ABB presenta dos opciones de ajuste de tiempo en zona 2. La primera es mediante un tiempo definido “Definite Time” y la segunda simula la característica de sobrecorriente de tiempo inverso. Para los dos relés de escogerá la opción por tiempo definido.

3.1.9.2.1 *Ajuste de la zona 2 de fase y tierra para el relé de distancia de la línea El Carmen – Santa Rosa (21-1)*

El criterio para la zona 2 del relé (21-1) debe ser la menor impedancia de los diferentes tramos de línea que se ubiquen a continuación de la zona 1. Con este criterio, el alcance de la zona 2 del relé 21-1 es la línea El Carmen – Santa Rosa y la mitad de la línea hasta la subestación Adelca de 138 kV que tiene una distancia de 0,3 km como se muestra en la figura 3.7.

La influencia del S.N.I. sobre las corrientes de cortocircuito representa un problema en el alcance de la zona 2. Una posible elección de una línea de transmisión posterior a la barra Adelca 138 kV, se refleja como una impedancia muy grande vista por el relé, y debido a este problema, se aplica el criterio de escoger el tramo de línea con menor impedancia de alcance del relé.

Para calibrar la zona 2 de fase por medio de la ecuación 3.2, se realiza un cortocircuito trifásico al 50% de la línea Santa Rosa – Adelca. Los resultados de

voltaje y corriente en el punto de localización del relé se obtienen con el programa DigSILENT. Los cálculos respectivos se muestran en la ecuación 3.25 y el valor de ajuste en la ecuación 3.26.

$$V_a = 6,231\angle -15,102^\circ \text{ kV} \quad I_a = 0,375\angle -86,29^\circ \text{ kA}$$

$$z_{2\phi \text{ prim}} = 16,616\angle -86,29^\circ \Omega \quad (3.25)$$

$$z_{2\phi \text{ sec}} = \frac{100/5}{138000/100} * z_{2\phi \text{ prim}} = 0,2408 \Omega \quad (3.26)$$

Para el ajuste de la zona 2 de tierra se sigue un procedimiento similar al anterior con la ecuación 3.3. El factor de compensación es el mismo que se obtiene con la ecuación 3.14. El valor de ajuste de muestra en la ecuación 3.28.

$$V_a = 9,419\angle -12,719^\circ \text{ kV} \quad I_a = 0,353\angle -85,570^\circ \text{ kA} \quad 3I_0 = 0,223\angle -82,277^\circ \text{ kA}$$

$$z_{2G \text{ prim}} = 18,919\angle 69,91^\circ \Omega \quad (3.27)$$

$$z_{2G \text{ sec}} = \frac{100/5}{138000/100} * z_{2G \text{ prim}} = 0,2742 \Omega \quad (3.28)$$

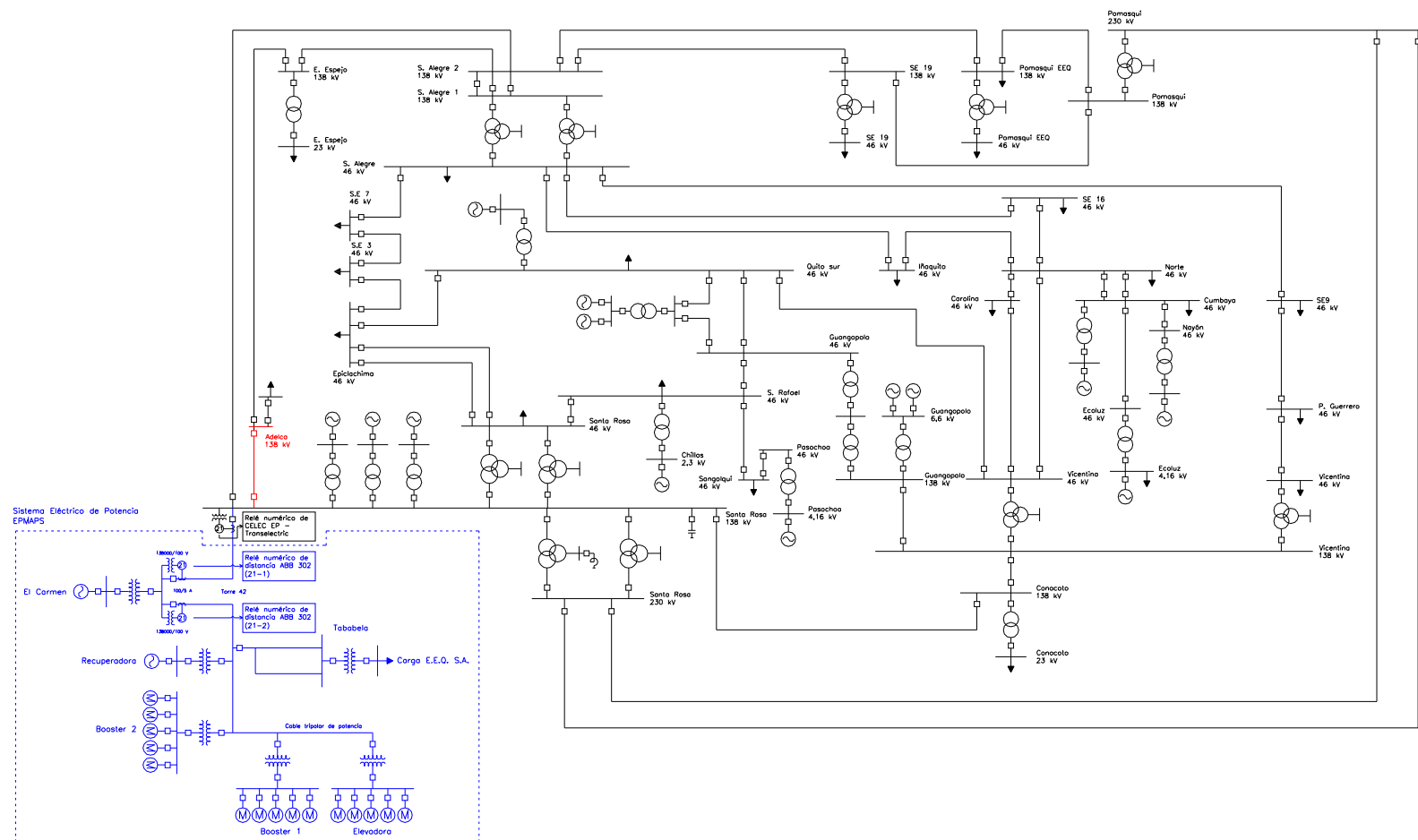


Figura 3.7 Zona norte del Sistema Nacional Interconectado S.N.I. para el ajuste de la zona 2 y 3 del relé de distancia de la línea El Carmen – Santa Rosa (21-1)

En ambos casos, tanto para la zona de fase y tierra, el ajuste de tiempo será por tiempo definido y de 0,3 s para coordinar con el relé de distancia de CELEC EP – Transelectric.

3.1.9.2.2 *Ajuste de la zona 2 de fase y tierra para el relé de distancia de la línea El Carmen – Recuperadora (21-2)*

El alcance de la zona 2 del relé 21-2 corresponde a la línea desde la subestación El Carmen hasta la Torre 83 más la mitad del segmento desde la Torre 83 a Tababela. Este último segmento es la línea más corta al final de la zona 1.

En esta zona la impedancia del relé se ve alterada por el efecto de fuentes intermedias correspondientes a los aportes de la central Recuperadora y los motores de inducción de las estaciones de bombeo. Para mayor facilidad, se realiza un cortocircuito trifásico en la mitad de una de las dos líneas del segmento Torre 83 – Tababela para aplicar la ecuación 3.2. Al aplicar esta ecuación ya se incluye el efecto de fuentes intermedias.

Los resultados de voltaje y corriente, obtenidos en DIgSILENT, corresponden al lugar donde se ubica el relé 21-2, es decir en la barra El Carmen 138 kV.

$$V_a = 40,591 \angle -0,778^\circ \text{ kV} \quad I_a = 2,10 \angle -75,72^\circ \text{ kA}$$

$$z_{2\phi \text{ prim}} = 19,329 \angle 74,92^\circ \Omega \quad (3.29)$$

$$z_{2\phi \text{ sec}} = \frac{100/5}{138000/100} * z_{2\phi \text{ prim}} = 0,2801 \Omega \quad (3.30)$$

Para ajustar la zona 2 de tierra se usa el factor de compensación de la ecuación 3.21. Empleando la ecuación 3.3 y un cortocircuito monofásico al 50% de línea Torre 83 – Tababela se obtiene la impedancia primaria. Los resultados de voltajes y corrientes se obtienen donde se ubica el relé. Las ecuaciones 3.31 y 3.32 muestran

los resultados.

$$V_a = 45,270 \angle -0,312^\circ \text{ kV} \quad I_a = 1,55 \angle -77,35^\circ \text{ kA} \quad 3I_0 = 0,82 \angle -76,84^\circ \text{ kA}$$

$$z_{2G \text{ prim}} = 21,329 \angle 74,96^\circ \Omega \quad (3.31)$$

$$z_{2G \text{ sec}} = \frac{100/5}{138000/100} * z_{2G \text{ prim}} = 0,3091 \Omega \quad (3.32)$$

El ajuste de tiempo para la zona 2 de fase y tierra es de 0,3 s para lograr un despeje rápido.

3.1.9.3 Zona 3

La zona 3 también es una zona de respaldo y por lo tanto la señal de disparo tiene un retardo de tiempo que debe ser coordinado con la zona 2. La única opción que tiene el relé ABB es mediante tiempo definido "Definite time".

La característica más importante que tiene el relé ABB 302, es la posibilidad de permitir el ajuste de la zona 3 en adelante o reversa. De igual forma que las otras zonas, el relé requiere el ajuste de la zona 3 de fase (Z3Φ) y de tierra (Z3G).

El criterio de ajuste para la zona 3 en sistemas radiales, corresponde a la totalidad de la línea adyacente de la zona 2. Pero al ser el sistema de la EPMAPS radial y ramificado, este criterio ya no puede ser utilizado. En estos casos se suele proteger la línea más larga posterior a la zona 1

3.1.9.3.1 *Ajuste de la zona 3 de fase y tierra para el relé de distancia de la línea El Carmen – Santa Rosa (21-1)*

La zona 3 del relé 21-1 se realiza considerando el mismo criterio aplicado a la zona 2 del mismo relé. La menor impedancia de alcance debe ser usada para su ajuste, por

lo tanto la zona 3 debe cubrir todo el segmento de la línea Santa Rosa – Adelca como se muestra en la figura 3.7.

Un alcance con líneas más largas significa una mayor impedancia que puede presentar problemas de coordinación con los relés de distancia de las líneas que se derivan de la subestación Santa Rosa, y debido a ello, se realiza el ajuste considerando la impedancia de la línea hasta la subestación Adelca.

El ajuste de la zona de fase se efectúa con la ecuación 3.2 por medio de un cortocircuito trifásico en la barra Adelca 138 kV como se detalla en la figura 3.7. Los resultados de voltaje y corriente son los aportes de la central El Carmen en 138 kV. La impedancia primaria y secundaria se muestra en las ecuaciones 3.33 y 3.34.

$$V_a = 6,999 \angle -14,064^\circ \text{ kV} \quad I_a = 0,371 \angle -86,220^\circ \text{ kA}$$

$$z_{3\phi \text{ prim}} = 18,865 \angle 72,16^\circ \Omega \quad (3.33)$$

$$z_{3\phi \text{ sec}} = \frac{100/5}{138000/100} * z_{3\phi \text{ prim}} = 0,2734 \Omega \quad (3.34)$$

Para la zona 3 de tierra se usa el factor de compensación de la ecuación 3.14. Un cortocircuito monofásico en la barra de Adelca es necesario para aplicar la ecuación 3.3. Los resultados se obtuvieron con DlgSILENT y los cálculos respectivos se detallan en la ecuación 3.35 y 3.36.

$$V_a = 10,958 \angle -11,673^\circ \text{ kV} \quad I_a = 0,345 \angle -85,415^\circ \text{ kA} \quad 3I_0 = 0,218 \angle -82,119^\circ \text{ kA}$$

$$z_{3G \text{ prim}} = 22,519 \angle 70,803^\circ \Omega \quad (3.35)$$

$$z_{3G \text{ sec}} = \frac{100/5}{138000/100} * z_{3G \text{ prim}} = 0,3263 \Omega \quad (3.36)$$

Para este relé, el tiempo de ajuste para la zona 3 de fase y tierra es de 0,7 s para coordinar con el relé de distancia de CELEC EP – Transelectric.

3.1.9.3.2 *Ajuste de la zona 3 de fase y tierra para el relé de distancia de la línea El Carmen – Recuperadora (21-2)*

La zona 3 para el relé 21-2 tiene un alcance de la zona 1 y se adicionan las líneas desde el punto en la Torre 83 hasta la barra de la subestación Booster 1. Este criterio surge de la necesidad de no disponer de otros relés de protección de distancia en el sistema.

De forma similar que la zona 2 para el mismo relé, el efecto de fuentes intermedias tiene mucha importancia, ya que existen aportes de contribución del generador de la central Recuperadora y de los motores de las estaciones de bombeo. Al aplicar el método tradicional por medio del porcentaje de la línea, se determina que la impedancia que observa el relé es la misma que se detalla en la ecuación 3.37. Para ello, se requiere los aportes de las fuentes intermedias que se determinan al aplicar un cortocircuito trifásico en la barra Booster 1 de 138 kV en el escenario 1 por representar las corrientes más altas.

Las ecuaciones 3.38 a 3.39 muestran los cálculos necesarios de las impedancias primarias y secundarias de la zona 3 de fase.

$$Z_{1\text{Carmen Torre 42}} = 2,1282 + j7,2989 \Omega$$

$$Z_{1\text{Torre 42 Torre 83}} = 2,3492 + j8,4221 \Omega$$

$$Z_{1\text{Torre 83 Recuperadora}} = 0,1436 + j0,5148 \Omega$$

$$Z_{1\text{Recuperadora Booster 2}} = 2,6560 + j9,5217 \Omega$$

$$Z_{1\text{Booster 2 Booster 1}} = 0,5787 + j2,0746 \Omega$$

$$I_{\text{RECU}} = 0,188 \text{ kA}$$

$$I_{\text{BOOSTER 2}} = 0,214 \text{ kA}$$

$$I_{\text{RELÉ}} = 1,619 \text{ kA}$$

$$z_{3\phi \text{ prim}} = z_{1\text{Carrmen Torre 42}} + z_{1\text{Torre 42 Torre 83}} + z_{1\text{Torre 83 Recuperadora}} + z_{1\text{Recuperadora Booster 2}} * \left(1 + \frac{I_{\text{RECU}}}{I_{\text{RELÉ}}}\right) + z_{1\text{Booster 2 Booster 1}} * \left(1 + \frac{I_{\text{RECU}} + I_{\text{BOOSTER 2}}}{I_{\text{RELÉ}}}\right) \quad (3.37)$$

$$z_{3\phi \text{ prim}} = 30,6037 \angle 74,24^\circ \Omega \quad (3.38)$$

$$z_{3\phi \text{ sec}} = \frac{100/5}{138000/100} * z_{3\phi \text{ prim}} = 0,4435 \Omega \quad (3.39)$$

Para ajustar la zona 3 de tierra se requiere el factor de compensación. El mismo valor de la ecuación 3.21 se va a utilizar en esta zona. Un cortocircuito monofásico al final de la línea Booster 2 - Booster 1 se requiere para obtener las variables que usa la ecuación 3.3. Los resultados se muestran en las ecuaciones 3.40 y 3.41.

$$V_a = 53,355 \angle -0,587^\circ \text{ kV} \quad I_a = 1,26 \angle -76,34^\circ \text{ kA} \quad 3I_0 = 0,42 \angle -74,20^\circ \text{ kA}$$

$$z_{3G \text{ prim}} = 34,3789 \angle 73,99^\circ \Omega \quad (3.40)$$

$$z_{3G \text{ sec}} = \frac{100/5}{138000/100} * z_{3G \text{ prim}} = 0,4983 \Omega \quad (3.41)$$

El tiempo de ajuste de la zona 3 de fase y tierra será de 0,6 s para un despeje rápido ya que no se dispone de otro relé de distancia para coordinación.

3.1.10 CARÁCTERÍSTICAS ADICIONALES DEL RELÉ ABB 302

3.1.10.1 Pérdida de carga (Load loss LL)

Esta función permite un disparo instantáneo en ambos terminales de la línea para todo tipo de falla excepto para falla trifásica sin necesidad de comunicación por hilo piloto. Para ello, ante el disparo de uno de los disyuntores en la línea, el terminal remoto reconoce la pérdida de corriente en las fases no falladas y envía la señal de disparo al disyuntor adjunto para abrir sus contactos. Esta función está acoplada con el reconocimiento en zona 2 o la unidad direccional de sobrecorriente de tierra del terminal remoto.

La implementación de esta función es necesaria para el relé (21-1) ya que no tiene comunicación con el otro relé de la subestación Santa Rosa de CELEC EP – Transelectric. Para el otro relé de distancia (21-2) no tiene mucha importancia implementar esta función ya que es el único relé de distancia.

3.1.10.2 Unidad de baja calibración de sobrecorriente de fase (Low set phase overcurrent unit Low 1Φ)

El relé ABB 302 utiliza esta función para la supervisión de las funciones Load loss y Close Into Fault Trip. El criterio de ajuste que recomienda el fabricante se muestra en la ecuación 3.42.

$$\text{LOW } 1\Phi = \frac{I_{\text{mínima corriente de carga}}}{2} * \frac{1}{RC} \quad (3.42)$$

La tabla 3.3 resume los ajustes de esta característica para los dos relés. El criterio de ajuste se realiza con los resultados del programa de simulación DIGSILENT.

Tabla 3.3 Valores de ajuste de la característica Low 1Φ

Ajustes de Low 1Φ	
Identificación	Low 1Φ
Relé de distancia 21-1	3 A
Relé de distancia 21-2	2 A

3.1.10.3 Unidad de baja calibración de sobrecorriente de tierra (Low set ground overcurrent unit 3I0s)

Esta función se utiliza para la supervisión de la unidad direccional de sobrecorriente de reserva (RDOG). Se debe ser lo más sensible posible. El fabricante recomienda un valor de 0,5 A.

3.1.10.4 Unidad de calibración media de sobrecorriente de fase (Medium set phase overcurrent unit IM)

Representa el detector de falla para realizar la supervisión en las diferentes zonas de fase del relé y la función de bloqueo pérdida de paso (out of step). Deber ser mayor a la máxima corriente de carga. El criterio de ajuste se muestra en la ecuación 3.43.

$$IM = \frac{1,13 * I_{\text{Máxima corriente de carga}}}{RC} \quad (3.43)$$

La tabla 3.4 resume los valores de ajuste que se obtuvieron en el programa de simulación DIgSILENT.

Tabla 3.4 Valores de ajuste de la característica IM

Ajuste de IM	
Identificación	IM
Relé de distancia 21-1	6 A
Relé de distancia 21-2	6 A

3.1.10.5 Unidad de calibración media de sobrecorriente de tierra (Medium set ground overcurrent unit 3I0m)

Es similar a la función anterior pero se aplica para la supervisión de las unidades de tierra. El criterio para ajustar su valor que recomienda el fabricante, es el doble producto de la característica 3I0s, es decir 1,0 A.

3.1.10.6 Reactancia de la línea (X/Dist)

Este valor se utiliza para calcular la distancia del punto de falla. No se puede usar el valor de la resistencia de la línea de transmisión porque un cortocircuito con una alta

impedancia de falla R_f puede devolver distancias incorrectas.

El valor de ajuste debe estar referido a la reactancia de la línea en omhios primarios. La tabla 3.5 muestra los valores de ajuste para los dos relés. Es importante indicar que la reactancia debe comprender los segmentos de línea de la zona 1 en cada relé y no solo el tramo hasta la torre 42.

Tabla 3.5 Valores de ajuste de la característica X/Dist

Ajuste de X/Dist	
Identificación	X/Dist
Relé de distancia 21-1	0,5035
Relé de distancia 21-2	0,5035

3.1.10.7 Relación (Z_{0L}/Z_{1L})

Esta relación se utiliza para calcular el factor de compensación de tierra. Para estimar el ángulo de este factor, se requiere ingresar los ángulos de las impedancias de las líneas en secuencia positiva ($AngPos$) y secuencia cero ($AngZero$). La tabla 3.6 muestra los valores de ajuste de los relés.

Tabla 3.6 Valores de ajuste de las variables para el factor de compensación de tierra

Ajuste del factor de compensación de tierra			
Identificación	Z_{0L}/Z_{1L}	$AngPos$	$AngZero$
Relé de distancia 21-1	2,96	74,08	78,57
Relé de distancia 21-2	3,10	74,10	78,94

3.1.10.8 Disparo de alta calibración de sobrecorriente (Highset overcurrent trip Inst.Φ Inst.G)

Esta característica de sobrecorriente permite detectar fallas que se ocurran en la

zona 1 con disparo instantáneo en fase y tierra. El criterio recomendado por el fabricante ABB es 1,15 veces la máxima corriente de falla en la barra remota referida al lado secundario del TC. Esta función se puede desactivar si el ajuste de Inst.Φ o Inst.G es “Disable”.

La barra remota de la zona 1 del relé 21-1 es la barra de la subestación Santa Rosa, y para el relé 21-2 es el punto de la Torre 83. Las ecuaciones 3.44 y 3.45 detallan los cálculos para el relé de distancia 21-1. Mientras que las ecuaciones 3.46 y 3.47 están relacionados con el relé 21-2.

$$\text{Inst. } \Phi = \frac{1,15 * 20,727 \text{ kA}}{100/5} = 1191,80 \text{ A} \quad (3.44)$$

$$\text{Inst. G} = \frac{1,15 * 24,700 \text{ kA}}{100/5} = 1420,25 \text{ A} \quad (3.45)$$

$$\text{Inst. } \Phi = \frac{1,15 * 2,981 \text{ kA}}{100/5} = 171,40 \text{ A} \quad (3.46)$$

$$\text{Inst. G} = \frac{1,15 * 2,885 \text{ kA}}{100/5} = 165,88 \text{ A} \quad (3.47)$$

El ajuste de estos parámetros se muestra en la tabla 3.7. Los valores se encuentran deshabilitados ya que los resultados de las ecuaciones 3.37 a 3.30 se salen del máximo valor que permite el relé que es de 150 A.

Tabla 3.7 Valores de ajuste de la característica Inst.Φ y Inst.G

Ajuste de Inst.Φ y Inst.G		
Identificación	Inst.Φ	Inst.G
Relé de distancia 21-1	Disable	Disable
Relé de distancia 21-2	Disable	Disable

Dado que, el problema en los rangos del relé es la baja relación de los transformadores de protección de corriente, se puede sustituir para el relé de la línea

El Carmen – Recuperadora (21-2) por uno de relación 200/5 A. Tal no es el caso para el relé (21-1), ya que en el punto remoto, que es la barra de Santa Rosa, se incrementa notablemente el valor de cortocircuito de fase y tierra, y se requeriría un TC de relación 1000/5 A lo cual no es recomendable ya que las impedancias de las zonas de protección serían muy pequeñas y se puede incurrir en errores de medición por el TC.

3.1.10.9 Datos de falla (Fault data Flt Data)

El relé ABB 302 dispone de tres opciones para mostrar los datos en la pantalla Display cuando ocurre un cortocircuito. Se recomienda que el ajuste sea “Trip” para que muestre todas las variables en el disparo.

3.1.10.10 Datos oscilográficos (Oscillographic data Osc Data)

Esta función es muy similar a la anterior. La diferencia es que, los datos ante un disparo por cortocircuito, requieren la comunicación con un computador personal mediante el programa de comunicación remota (RCP). La recomendación del fabricante es dejar en “zone2, zone3”.

3.1.10.11 Pérdida de paso (Out of step OSB)

Las oscilaciones de potencia pueden producir disparos indeseados en los relés de distancia sin estar en condiciones de falla. La función OSB que integra el relé ABB permite realizar disparos en condiciones de oscilaciones inestables en el sistema.

Esta función se relaciona con la protección de generadores en oscilaciones inestables de potencia. Si la condición de estabilidad entre dos sistemas es severa, se puede producir daños en los generadores y consecuentemente es necesario aislar el ramal de la máquina motriz del resto del sistema.

Para dar protección de oscilaciones de potencia en líneas de transmisión, se puede cambiar de filosofía a esta función por un bloqueo ante oscilaciones estables. Aun así, no es necesario debido a que el sistema eléctrico de la EPMAPS no representa un intercambio significativo de energía hacia el S.N.I.

El ajuste en ambos relés de distancia será “No” en la variable “OS Block” y por lo tanto no se realiza ningún cálculo en las impedancias blinders “OS Inner” y “OS Outer”.

3.1.10.12 Sistema piloto

El relé ABB integra funciones que pueden ser aplicadas en el hilo piloto pero quiere de esquemas de comunicación con el relé en la barra remota. En el sistema de de la EPMAPS no se tiene comunicación con ningún relé, por lo tanto las variables relacionadas a esta función serán deshabilitadas. Entre las cuales se tienen: Pilot, 3-Term, Weakfeed, Blk Time, Pilot Φ , Pilot G.

3.1.10.13 Recierre

Las características de recierre pueden ser aplicadas en el relé ABB para mejorar estabilidad en el sistema. Al no tener el sistema disyuntores con reconexión no se va a realizar ningún ajuste en sus características Fast RI, Zone 2 RI, Zone 3 RI, RemBF RB.

3.2 ANÁLISIS DE LOS AJUSTES ACTUALES DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA

En la actualidad, el sistema de la EPMAPS se encuentra operando en forma diferente al esquema que se muestra en la figura 3.1. Los cambios en el sistema se deben a que un transformador de corriente de la subestación El Carmen presenta una capacidad inferior a la adecuada en el sistema, y por ende obligó a salir de

operación a la línea de transmisión asociada.

La figura 3.8 detalla el diagrama unifilar del sistema con la operación actual. Como se muestra, una de las líneas de transmisión desde la subestación El Carmen hasta el punto Torre 42 está fuera de operación. El TC asociado a esta línea es el que actualmente está presentando problema en su capacidad.

La tabla 3.8 resume detalladamente los ajustes en la condición actual de operación de los relés de distancia ubicados en la subestación El Carmen. Al salir de operación la línea de transmisión, el relé de distancia 21-2 se encuentra inhabilitado. Únicamente el relé 21-1 realiza la función de protección de todo el sistema.

Debido al cambio topológico realizado en el sistema eléctrico de la EPMAPS, se modificaron las calibraciones de las zonas de protección de fase y tierra del relé de distancia El Carmen – Santa Rosa (21-1), pero no se realizó una recalibración de las características adicionales de control de supervisión que integran los relés numéricos que se detallaron en la sección 3.1.10.

Los ajustes del relé El Carmen – Torre 83 (21-2) aun mantienen los valores de calibración considerando el esquema de la figura 1.3, ya que al salir de operación este segmento de línea, no se realizó ningún cambio.

La operación actual del sistema de transmisión de la EPMAPS presenta varios problemas y dificultades para dar una protección selectiva. El mayor inconveniente, es que todo el sistema de transmisión se debe proteger necesariamente con un solo relé de distancia como consecuencia de la salida de operación de la bahía donde se encontraba en otro relé. La ocurrencia de cualquier evento que provoque el disparo del relé, el sistema es vulnerable a salir de operación en su totalidad.

Ante un cortocircuito en cualquiera de las líneas de transmisión, el relé de distancia El Carmen – Santa Rosa (21-1) debe operar aislando el segmento de línea hasta la

Torre 42, pero debido a la disminución del voltaje en las barras por el cortocircuito, los relés por bajo voltaje de las subestaciones Recuperadora y Booster 1 y 2 también van a actuar provocando la salida de operación de las fuentes de generación.

El riesgo de apagón también lo comparte la Empresa Eléctrica Quito S.A a través de la línea de transmisión desde la Torre 83 hacia la subestación Tababela, donde se ubica la carga más importante es el nuevo Aeropuerto de la ciudad de Quito.

Realizando un análisis breve del sistema actual considerando las impedancias de las líneas de transmisión estimadas con el programa DIgSILENT de la tabla 1.21, se puede concluir que las impedancias de las zonas de protección del relé en operación no están acorde con los valores de las líneas de transmisión del sistema. Existe un valor mucho mayor en todas las zonas de fase y tierra, el cual puede provocar problemas de coordinación con el relé de distancia de la subestación Santa Rosa de CELEC EP – Transelectric.

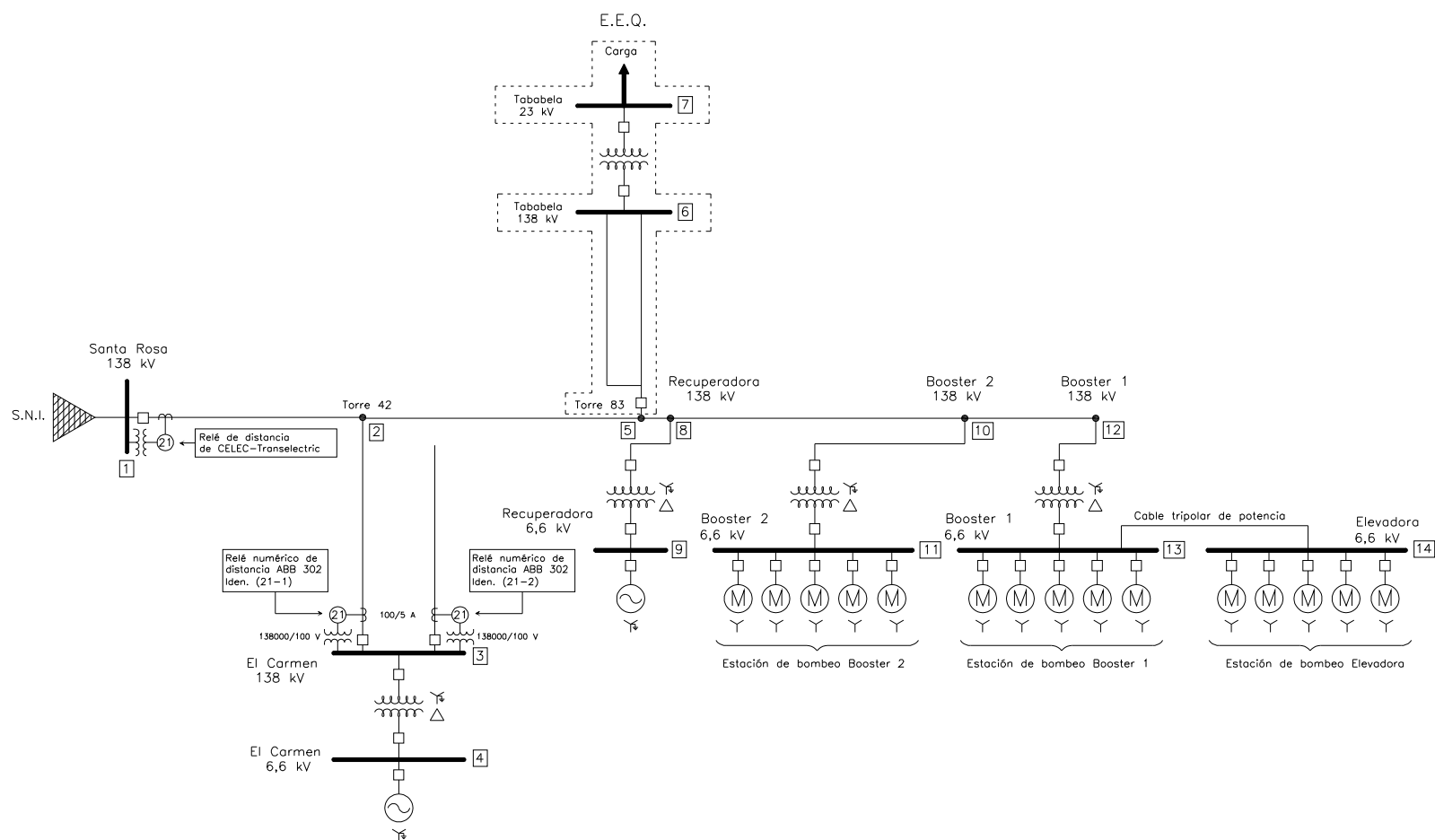


Figura 3.8 Diagrama unifilar del sistema eléctrico de operación temporal de la EPMAPS

Tabla 3.8 Ajuste actual de las protecciones de distancia ABB 302

Ajustes actuales			
Función	Descripción	Relé de distancia	Relé de distancia
		21-1	21-2
Osc data	Datos oscilográficos	Z2,Z3	Z2,Z3
Flt Data	Datos de falla	Trip	Trip
CT Ratio	Relación del TC	20	20
VT Ratio	Relación del TP	1380	1380
Freq	Frecuencia nominal	60 Hz	60 Hz
CT Type	Amperaje secundario del TC	5 A	5 A
Read Out	Read Out I and V in Primary or Secondary Unit	Prim. Unit	Prim. Unit
X/Dist	Reactancia para localización de falla	1,5 Ω /km	0,3420 Ω /km
Dist Units	Unidad de la localización de la falla	km	km
RI Type	Modo de recierre	No RI	No RI
Fast RI	Disparo de alta velocidad RI	None	None
Zone2 RI	RI en Zone2	No	No
Zone3 RI	RI en Zone 3	No	No
RemBF RB	Bloque de falla del interruptor de recierre	Yes	Yes
Pilot	Habilitar la lógica Piloto	No	No
SystType	Selección del sistema de hilo piloto	Non Pilot	Non Pilot
FDOGTimer	Tiempo de adelanto direccional de tierra	Blocked	Blocked
Weakfeed	Habilitar alimentación débil	No	No
3-Term	Aplicación de línea 3 terminales	No	No
Blk Time	Tiempo de bloqueo del sistema de coordinación	0 ms	0 ms
Pilot Φ	Ajuste del hilo piloto de fase	Disable	Disable
Pilot G	Ajuste del hilo piloto de tierra	Disable	Disable
Zone1 Φ	Unidad de zona 1 de fase	0,21 Ω	0,23 Ω
Zone1 G	Unidad de zona 1 de tierra	0,63 Ω	0,23 Ω
T1 Timer	Retardo de tiempo de zona 1	0 cycles	0 cycles
Zone2 Φ	Unidad de zona 2 de fase	5,16 Ω	0,33 Ω
T2Φ Type	Tipo de tiempo de fase de zona 2	DEFINITE TIME	DEFINITE TIME
T2Φ Time	Retardo de tiempo de zona 2 de fase	0,4 s	0,4 s
Zone2 G	Unidad de zona 2 de tierra	11,27 Ω	0,33 Ω
T2G Type	Tipo de tiempo de tierra de zona 2	DEFINITE TIME	DEFINITE TIME
T2G Time	Retardo de tiempo de zona 2 de tierra	0,45 s	0,4 s
Zone3 Φ	Unidad de zona 3 de fase	7,39 Ω	0,41 Ω

Continuación de la tabla 3.8

T3Φ	Retardo de tiempo de zona 3 de fase	0,8 s	0,8 s
Zone3 G	Unidad de zona 3 de tierra	21,31 Ω	0,41 Ω
T3G	Retardo de tiempo de zona 3 de tierra	0,8 s	0,8 s
Zone3	Dirección de zona 3	FORWARD DIR	FORWARD DIR
Ang. Pos.	Ángulo de la impedancia de secuencia positiva	78°	72°
Ang. Zero	Ángulo de la impedancia de secuencia cero	75°	75°
ZOL/ZIL	Relación ZOL/ZIL	3,0	3,2
Low V	Unidad de bajo voltaje	40 V	40 V
Low 1Φ	Unidad de baja calibración de sobrecorriente de fase	1,00 A	1,00 A
IM	Unidad de calibración media de sobrecorriente de fase	10 A	10 A
3I0s	Unidad de baja calibración de sobrecorriente de tierra	0,5 A	0,5 A
3I0m	Unidad de calibración media de sobrecorriente de tierra	1,00 A	1,0 A
Inst. Φ	Disparo de alta calibración de sobrecorriente de fase	46,5 A	46,5 A
Inst. G	Disparo de alta calibración de sobrecorriente de tierra	48,0 A	48,0 A
OS Block	Pérdida de paso	No	No
OSOT	Retardo de tiempo de pérdida de paso	416 ms	4000 ms
OS Inner	Impedancia del blindaje interno	15 Ω	15 Ω
OS Outer	Impedancia del blindaje externo	15 Ω	15 Ω
Dir Type	Sobrecorriente direccional	Zero Seq.	Zero Seq.
GB Type	Unidad de respaldo direccional de tierra	Disable	Disable
GB Pickup	Valor de pick up de la unidad de respaldo de tierra	0,5 A	0,5 A
GBT Curve	Tiempo de las curvas de la unidad de respaldo de tierra	24	24
GB Dir	Respaldo de tierra direccional o no direccional	Yes	Yes
CIF Trip	Cierre en el disparo de la falla	No	No
LL Trip	Disparo por pérdida de carga	No	No
LOI	Disparo por pérdida de corriente	No	No
LOV	Disparo por pérdida de voltaje	Yes	Yes
Trip Alarm	Disparo por alarma	No-Seal-In	No-Seal-In
Rem. Set	Cambio de la configuración remota	No remote	No remote

Cumpliendo estrictamente los criterios de ajuste de las zonas de protección, el sistema no quedaría totalmente protegido con un solo relé de distancia. Para solucionar este inconveniente, se debe seleccionar más líneas en cada zona para proteger todo el sistema de transmisión de la EPMAPS.

Con la calibración propuesta en la tabla 3.8, la información que despliega el relé en su pantalla durante un evento de falla ha sido errónea. Específicamente, las distancias de localización de las fallas han sido mucho mayores que las líneas de transmisión de la EPMAPS. Este error se debe principalmente a que no se realizó ningún cambio en las funciones de la reactancia de la línea ($X/Dist$), relación $Z0/Z1$, ni en los ángulos de secuencia positiva y negativa ($AngPos$, $AngZero$).

Los relés numéricos tienen la gran ventaja que integran muchas funciones para producir disparos más seguros. Ninguna de las funciones adicionales que se detalla en la sección 3.1.10 fueron recalibradas considerando el cambio en la topología del sistema y por ende el relé puede producir disparos con un bajo nivel de seguridad.

3.3 RECALIBRACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE DISTANCIA EN LOS SEGMENTOS DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE LA EPMAPS

La recalibración de las protecciones de distancia se realiza considerando el sistema de la figura 1.3. La EPMAPS va a volver a esta configuración cuando se reemplace el transformador de corriente de la bahía de la subestación El Carmen que actualmente tiene el problema de baja capacidad.

La configuración de la figura 3.1 tiene muchas más ventajas que la topología temporal de la figura 3.7 en referencia al sistema de protección. Al existir dos relés de distancia en operación, se puede lograr selectividad aislando únicamente la línea donde se ha produce el cortocircuito.

Los cálculos respectivos del nuevo ajuste en los dos relés de distancia se detallan ampliamente en la sección 3.1.9 y la 3.1.10. La tabla 3.9 resume los ajustes que se desarrollaron para los dos relés.

Tabla 3.9 Recalibración de las protecciones de distancia

Ajustes propuestos para los relés de distancia			
Función	Descripción	Relé de distancia 21-1	Relé de distancia 21-2
Osc data	Datos oscilográficos	Z2,Z3	Z2,Z3
Flt Data	Datos de falla	Trip	Trip
CT Ratio	Relación del TC	20	20
VT Ratio	Relación del TP	1380	1380
Freq	Frecuencia nominal	60 Hz	60 Hz
CT Type	Amperaje secundario del TC	5 A	5 A
Read Out	Read Out I and V in Primary or Secondary Unit	Prim. Unit	Prim. Unit
X/Dist	Reactancia para localización de falla	0,5035 Ω /km	0,5035 Ω /km
Dist Units	Unidad de la localización de la falla	km	km
RI Type	Modo de recierre	No RI	No RI
Fast RI	Disparo de alta velocidad RI	None	None
Zone2 RI	RI en Zone2	No	No
Zone3 RI	RI en Zone 3	No	No
RemBF RB	Bloque de falla del interruptor de recierre	Yes	Yes
Pilot	Habilitar la lógica Piloto	No	No
SystType	Selección del sistema de hilo piloto	Non Pilot	Non Pilot
FDOGTimer	Tiempo de adelanto direccional de tierra	Blocked	Blocked
Weakfeed	Habilitar alimentación débil	No	No
3-Term	Aplicación de línea 3 terminales	No	No
Blk Time	Tiempo de bloqueo del sistema de coordinación	0 ms	0 ms
Pilot Φ	Ajuste del hilo piloto de fase	Disable	Disable
Pilot G	Ajuste del hilo piloto de tierra	Disable	Disable
Zone1 Φ	Unidad de zona 1 de fase	0,15 Ω	0,16 Ω
Zone1 G	Unidad de zona 1 de tierra	0,15 Ω	0,16 Ω
T1 Timer	Retardo de tiempo de zona 1	0 cycles	0 cycles
Zone2 Φ	Unidad de zona 2 de fase	0,24 Ω	0,28 Ω
T2Φ Type	Tipo de tiempo de fase de zona 2	DEFINITE TIME	DEFINITE TIME
T2Φ Time	Retardo de tiempo de zona 2 de fase	0,3 s	0,3 s
Zone2 G	Unidad de zona 2 de tierra	0,27 Ω	0,30 Ω
T2G Type	Tipo de tiempo de tierra de zona 2	DEFINITE TIME	DEFINITE TIME
T2G Time	Retardo de tiempo de zona 2 de tierra	0,3 s	0,3 s
Zone3 Φ	Unidad de zona 3 de fase	0,27 Ω	0,44 Ω

Continuación tabla 3.9

T3Φ	Retardo de tiempo de zona 3 de fase	0,7 s	0,6 s
Zone3 G	Unidad de zona 3 de tierra	0,33 Ω	0,49 Ω
T3G	Retardo de tiempo de zona 3 de tierra	0,7 s	0,6 s
Zone3	Dirección de zona 3	FORWARD DIR	FORWARD DIR
Ang. Pos.	Ángulo de la impedancia de secuencia positiva	74°	74°
Ang. Zero	Ángulo de la impedancia de secuencia cero	78°	79°
ZOL/ZIL	Relación ZOL/ZIL	2,9	3,1
Low V	Unidad de bajo voltaje	-	-
Low 1Φ	Unidad de baja calibración de sobrecorriente de fase	1,00 A	1,00 A
IM	Unidad de calibración media de sobrecorriente de fase	6 A	6 A
3I0s	Unidad de baja calibración de sobrecorriente de tierra	0,5 A	0,5 A
3I0m	Unidad de calibración media de sobrecorriente de tierra	1,00 A	1,0 A
Inst. Φ	Disparo de alta calibración de sobrecorriente de fase	Disable	Disable
Inst. G	Disparo de alta calibración de sobrecorriente de tierra	Disable	Disable
OS Block	Pérdida de paso	No	No
OSOT	Retardo de tiempo de pérdida de paso	-	-
OS Inner	Impedancia del blindaje interno	-	-
OS Outer	Impedancia del blindaje externo	-	-
Dir Type	Sobrecorriente direccional	Zero Seq.	Zero Seq.
GB Type	Unidad de respaldo direccional de tierra	Disable	Disable
GB Pickup	Valor de pick up de la unidad de respaldo de tierra	-	-
GBT Curve	Tiempo de las curvas de la unidad de respaldo de tierra	-	-
GB Dir	Respaldo de tierra direccional o no direccional	-	-
CIFT Trip	Cierre en el disparo de la falla	No	No
LL Trip	Disparo por pérdida de carga	Yes	No
LOI	Disparo por pérdida de corriente	No	No
LOV	Disparo por pérdida de voltaje	No	No
Trip Alarm	Disparo por alarma	No-Seal-In	No-Seal-In
Rem. Set	Cambio de la configuración remota	No remote	No remote

La figura 3.9 muestra la característica de impedancia MHO del relé de distancia EI Carmen – Santa Rosa (21-1) con las zonas de ajuste de fase y tierra. El ajuste de la zona 2 y 3 se realiza considerando la menor impedancia vista por el relé para las líneas de transmisión de 138 kV que se derivan de la subestación Santa Rosa. Dicha impedancia se logra en el segmento de la línea hasta la subestación Adelca.

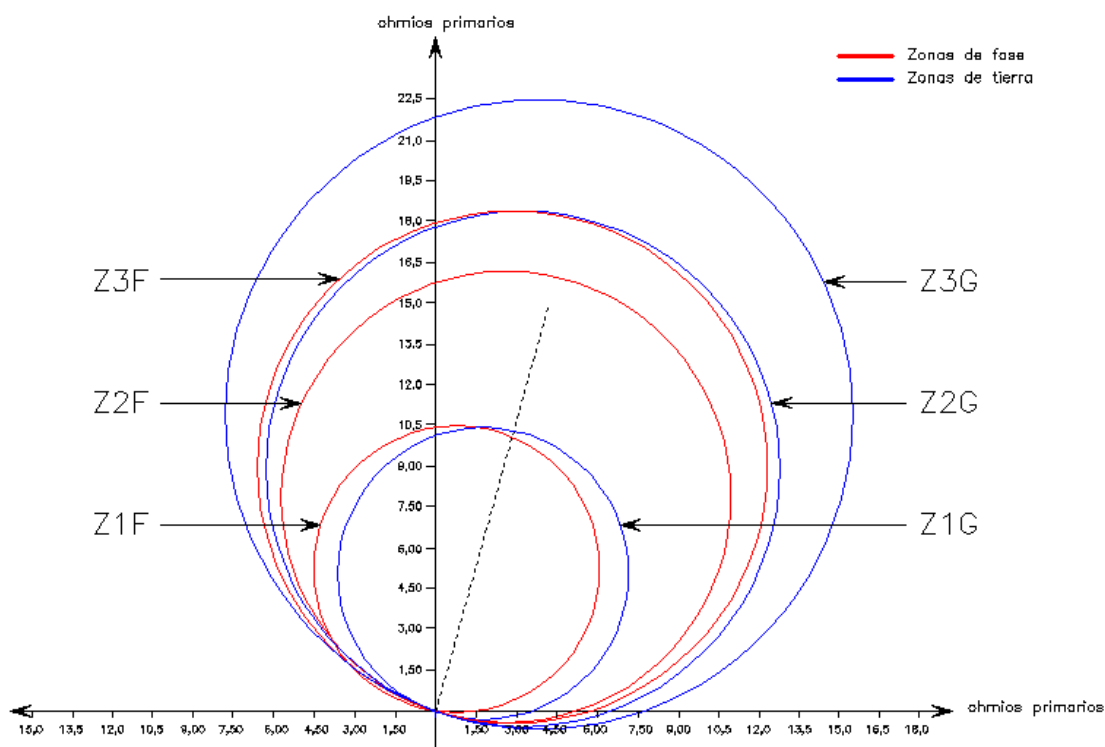


Figura 3.9 Característica MHO y zonas de protección para el relé de distancia de la línea El Carmen – Santa Rosa (21-1)

La figura 3.10 muestra el mismo resultado para el relé de la línea El Carmen Recuperadora (21-2). El ajuste de la zona 1 de fase y tierra son similares por lo que no es apreciable la diferencia en la figura 3.9, mientras que en las zonas 2 y 3 si existe una pequeña diferencia entre las dos.

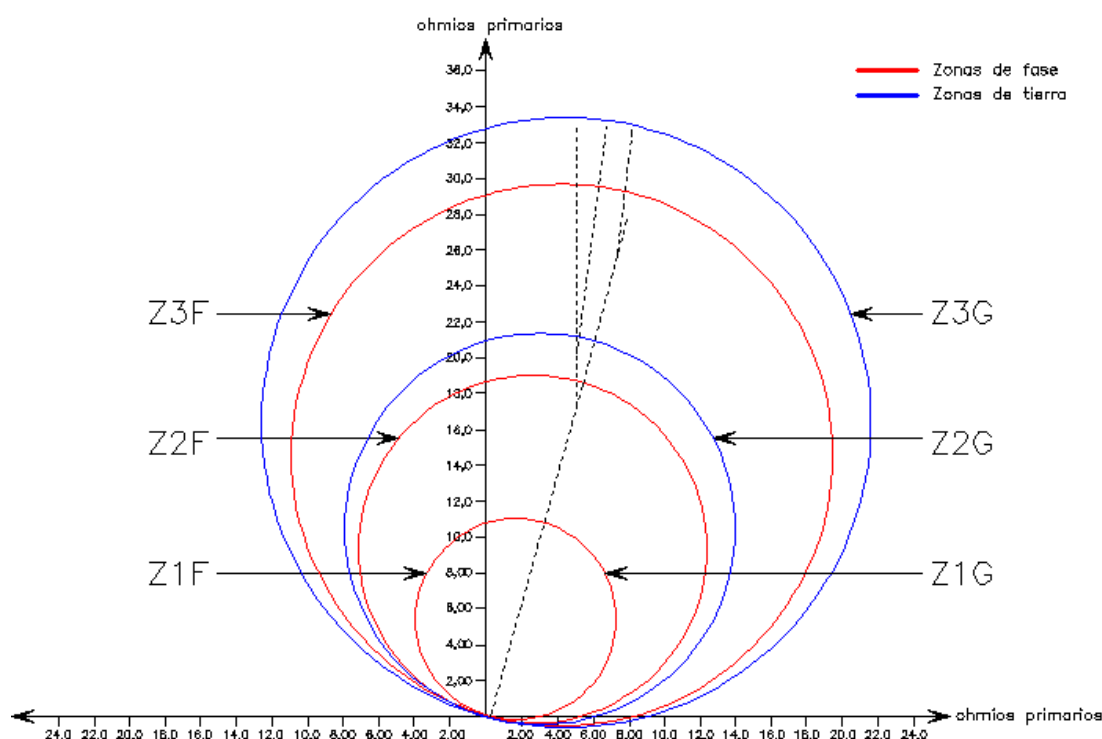


Figura 3.10 Característica MHO y zonas de protección para el relé de distancia de la línea El Carmen - Recuperadora (21-2)

Para comprobar que las zonas de ajuste que se mostraron en la tabla 3.9 son las correctas, estas deben ser validadas para todos los escenarios típicos de operación. El programa DIGSILENT Power Factory se muestra como una herramienta útil para comprobar los ajustes de las zonas de fase y tierra del relé.

A través de este programa se realiza cortocircuitos trifásicos y monofásicos en los segmentos de las líneas de transmisión para ver el comportamiento de los dos relés de distancia. La tabla 3.10 resume la impedancia primaria vista por el relé de distancia El Carmen – Santa Rosa (21-1) con cortocircuitos trifásicos solo en la zona 1, ya que la modelación del S.N.I. no integra los motores de inducción de las estaciones de bombeo, para poder simular todos los escenarios de operación en las zonas 2 y 3. Un resultado similar se muestra en la tabla 3.12 pero para cortocircuitos

monofásicos.

La tabla 3.14 a 3.17 detalla la impedancia del relé de distancia El Carmen – Recuperadora (21-2) para cortocircuitos trifásicos y monofásicos en todas las zonas respectivamente con impedancias primarias y secundarias.

En ambos casos de estudio se realiza cortocircuitos en las líneas de transmisión con una diferencia del 25% en el segmento de línea. Los resultados de las tablas 3.10, 3.12, 3.14 y 3.16 se muestran como impedancia primaria obtenidas en el programa DlgSILENT. Al aplicar la ecuación 3.1 a través de una hoja de cálculo, se obtiene la impedancia secundaria cuyos resultados se muestran en las tablas 3.11, 3.13, 3.15 y 3.17.

Tabla 3.10 Impedancia primaria vista por el relé de distancia El Carmen – Santa Rosa (21-1) en falla trifásica

Impedancia esperada por la acción del relé de distancia 21-1 para falla trifásica en los diferentes escenarios del sistema eléctrico de la EPMAPS													
Tramo	Porcentaje de la línea [%]	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3			Escenario 4		
		Impedancia primaria Ω	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia primaria Ω	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia primaria Ω	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia primaria Ω	Ángulo deg	Zona de operación
El Carmen Torre 42	25	1,901	73,74	Zona 1	1,901	73,74	Zona 1	1,901	73,74	Zona 1	1,901	73,74	Zona 1
	50	3,801	73,74	Zona 1	3,801	73,74	Zona 1	3,801	73,74	Zona 1	3,801	73,74	Zona 1
	75	5,702	73,74	Zona 1	5,702	73,74	Zona 1	5,702	73,74	Zona 1	5,702	73,74	Zona 1
	100	7,603	73,74	Zona 1	7,603	73,74	Zona 1	7,603	73,74	Zona 1	7,603	73,74	Zona 1
Torre 42 Santa Rosa	25	9,540	73,88	Zona 1	9,540	73,88	Zona 1	9,540	73,88	Zona 1	9,540	73,88	Zona 1
	50	11,477	73,97	Zona 2	11,477	73,97	Zona 2	11,477	73,97	Zona 2	11,477	73,97	Zona 2
	75	13,415	74,03	Zona 2	13,415	74,03	Zona 2	13,415	74,03	Zona 2	13,415	74,03	Zona 2
	100	15,352	74,08	Zona 2	15,352	74,08	Zona 2	15,352	74,08	Zona 2	15,352	74,08	Zona 2

Tabla 3.11 Impedancia secundaria vista por el relé de distancia El Carmen – Santa Rosa (21-1) en falla trifásica

Impedancia esperada por la acción del relé de distancia 21-1 para falla trifásica en los diferentes escenarios del sistema eléctrico de la EPMAPS													
Tramo	Porcentaje de la línea [%]	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3			Escenario 4		
		Impedancia secundaria	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia secundaria	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia secundaria	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia secundaria	Ángulo deg	Zona de operación
El Carmen Torre 42	25	0,0276	73,74	Zona 1	0,0276	73,74	Zona 1	0,0276	73,74	Zona 1	0,0276	73,74	Zona 1
	50	0,0551	73,74	Zona 1	0,0551	73,74	Zona 1	0,0551	73,74	Zona 1	0,0551	73,74	Zona 1
	75	0,0826	73,74	Zona 1	0,0826	73,74	Zona 1	0,0826	73,74	Zona 1	0,0826	73,74	Zona 1
	100	0,1102	73,74	Zona 1	0,1102	73,74	Zona 1	0,1102	73,74	Zona 1	0,1102	73,74	Zona 1
Torre 42 Santa Rosa	25	0,1383	73,88	Zona 1	0,1383	73,88	Zona 1	0,1383	73,88	Zona 1	0,1383	73,88	Zona 1
	50	0,1663	73,97	Zona 2	0,1663	73,97	Zona 2	0,1663	73,97	Zona 2	0,1663	73,97	Zona 2
	75	0,1944	74,03	Zona 2	0,1944	74,03	Zona 2	0,1944	74,03	Zona 2	0,1944	74,03	Zona 2
	100	0,2225	74,08	Zona 2	0,2225	74,08	Zona 2	0,2225	74,08	Zona 2	0,2225	74,08	Zona 2

Tabla 3.12 Impedancia primaria vista por el relé de distancia El Carmen – Santa Rosa (21-1) en falla monofásica

Impedancia esperada por la acción del relé de distancia 21-1 para falla monofásica en los diferentes escenarios del sistema eléctrico de la EPMAPS													
Tramo	Porcentaje de la línea [%]	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3			Escenario 4		
		Impedancia primaria Ω	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia primaria Ω	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia primaria Ω	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia primaria Ω	Ángulo deg	Zona de operación
El Carmen Torre 42	25	1,977	74,24	Zona 1	1,990	74,30	Zona 1	1,992	74,30	Zona 1	1,982	74,25	Zona 1
	50	3,953	74,23	Zona 1	3,978	74,30	Zona 1	3,983	74,30	Zona 1	3,965	74,25	Zona 1
	75	5,926	74,23	Zona 1	5,964	74,30	Zona 1	5,972	74,30	Zona 1	5,944	74,25	Zona 1
	100	7,895	74,22	Zona 1	7,948	74,30	Zona 1	7,959	74,30	Zona 1	7,920	74,24	Zona 1
Torre 42 Santa Rosa	25	9,75	74,16	Zona 1	9,791	74,22	Zona 1	9,808	74,20	Zona 1	9,769	74,18	Zona 1
	50	11,606	74,13	Zona 2	11,643	74,16	Zona 2	11,652	74,15	Zona 2	11,619	74,14	Zona 2
	75	13,463	74,10	Zona 2	13,447	74,13	Zona 2	13,498	74,11	Zona 2	13,469	74,11	Zona 2
	100	15,337	74,09	Zona 2	15,328	74,09	Zona 2	15,35	74,08	Zona 2	15,334	74,09	Zona 2

Tabla 3.13 Impedancia secundaria vista por el relé de distancia El Carmen – Santa Rosa (21-1) en falla monofásica

Impedancia esperada por la acción del relé de distancia 21-1 para falla monofásica en los diferentes escenarios del sistema eléctrico de la EPMAPS													
Tramo	Porcentaje de la línea [%]	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3			Escenario 4		
		Impedancia secundaria	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia secundaria	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia secundaria	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia secundaria	Ángulo deg	Zona de operación
El Carmen Torre 42	25	0,0287	74,24	Zona 1	0,0288	74,30	Zona 1	0,0289	74,30	Zona 1	0,0287	74,25	Zona 1
	50	0,0573	74,23	Zona 1	0,0577	74,30	Zona 1	0,0577	74,30	Zona 1	0,0575	74,25	Zona 1
	75	0,0859	74,23	Zona 1	0,0864	74,30	Zona 1	0,0866	74,30	Zona 1	0,0861	74,25	Zona 1
	100	0,1144	74,22	Zona 1	0,1152	74,30	Zona 1	0,1153	74,30	Zona 1	0,1148	74,24	Zona 1
Torre 42 Santa Rosa	25	0,1413	74,16	Zona 1	0,1419	74,22	Zona 1	0,1421	74,20	Zona 1	0,1416	74,18	Zona 1
	50	0,1682	74,13	Zona 2	0,1687	74,16	Zona 2	0,1689	74,15	Zona 2	0,1684	74,14	Zona 2
	75	0,1951	74,10	Zona 2	0,1949	74,13	Zona 2	0,1956	74,11	Zona 2	0,1952	74,11	Zona 2
	100	0,2223	74,09	Zona 2	0,2221	74,09	Zona 2	0,2225	74,08	Zona 2	0,2222	74,09	Zona 2

Tabla 3.14 Impedancia primaria vista por el relé de distancia El Carmen – Recuperadora (21-2) en fallas trifásica

Impedancia esperada por la acción del relé de distancia 21-2 para falla trifásica en los diferentes escenarios del sistema eléctrico de la EPMAPS													
Tramo	Porcentaje de la línea [%]	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3			Escenario 4		
		Impedancia primaria Ω	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia primaria Ω	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia primaria Ω	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia primaria Ω	Ángulo deg	Zona de operación
El Carmen Torre 42	25	1,901	73,74	Zona 1	1,901	73,74	Zona 1	1,901	73,74	Zona 1	1,901	73,74	Zona 1
	50	3,801	73,74	Zona 1	3,801	73,74	Zona 1	3,801	73,74	Zona 1	3,801	73,74	Zona 1
	75	5,702	73,74	Zona 1	5,702	73,74	Zona 1	5,702	73,74	Zona 1	5,702	73,74	Zona 1
	100	7,603	73,74	Zona 1	7,603	73,74	Zona 1	7,603	73,74	Zona 1	7,603	73,74	Zona 1
Torre 42 Torre 83	25	9,789	73,89	Zona 1	9,789	73,89	Zona 1	9,789	73,89	Zona 1	9,789	73,89	Zona 1
	50	11,974	73,99	Zona 2	11,974	73,99	Zona 2	11,974	73,99	Zona 2	11,974	73,99	Zona 2
	75	14,160	74,05	Zona 2	14,160	74,05	Zona 2	14,160	74,05	Zona 2	14,160	74,05	Zona 2
	100	16,346	74,10	Zona 2	16,346	74,10	Zona 2	16,346	74,10	Zona 2	16,346	74,10	Zona 2
Torre 83 Tababela	25	18,110	74,63	Zona 2	17,808	74,55	Zona 2	17,692	74,58	Zona 2	18,001	74,60	Zona 2
	50	19,371	74,94	Zona 2	18,853	74,82	Zona 2	18,654	74,89	Zona 2	19,184	74,90	Zona 2
Recuperadora Booster 2	25	19,635	73,99	Zona 3	19,565	74,03	Zona 3	19,352	74,15	Zona 3	19,629	73,99	Zona 3
	50	22,389	73,90	Zona 3	22,249	73,96	Zona 3	21,824	74,18	Zona 3	22,398	73,90	Zona 3
	75	25,143	73,83	Zona 3	25,934	73,91	Zona 3	24,296	74,2	Zona 3	25,157	73,82	Zona 3
	100	27,897	73,78	Zona 3	27,618	73,86	Zona 3	26,768	74,22	Zona 3	27,916	73,76	Zona 3
Booster 2 Booster 1	25	28,568	73,77	Zona 3	28,203	73,86	Zona 3	27,306	74,23	Zona 3	28,557	73,75	Zona 3
	50	29,239	73,76	Zona 3	28,788	73,85	Zona 3	27,845	74,23	Zona 3	29,189	73,74	Zona 3
	75	29,910	73,75	Zona 3	29,372	73,84	Zona 3	28,383	74,23	Zona 3	29,840	73,73	Zona 3
	100	30,581	73,74	Zona 3	29,957	73,83	Zona 3	28,922	74,24	Zona 3	30,481	73,73	Zona 3

Tabla 3.15 Impedancia secundaria vista por el relé de distancia El Carmen – Recuperadora (21-2) en falla trifásica

Impedancia esperada por la acción del relé de distancia 21-2 para falla trifásica en los diferentes escenarios del sistema eléctrico de la EPMAPS													
Tramo	Porcentaje de la línea [%]	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3			Escenario 4		
		Impedancia secundaria	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia secundaria	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia secundaria	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia secundaria	Ángulo deg	Zona de operación
El Carmen Torre 42	25	0,0276	73,74	Zona 1	0,0276	73,74	Zona 1	0,0276	73,74	Zona 1	0,0276	73,74	Zona 1
	50	0,0551	73,74	Zona 1	0,0551	73,74	Zona 1	0,0551	73,74	Zona 1	0,0551	73,74	Zona 1
	75	0,0826	73,74	Zona 1	0,0826	73,74	Zona 1	0,0826	73,74	Zona 1	0,0826	73,74	Zona 1
	100	0,1102	73,74	Zona 1	0,1102	73,74	Zona 1	0,1102	73,74	Zona 1	0,1102	73,74	Zona 1
Torre 42 Torre 83	25	0,1419	73,89	Zona 1	0,1419	73,89	Zona 1	0,1419	73,89	Zona 1	0,1419	73,89	Zona 1
	50	0,1735	73,99	Zona 2	0,1735	73,99	Zona 2	0,1735	73,99	Zona 2	0,1735	73,99	Zona 2
	75	0,2052	74,05	Zona 2	0,2052	74,05	Zona 2	0,2052	74,05	Zona 2	0,2052	74,05	Zona 2
	100	0,2369	74,10	Zona 2	0,2369	74,10	Zona 2	0,2369	74,10	Zona 2	0,2369	74,10	Zona 2
Torre 83 Tababela	25	0,2625	74,63	Zona 2	0,2581	74,55	Zona 2	0,2564	74,58	Zona 2	0,2609	74,60	Zona 2
	50	0,2807	74,94	Zona 2	0,2732	74,82	Zona 2	0,2703	74,89	Zona 2	0,2780	74,90	Zona 2
Recuperadora Booster 2	25	0,2846	73,99	Zona 3	0,2836	74,03	Zona 3	0,2805	74,15	Zona 3	0,2845	73,99	Zona 3
	50	0,3245	73,90	Zona 3	0,3224	73,96	Zona 3	0,3163	74,18	Zona 3	0,3246	73,90	Zona 3
	75	0,3644	73,83	Zona 3	0,3759	73,91	Zona 3	0,3521	74,2	Zona 3	0,3646	73,82	Zona 3
	100	0,4043	73,78	Zona 3	0,4003	73,86	Zona 3	0,3879	74,22	Zona 3	0,4046	73,76	Zona 3
Booster 2 Booster 1	25	0,4140	73,77	Zona 3	0,4087	73,86	Zona 3	0,3957	74,23	Zona 3	0,4139	73,75	Zona 3
	50	0,4238	73,76	Zona 3	0,4172	73,85	Zona 3	0,4036	74,23	Zona 3	0,4230	73,74	Zona 3
	75	0,4335	73,75	Zona 3	0,4257	73,84	Zona 3	0,4113	74,23	Zona 3	0,4325	73,73	Zona 3
	100	0,4432	73,74	Zona 3	0,4342	73,83	Zona 3	0,4192	74,24	Zona 3	0,4418	73,73	Zona 3

Tabla 3.16 Impedancia primaria vista por el relé de distancia El Carmen – Recuperadora (21-2) en falla monofásica

Impedancia esperada por la acción del relé de distancia 21-2 para falla monofásica en los diferentes escenarios del sistema eléctrico de la EPMAPS													
Tramo	Porcentaje de la línea [%]	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3			Escenario 4		
		Impedancia primaria Ω	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia primaria Ω	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia primaria Ω	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia primaria Ω	Ángulo deg	Zona de operación
El Carmen Torre 42	25	1,905	73,85	Zona 1	1,905	73,85	Zona 1	1,905	73,85	Zona 1	1,905	73,85	Zona 1
	50	3,810	73,85	Zona 1	3,810	73,85	Zona 1	3,810	73,85	Zona 1	3,810	73,85	Zona 1
	75	5,714	73,84	Zona 1	5,714	73,84	Zona 1	5,714	73,84	Zona 1	5,714	73,84	Zona 1
	100	7,618	73,84	Zona 1	7,618	73,84	Zona 1	7,618	73,84	Zona 1	7,618	73,84	Zona 1
Torre 42 Torre 83	25	9,797	73,95	Zona 1	9,796	73,95	Zona 1	9,796	73,94	Zona 1	9,797	73,95	Zona 1
	50	11,977	74,02	Zona 2	11,976	74,02	Zona 2	11,976	74,02	Zona 2	11,977	74,02	Zona 2
	75	14,167	74,06	Zona 2	14,157	74,07	Zona 2	14,157	74,07	Zona 2	14,167	74,06	Zona 2
	100	16,337	74,11	Zona 2	16,337	74,11	Zona 2	16,338	74,11	Zona 2	16,337	74,11	Zona 2
Torre 83 Tababela	25	19,242	74,66	Zona 2	18,939	74,63	Zona 2	18,781	74,72	Zona 2	19,125	74,65	Zona 2
	50	21,317	74,97	Zona 2	20,798	74,93	Zona 2	20,526	75,06	Zona 2	21,117	74,95	Zona 2
Recuperadora Booster 2	25	20,403	74,04	Zona 3	20,299	74,05	Zona 3	20,080	74,20	Zona 3	20,380	74,04	Zona 3
	50	23,838	74,00	Zona 3	23,623	74,02	Zona 3	23,176	74,28	Zona 3	23,791	73,99	Zona 3
	75	27,157	73,98	Zona 3	26,829	74,00	Zona 3	26,147	74,35	Zona 3	27,087	73,97	Zona 3
	100	30,338	73,98	Zona 3	29,904	74,00	Zona 3	28,978	74,43	Zona 3	30,251	73,97	Zona 3
Booster 2 Booster 1	25	31,357	73,99	Zona 3	30,802	74,01	Zona 3	29,808	74,45	Zona 3	31,222	73,98	Zona 3
	50	32,366	73,99	Zona 3	31,691	74,02	Zona 3	30,629	74,48	Zona 3	32,183	73,98	Zona 3
	75	33,366	74,00	Zona 3	32,571	74,03	Zona 3	31,441	74,50	Zona 3	33,136	73,99	Zona 3
	100	34,356	74,01	Zona 3	33,441	74,03	Zona 3	32,245	74,52	Zona 3	34,081	74,00	Zona 3

Tabla 3.17 Impedancia secundaria vista por el relé de distancia El Carmen – Recuperadora (21-2) en falla monofásica

Impedancia esperada por la acción del relé de distancia 21-2 para falla monofásica en los diferentes escenarios del sistema eléctrico de la EPMAPS													
Tramo	Porcentaje de la línea [%]	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3			Escenario 4		
		Impedancia secundaria	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia secundaria	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia secundaria	Ángulo deg	Zona de operación	Impedancia secundaria	Ángulo deg	Zona de operación
El Carmen Torre 42	25	0,0276	73,85	Zona 1	0,0276	73,85	Zona 1	0,0276	73,85	Zona 1	0,0276	73,85	Zona 1
	50	0,0552	73,85	Zona 1	0,0552	73,85	Zona 1	0,0552	73,85	Zona 1	0,0552	73,85	Zona 1
	75	0,0828	73,84	Zona 1	0,0828	73,84	Zona 1	0,0828	73,84	Zona 1	0,0828	73,84	Zona 1
	100	0,1104	73,84	Zona 1	0,1104	73,84	Zona 1	0,1104	73,84	Zona 1	0,1104	73,84	Zona 1
Torre 42 Torre 83	25	0,1420	73,95	Zona 1	0,1420	73,95	Zona 1	0,1420	73,94	Zona 1	0,1420	73,95	Zona 1
	50	0,1736	74,02	Zona 2	0,1736	74,02	Zona 2	0,1736	74,02	Zona 2	0,1736	74,02	Zona 2
	75	0,2053	74,06	Zona 2	0,2052	74,07	Zona 2	0,2052	74,07	Zona 2	0,2053	74,06	Zona 2
	100	0,2368	74,11	Zona 2	0,2368	74,11	Zona 2	0,2368	74,11	Zona 2	0,2368	74,11	Zona 2
Torre 83 Tababela	25	0,2789	74,66	Zona 2	0,2745	74,63	Zona 2	0,2722	74,72	Zona 2	0,2772	74,65	Zona 2
	50	0,3089	74,97	Zona 2	0,3014	74,93	Zona 2	0,2975	75,06	Zona 2	0,3060	74,95	Zona 2
Recuperadora Booster No.2	25	0,2957	74,04	Zona 3	0,2942	74,05	Zona 3	0,2910	74,20	Zona 3	0,2954	74,04	Zona 3
	50	0,3455	74,00	Zona 3	0,3424	74,02	Zona 3	0,3359	74,28	Zona 3	0,3448	73,99	Zona 3
	75	0,3936	73,98	Zona 3	0,3888	74,00	Zona 3	0,3789	74,35	Zona 3	0,3926	73,97	Zona 3
	100	0,4397	73,98	Zona 3	0,4334	74,00	Zona 3	0,4200	74,43	Zona 3	0,4384	73,97	Zona 3
Booster No.2 Booster No.1	25	0,4544	73,99	Zona 3	0,4464	74,01	Zona 3	0,4320	74,45	Zona 3	0,4525	73,98	Zona 3
	50	0,4691	73,99	Zona 3	0,4593	74,02	Zona 3	0,4439	74,48	Zona 3	0,4664	73,98	Zona 3
	75	0,4836	74,00	Zona 3	0,4720	74,03	Zona 3	0,4557	74,50	Zona 3	0,4802	73,99	Zona 3
	100	0,4979	74,01	Zona 3	0,4847	74,03	Zona 3	0,4673	74,52	Zona 3	0,4939	74,00	Zona 3

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- La norma ANSI/IEEE C37.010 utilizada para el cálculo de las corrientes de cortocircuitos, se adapta de forma íntegra a las condiciones del sistema eléctrico de potencia de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento. Al estar el sistema conformado en parte por motores de inducción de gran potencia, la norma permite establecer la modelación adecuada para considerar la contribución de este elemento al cortocircuito.
- El aporte de los motores de inducción al cortocircuito es la corriente de arranque o de rotor bloqueado. Su efecto se debe considerar solo durante los primeros ciclos ya que el flujo inducido en el entrehierro no se puede sostener debido a que el rotor no tiene constructivamente un bobinado de campo como las máquinas sincrónicas.
- La conexión en estrella sin aterrizar del bobinado del estator de los motores de inducción es la causa para que no pueda fluir corrientes de cortocircuito monofásicas en fallas que ocurran en las barras Booster 2 6,6 kV, Booster 1 6,6 kV y Elevadora 6,6 kV, ya que la corriente de secuencia cero no encuentra un camino de retorno por el neutro de los motores.

- El Sistema Nacional Interconectado es el la fuente de contribución más influyente en el sistema de la EPMAPS. Si se realizara el estudio de cortocircuitos excluyendo su aporte y considerando únicamente los generadores de las centrales de generación y los motores de inducción de las estaciones de bombeo de la EPMAPS, las corrientes serían insignificantes.
- Las fallas trifásicas representan corrientes superiores en comparación con las fallas monofásicas en todas las barras del sistema de transmisión de la EPMAPS. En el escenario de operación 1, el sistema experimenta las más altas corrientes de cortocircuito por disponer de todas las fuentes de contribución como los dos generadores hidráulicos El Carmen y Recuperadora y cuatro líneas de bombeo.
- La operación en líneas de bombeo, no permite que se pueda implementar relés de distancia en los tramos de la línea de transmisión desde la subestación Recuperadora hasta la estación Booster 1 para lograr selectividad en el sistema. Esto se debe a que al menos se debe de disponer de un motor de inducción en cada estación, es decir una línea de bombeo, para impulsar el agua hasta la entrada del túnel Quito. Debido a esto, se realiza el ajuste de la zona 3 del relé de distancia de la línea El Carmen – Recuperadora con un alcance desde la barra de esta última subestación hasta el final de la línea de transmisión de Booster 1.
- El ajuste de la zona 2 y 3 del relé de distancia de la línea El Carmen – Recuperadora (21-2), que incluye el efecto de fuentes intermedias o Infeed, se realiza con el escenario de máximas corrientes de aporte de cortocircuito, como es el escenario 1. Un ajuste con aportes de corriente muy bajas, va a causar que la impedancia de la zona de protección sea menor y por ende la línea de transmisión no va a quedar totalmente protegida, incurriendo en un posible subalcance.
- El criterio de ajuste de las zonas 2 y 3 del relé de distancia de la línea El Carmen – Santa Rosa (21-1) se realiza considerando la menor impedancia observada por

el relé en los diferentes segmentos de líneas que se derivan de la barra de Santa Rosa de 138 kV. Esto se logra en el tramo de línea Santa Rosa – Adelca, ya que líneas posteriores a esta, la impedancia se ve influenciada por las fuentes de generación del S.N.I., aumentando su valor.

- Los resultados de las impedancias vistas por los relés en cortocircuitos trifásicos y monofásicos para diferentes tramos del sistema de transmisión, demuestran que el relé de distancia es un tipo de protección que cumple con las características de selectividad, sensibilidad y rapidez. En cualquier escenario de operación, la impedancia vista es siempre la misma y por ende el tiempo de respuesta es invariable bajo cualquier condición que experimente el sistema.
- Se ha implementado algunas funciones adicionales del relé numérico de distancia que antes no se habían considerado. La más importante es la función de pérdida de carga Load loss LL, que permite el disparo del relé remoto sin tener un medio de comunicación entre dos relés. Esta función es indispensable activarla en el relé ABB de la línea El Carmen – Santa Rosa (21-1) para permitir el disparo coordinado con el relé de CELEC EP – Transelectric.
- La baja relación de los transformadores de protección de corriente de la subestación El Carmen es la causa para que las unidades de disparo instantáneo de fase (Inst.Φ) y tierra (Inst.G) se deshabiliten, ya que los valores salen del máximo valor de ajuste permitido por el relé. Una alternativa a este problema, es cambiar el TC asociado al relé de distancia (21-2) por otro de relación 200/5 A y desactivar estas funciones para el relé (21-1), ya que se requeriría un TC de relación 1000/5 A por las altas corrientes influenciadas del S.N.I. Tal relación, reduciría mucho el valor de la impedancia secundaria del relé (21-1) y puede causar sobrealcances por los errores de medición del TC.
- Las altas corrientes de cortocircuito pueden estar saturando y disminuyendo la vida útil de los transformadores de protección ya que la corriente máxima

permitida en este elemento es 2,0 kA y el promedio de corrientes de falla es de 3,0 kA.

4.2 RECOMENDACIONES

- Es recomendable que el sistema eléctrico de potencia de la EPMAPS vuelva a operar con la topología de las dos líneas de la subestación El Carmen para tener una mejor selectividad. El sistema actual, con una línea fuera de operación, es propenso a salir de operación en su totalidad ante cualquier disparo del relé.
- Para mejorar la selectividad de las protecciones, se puede implementar un relé de distancia en la barra de la subestación Recuperadora para aislar únicamente el tramo de línea hasta la subestación El Carmen. Con esto, la central Recuperadora podría entregar energía a la carga del nuevo aeropuerto de Quito o a dos líneas de bombeo.
- Cuando se requiera cambiar los parámetros de ajustes en los relés números de distancia del sistema, no solo se deben contemplar las zonas y tiempos de protección sino también las características de sobrecorriente que integra el relé. Esto se debe a que la operación del relé se basa en la supervisión con valores de corriente para luego entrar en modo de falla y realizar el cálculo de las zonas respectivas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IEEE Std C37.010TM-1999 (R2005), "IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis", Revision of IEEE Std C37.010-1979. USA.
- [2] IEEE Std 551TM (2006), "IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Current in Industrial and Commercial Power Systems", IEEE Violet Book. USA.
- [3] IEEE Std 666 (1991), "IEEE Design Guide for Electric Power Service System for Generating Stations", USA.
- [4] Westinghouse Electric Corporation (1994), "Electrical Transmission and Distribution Reference book", 4 ed., East Pittsburgh Pennsylvania.
- [5] PEDRA, J., SAINZ, L., "Parameter estimation of squirrel-cage induction motors without torque measurements", *IEEE Proceedings on Electric Power Application*, vol. 153, No. 2, March 2006, pp 263.
- [6] GRAINGER, J. J., y STEVENSON, W. D. (1996), "Análisis de Sistemas de Potencia", México, McGraw-Hill.
- [7] KOTHARI, D. P., y NAGRATH, I. J. (2008), "Sistemas Eléctricos de Potencia", 3 ed., México, McGraw-Hill.
- [8] AQUILES, Sandro. (2006), "Modeling Relays for Power System Protection Studies", Saskatoon CA.

[9] RUSSELL MASON, C. (1967), "The Art & Science of Protective Relaying", New York, John Wiley & Sons.

[10] ALSTOM GRID (2011), "Network Protection & Automation Guide".

[11] GONZÁLES-LONGATT Francisco M (2011), "Diseño de Sistemas de Protección usando Power Factory" Ejemplo: Protección de distancia.

[12] ABB "Relay 301/302 Version 1.4 Numerical Distance Relay".

[13] EPMAPS DIVISIÓN DE SISTEMAS ESPECIALES Y CONDUCCIONES, Manuales de generadores, transformadores y motores del fabricante SCHORCH.

[14] Organismo consultado CELEC-EP - Transelectric.

[15] PEÑA, J. P. (2010), "Análisis Técnico-Comercial de las Centrales Hidroeléctricas Recuperadora y El Carmen de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento Bajo el Marco Regulatorio Derivado del Mandato Constituyente No.15", Proyecto previo a la obtención del título de ingeniero eléctrico, EPN.

ANEXOS

ANEXO No 1

**Validación de los parámetros eléctricos de los motores de inducción con las impedancias estimadas por el programa
DIgSILENT Power Factory**

Anexo 1

El presente anexo tiene como objetivo validar los datos de los motores de inducción considerando la estimación de las impedancias obtenidas con el programa DlgSILENT Power Factory.

Motores Booster 1 y 2

Los resultados de las impedancias estimadas por el programa Power Factory se encuentran en el sistema de por unidad en base de la máquina. La figura A1.1 resume estos valores.

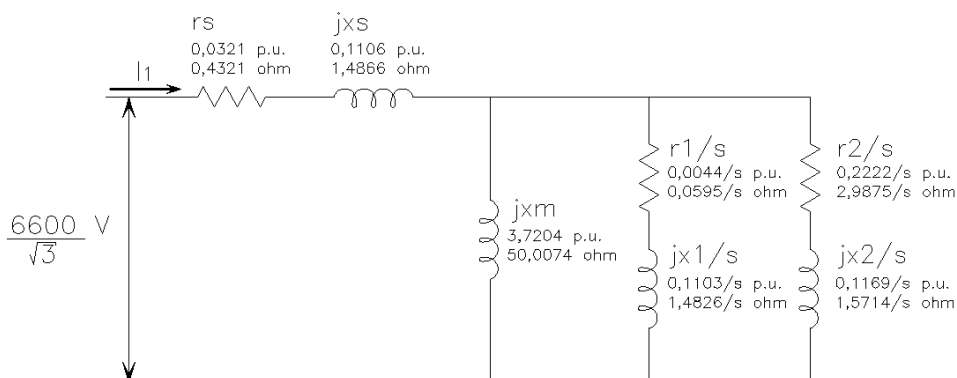


Figura A1.1 Circuito equivalente de los motores de inducción de las estaciones de bombeo Booster 1 y 2

Los valores en ohmios/fase se obtienen multiplicando las respectivas impedancias en por unidad por la impedancia base de acuerdo a la siguiente expresión.

$$z_{base} = \frac{V_{nom}^2}{S_{base}} = \frac{6,6^2 \text{ kV}}{3,240 \text{ MVA}} = 13,4414 \Omega \quad \text{A1.1}$$

A continuación se procede al cálculo de los parámetros eléctricos utilizando el circuito equivalente calculado por Power Factory, para posteriormente realizar la validación con los datos del fabricante.

Cálculo de los parámetros en estado inicial o de arranque

Las condiciones previas a ser consideradas son:

$$V_{F-N} = 6600/\sqrt{3} \text{ V} \quad \text{A1.2}$$

$$s_a = 1 \text{ p. u.} \quad \text{A1.3}$$

$$I_{base} = 283,4913 \text{ A} \quad \text{A1.4}$$

La impedancia Thevenin del circuito equivalente tomado de la figura A1.1 es:

$$z_{th_a} = (r_s + jx_s) + \left[(jx_m) \parallel \left(\frac{r_1}{s_a} + jx_1 \right) \parallel \left(\frac{r_2}{s_a} + jx_2 \right) \right] \quad \text{A1.5}$$

$$z_{th_a} = (0,4321 + j1,4866) + [(j50,0074) \parallel (0,0595 + j1,4826) \parallel (2,9875 + j1,5714)] \Omega \quad \text{A1.6}$$

$$z_{th_a} = 0,8053 + j0,25590 \Omega \quad \text{A1.7}$$

Por lo tanto la corriente de arranque es:

$$I_a = \frac{V}{z_{th_a}} = \frac{6600/\sqrt{3} \text{ V}}{0,8053 + j0,25590 \Omega} = 1420,1453 \angle -72,54^\circ \text{ A} \quad \text{A1.8}$$

La potencia de entrada en la condición de arranque es:

$$P_{in} = \sqrt{3}(V_{nom})(I_a)\cos(\Phi_a) = \sqrt{3}(6600 \text{ V})(1420,14) \cos(-72,54^\circ) = 4,8724 \times 10^6 \text{ W} \quad \text{A1.9}$$

Restando las pérdidas en el estator, se obtiene la potencia en el entrehierro.

$$P_{ag} = P_{in} - 3I_1^2 r_s = 4,8724 \times 10^6 - 3(1417,45)^2(0,4321) = 2,2583 \times 10^6 \text{ W} \quad \text{A1.10}$$

Por lo tanto, el torque de arranque es:

$$T_a = \frac{P_{ag}}{\omega_s} = \frac{2,2583 \times 10^6 \text{ W}}{3600 \text{ rpm} \left(\frac{2 * \pi}{60} \right)} = 5990,39 \text{ Nm} \quad \text{A1.11}$$

Cálculo de parámetros a carga nominal

El único cambio de las condiciones anteriores será el deslizamiento:

$$s = \frac{(3600 - 3584) \text{ rpm}}{3600 \text{ rpm}} = 0,0044 \text{ p. u.} \quad \text{A1.12}$$

La impedancia Thevenin vista es:

$$z_{th} = (r_s + jx_s) + \left[(jx_m) \parallel \left(\frac{r_1}{s} + jx_1 \right) \parallel \left(\frac{r_2}{s} + jx_2 \right) \right] \quad \text{A1.13}$$

$$z_{th} = 12,1000 + j5,8540 \Omega \quad \text{A1.14}$$

Por ende la corriente nominal y el factor de potencia nominal es:

$$I = \frac{V}{z_{th}} = \frac{6600 / \sqrt{3} \text{ V}}{12,1000 + j5,8540 \Omega} = 283,48 \angle -25,83^\circ \text{ A} \quad \text{A1.15}$$

$$fp = \cos(-25,83^\circ) = 0,9 \quad \text{A1.16}$$

La potencia de entrada nominal se la puede obtener como:

$$P_{in} = \sqrt{3}(V_{nom})(I)\cos(\Phi) = \sqrt{3}(6600 \text{ V})(283,48) \cos(-25,83^\circ) = 2,9176 \times 10^6 \text{ W} \quad \text{A1.17}$$

La potencia en el entrehierro y la desarrollada es:

$$P_{ag} = P_{in} - 3I_1^2 r_s = 2,9176 \times 10^6 - 3(283,48)^2(0,4321) = 2,8134 \times 10^6 \text{ W} \quad \text{A1.18}$$

$$P_{desarrollada} = (1 - s)P_{ag} = (1 - 0,0044) * 2,8134 \times 10^6 \text{ W} = 2,8009 \times 10^6 \text{ W}$$

La eficiencia de la máquina de inducción se la obtiene como:

$$\eta\% = \frac{P_o}{P_{in}} * 100\% = \frac{2,8009 \times 10^6 \text{ W}}{\sqrt{3} 6600 \text{ V} 283,48 \text{ A} \cos(-25,83^\circ)} * 100\% = 96,02\% \quad \text{A1.19}$$

En este caso, la potencia de salida o al eje es igual a la potencia desarrollada, ya que

no se consideran las pérdidas de fricción por no existir datos.

$$T_n = \frac{P_o}{\omega_s} = \frac{2,8009 \times 10^6 \text{ W}}{3584 \text{ rpm} \left(\frac{2 * \pi}{60} \right)} = 7463,02 \text{ Nm} \quad \text{A1.20}$$

La relación de la corriente de arranque, la nominal y el torque de arranque en por unidad es:

$$\frac{I_a}{I_n} = \frac{1420,14}{283,48} = 5,00 \text{ p.u.} \quad \text{A1.21}$$

$$\frac{T_a}{T_n} = \frac{5990,39 \text{ Nm}}{7463,02 \text{ Nm}} = 0,80 \text{ p.u.} \quad \text{A1.22}$$

Motores Elevadora

De igual forma que los motores Booster, los resultados de las impedancias del programa DlgSILENT se encuentran en por unidad en bases de la máquina. La figura A1.2 muestra el circuito equivalente obtenido.

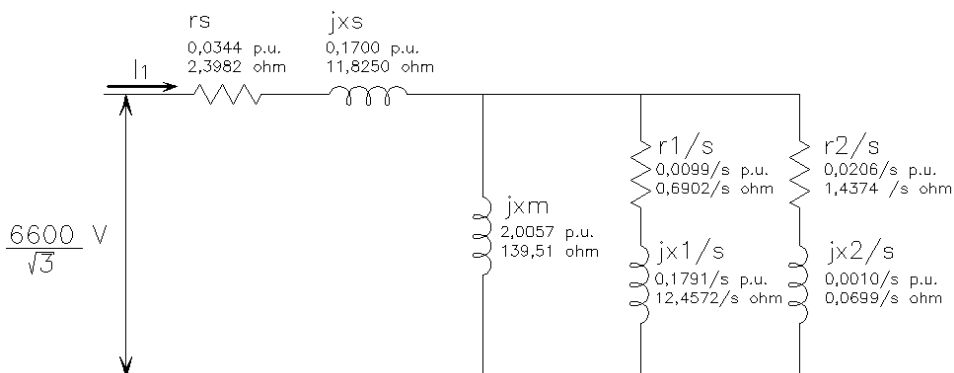


Figura A1.2 Circuito equivalente de los motores de inducción de la estación de bombeo Elevadora

Los valores en ohmios/fase se obtienen multiplicando las impedancias en por unidad por la impedancia base que se muestra a continuación.

$$z_{base} = \frac{V_{nom}^2}{S_{base}} = \frac{6,6^2 kV}{0,6262 MVA} = 69,5570 \Omega \quad A1.23$$

Cálculo de parámetros en estado inicial o de arranque

Las condiciones previas a ser consideradas son:

$$V_{F-N} = 6600/\sqrt{3} V \quad A1.24$$

$$s_a = 1 \text{ p. u.} \quad A1.25$$

$$I_{base} = 54,7819 A \quad A1.26$$

La impedancia Thevenin del circuito equivalente obtenida de la figura A1.2 es:

$$z_{th_a} = (r_s + jx_s) + \left[(jx_m) \parallel \left(\frac{r_1}{s_a} + jx_1 \right) \parallel \left(\frac{r_2}{s_a} + jx_2 \right) \right] \quad A1.27$$

$$z_{th_a} = 3,7882 + j12,0660 \Omega \quad A1.28$$

La corriente de arranque es:

$$I_a = \frac{V}{z_{th_a}} = \frac{6600/\sqrt{3} V}{3,7882 + j12,0660 \Omega} = 301,3136 \angle -72,57^\circ A \quad A1.29$$

La potencia de entrada en la condición de arranque es:

$$P_{in} = \sqrt{3}(V_{nom})(I_a)\cos(\Phi_a) = \sqrt{3}(6600)(301,31)\cos(-72,57^\circ) = 1,0318 \times 10^6 W \quad A1.30$$

Restando las pérdidas del estator, se obtiene la potencia en el entrehierro.

$$P_{ag} = P_{in} - 3I_1^2 r_s = 1,0318 \times 10^6 - 3(301,31)^2(2,3982) = 0,3786 \times 10^6 W \quad A1.31$$

Así, torque de arranque es:

$$T_a = \frac{P_{ag}}{\omega_s} = \frac{0,3786 \times 10^6 \text{ W}}{900 \text{ rpm} \left(\frac{2 * \pi}{60} \right)} = 4017,01 \text{ Nm} \quad \text{A1.32}$$

Cálculo de parámetros a carga nominal

El único cambio a las condiciones iniciales previas será el deslizamiento a carga nominal.

$$s = \frac{(900 - 894) \text{ rpm}}{900 \text{ rpm}} = 0,0066 \text{ p. u.} \quad \text{A1.33}$$

La impedancia Thevenin vista es:

$$z_{th} = (r_s + jx_s) + \left[(jx_m) \parallel \left(\frac{r_1}{s} + jx_1 \right) \parallel \left(\frac{r_2}{s} + jx_2 \right) \right] \quad \text{A1.34}$$

$$z_{th} = 54,9144 + j42,6650 \Omega \quad \text{A1.35}$$

Por ende la corriente y el factor de potencia nominal es:

$$I = \frac{V}{z_{th}} = \frac{6600 / \sqrt{3} \text{ V}}{54,9144 + j42,6650 \Omega} = 54,7955 \angle -37,84^\circ \text{ A} \quad \text{A1.36}$$

$$fp = \cos(-37,84) = 0,79 \quad \text{A1.37}$$

La potencia nominal de entrada nominal es:

$$P_{in} = \sqrt{3}(V_{nom})(I)\cos(\Phi) = \sqrt{3}(6600 \text{ V})(54,79)\cos(-37,84^\circ) = 2,9176 \times 10^6 \text{ W} \quad \text{A1.38}$$

La potencia en el entrehierro y la desarrollada se la obtiene como:

$$P_{ag} = P_{in} - 3I_1^2 r_s = 2,9176 \times 10^6 - 3(54,79)^2(2,3982) = 0,4730 \times 10^6 \text{ W} \quad \text{A1.39}$$

$$P_{desarrollada} = (1 - s)P_{ag} = (1 - 0,0066) * 0,4730 \times 10^6 \text{ W} = 0,4698 \times 10^6 \text{ W} \quad \text{A1.40}$$

Con los datos anteriores, la eficiencia de la máquina de inducción es:

$$\eta\% = \frac{P_o}{P_{in}} * 100\% = \frac{0,4698 \times 10^6 \text{ W}}{\sqrt{3} \text{ 6600 V } 54,79 \text{ A } \cos(-37,84^\circ)} * 100\% = 95,00\% \quad \text{A1.41}$$

Por no existir datos de pérdidas de fricción, la potencia de salida o al eje será igual a la potencia desarrollada, por lo tanto el torque nominal es:

$$T_n = \frac{P_o}{\omega_s} = \frac{0,4698 \times 10^6 \text{ W}}{894 \text{ rpm} \left(\frac{2 * \pi}{60} \right)} = 5019,18 \text{ Nm} \quad \text{A1.42}$$

La relación de la corriente de arranque, nominal y el torque de arranque en por unidad es:

$$\frac{I_a}{I_n} = \frac{301,31}{54,79} = 5,5 \text{ p.u.} \quad \text{A1.43}$$

$$\frac{T_a}{T_n} = \frac{4017,01 \text{ Nm}}{5019,18 \text{ Nm}} = 0,80 \text{ p.u.} \quad \text{A1.44}$$

ANEXO No 2

Curvas para la estimación de la corriente total de cortocircuito

Anexo 2

En el actual anexo, se muestran las curvas recomendadas por la norma ANSI C37.05, para obtener el factor de multiplicación que representa el efecto del decaimiento de a.c. y d.c., y que debe ser añadido a la corriente simétrica para obtener la corriente total de cortocircuito.

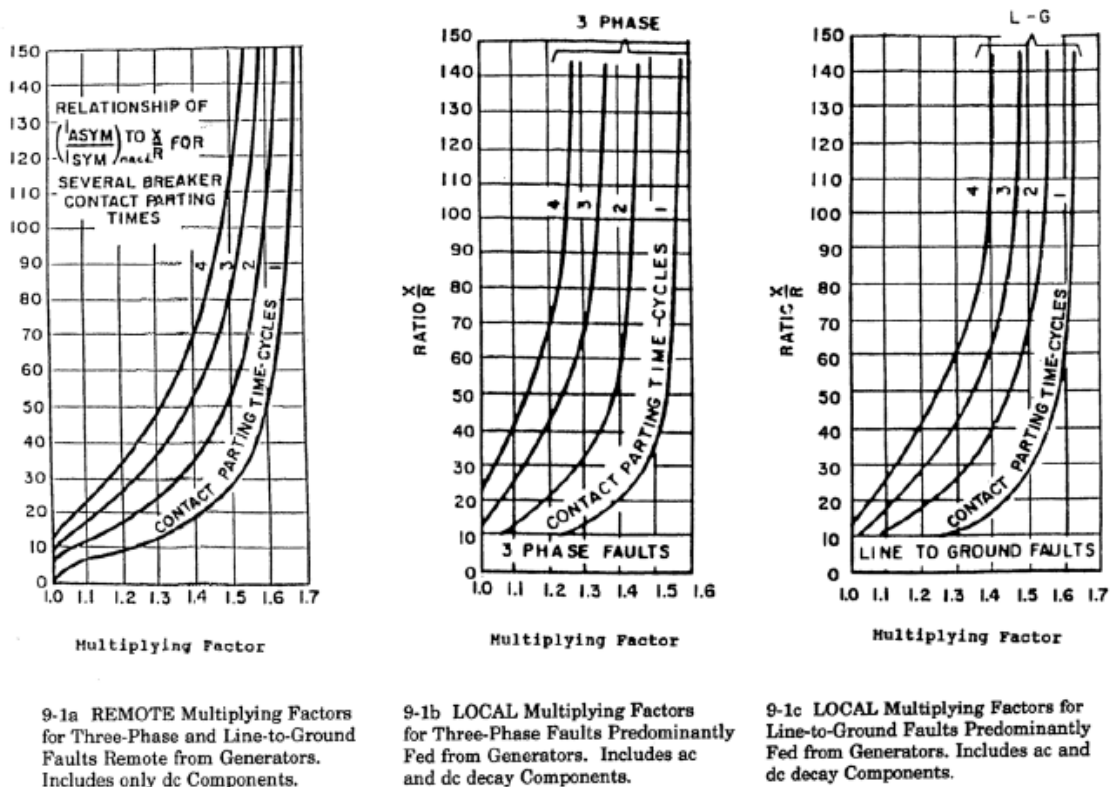


Figura A2.1 Factores de multiplicación para la capacidad de los disyuntores en la corriente total de cortocircuito de estado de interrupción [2]

ANEXO No 3

Demostración de las impedancias vistas por el relé de distancia en cortocircuitos trifásicos y monofásicos

Anexo 3

En el siguiente anexo se demuestra las ecuaciones de la impedancia vista por el relé de distancia para cortocircuitos trifásicos y monofásicos. En todos los casos de estudio se va a usar el sistema de potencia de la figura A2.1.



Figura A3.1 Sistema de potencia radial

Cortocircuito trifásico

La figura A2.2 muestra el diagrama de la red de secuencia para falla trifásica del sistema de potencia típico. El cortocircuito ocurre al 50% de la línea.

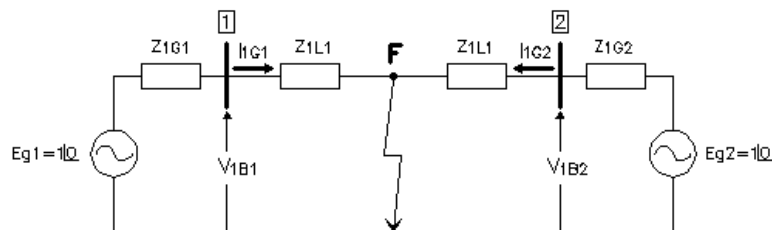


Figura A3.2 Red de secuencia para falla trifásica al 50% de la línea

Donde:

- Z_{1G1} , Z_{1G2} son las impedancias internas de los generadores de secuencia positiva
- Z_{1L1} , Z_{1L1} son las impedancias de la línea de secuencia positiva
- E_{G1} , E_{G2} son los voltajes internos de los generadores 1 y 2 respectivamente
- I_{1G1} , I_{1G2} son los aportes de corriente de los generadores en cortocircuito
- V_{1B1} , V_{1B2} son los voltajes de cortocircuito en secuencia positiva de las barras 1 y

2 respectivamente

Del circuito de la figura A2.2 se puede deducir que no existe voltaje y corriente de secuencia negativa y cero por ser una falla simétrica, por lo tanto:

$$V_{2B1} = V_{0B1} = 0 \quad \text{A2.1}$$

$$I_{2F} = I_{0F} = 0 \quad \text{A2.2}$$

Aplicando la transformación de componentes de secuencia a componentes de fase se obtienen los siguientes resultados.

$$V_a = V_{1B1} \quad V_b = a^2 V_{1B1} \quad V_c = a V_{1B1} \quad \text{A2.3}$$

$$I_a = I_{1G1} \quad I_b = a^2 I_{1G1} \quad I_c = a I_{1G1} \quad \text{A2.4}$$

Por lo tanto, la impedancia que ve el relé en el lazo de las fases a-b se muestra a continuación.

$$Z_{\text{relé}} = \frac{V_{aB1} - V_{bB1}}{I_a - I_b} = \frac{V_{1B1} - a^2 V_{1B1}}{I_{1G1} - a^2 I_{1G1}} = \frac{(1 - a^2) * V_{1B1}}{(1 - a^2) I_{1G1}} = \frac{V_{1B1}}{I_{1G1}} \quad \text{A2.5}$$

Cortocircuito monofásico

La figura A2.3 muestra el esquema de redes de secuencia para un cortocircuito monofásico en la mitad de la línea de transmisión.

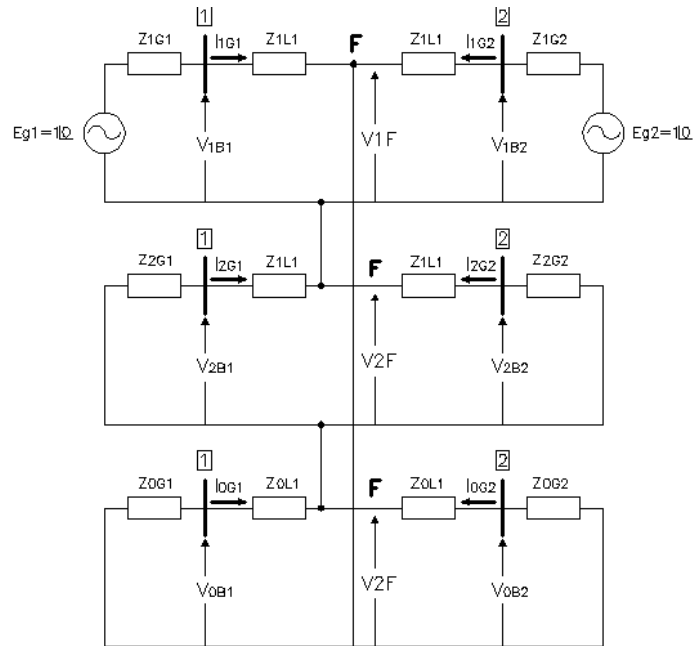


Figura A3.3 Red de secuencia para falla monofásica al 50% de la línea

Donde:

- Z_{1G1} , Z_{2G1} , Z_{0G1} son las impedancias internas del generador 1 de secuencia positiva, negativa y cero respectivamente.
- Z_{1G2} , Z_{2G2} , Z_{0G2} son las impedancias internas del generador 2 de secuencia positiva, negativa y cero respectivamente.
- Z_{1L1} , Z_{0L1} son las impedancias de secuencia positiva y cero de la línea.
- E_{G1} , E_{G2} son los voltajes internos de los generadores 1 y 2 respectivamente.
- I_{1G1} , I_{2G1} , I_{0G1} son los aportes de corriente del generador 1 al cortocircuito en secuencia positiva, negativa y cero respectivamente
- I_{1G2} , I_{2G2} , I_{0G2} son los aportes de corriente del generador 2 al cortocircuito en secuencia positiva, negativa y cero respectivamente
- V_{1B1} , V_{2B1} , V_{0B1} son los voltajes de cortocircuito en la barra 1 en secuencia positiva, negativa y cero respectivamente
- V_{1B2} , V_{2B2} , V_{0B2} son los voltajes de cortocircuito en la barra 2 en secuencia

positiva, negativa y cero respectivamente

El voltaje de la fase del cortocircuito se puede presentar como la suma de los voltajes de secuencia. En este caso se escogió la fase a.

$$V_{aB1} = V_{a1B1} + V_{a2B1} + V_{a0B1} \quad A2.6$$

Realizando un respectivo análisis de la red de secuencia de la figura A2.3, se pueden obtener las siguientes ecuaciones de voltaje de secuencia en la barra 1.

$$V_{a1B1} = I_{1G1}Z_{1L1} + V_{a1F} \quad A2.7$$

$$V_{a2B1} = I_{2G1}Z_{1L1} + V_{a2F} \quad A2.8$$

$$V_{a0B1} = I_{0G1}Z_{1L1} + V_{a0F} \quad A2.9$$

Reemplazando estas ecuaciones en la relación anterior se obtiene.

$$V_{aB1} = I_{1G1}Z_{1L1} + I_{2G1}Z_{1L1} + I_{0G1}Z_{0L1} + (V_{a1F} + V_{a2F} + V_{a0F}) \quad A2.10$$

Es evidente que el voltaje en el punto de falla cero igual a cero en fallas francas.

$$V_{aB1} = I_{1G1}Z_{1L1} + I_{2G1}Z_{1L1} + I_{0G1}Z_{0L1} \quad A2.11$$

Agrupando términos semejantes en la ecuación de arriba y realizando artificios matemáticos se obtiene las siguientes ecuaciones.

$$V_{aB1} = Z_{1L1}(I_{1G1} + I_{2G1}) + I_{0G1}Z_{0L1} \quad A2.12$$

$$V_{aB1} = Z_{1L1}(I_{1G1} + I_{2G1} + I_{0G1}) + I_{0G1}(Z_{0L1} - Z_{1L1}) \quad A2.13$$

$$V_{aB1} = Z_{1L1}(I_{1G1} + I_{2G1} + I_{0G1}) + 3 * I_{0G1} \left(\frac{Z_{0L1} - Z_{1L1}}{3} \right) \quad A2.14$$

$$V_{aB1} = Z_{1L1}(I_{aG1}) + 3 * I_{0G1} \left(\frac{Z_{0L1} - Z_{1L1}}{3} \right) \quad A2.15$$

Consecuentemente la corriente de compensación queda definida como.

$$I_{a \text{ comp}} = I_{a G1} + 3 * I_{0 G1} \left(\frac{Z_{0L1} - Z_{1L1}}{3 * Z_{1L1}} \right) \quad \text{A2.16}$$

Por lo tanto, la impedancia que ve el relé para una falla monofásica es:

$$Z_{\text{relé}} = \frac{V_{aB1}}{I_{\text{comp}}} = \frac{V_{aB1}}{I_{a G1} + 3 * I_{0 G1} \left(\frac{Z_{0L1} - Z_{1L1}}{3 * Z_{1L1}} \right)} \quad \text{A2.17}$$

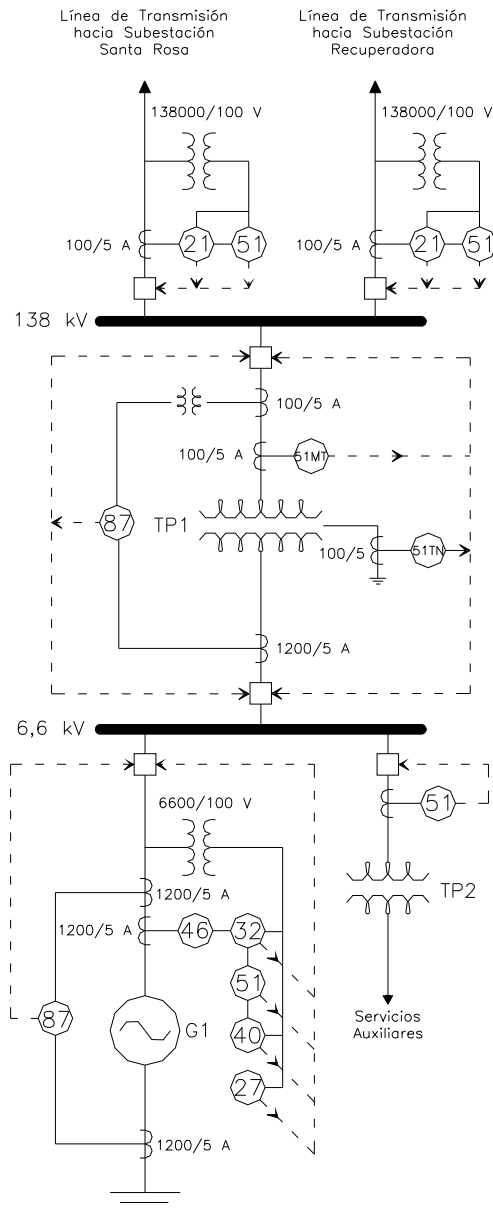
Esta ecuación se puede resumir agrupando el factor de compensación de tierra con el símbolo m .

$$m = \frac{Z_{0L1} - Z_{1L1}}{3 * Z_{1L1}}$$

$$Z_{\text{relé}} = \frac{V_{aB1}}{I_{\text{comp}}} = \frac{V_{aB1}}{I_{a G1} + 3 * m * I_{0 G1}} \quad \text{A2.18}$$

ANEXO No 4

**Esquema de protecciones de las subestaciones El Carmen y
Recuperadora**



TP1
Transformador de Potencia

138/6,6 kV
12,5 MVA - ONAN
18,0 MVA - ONAF

TP2
Transformador de Potencia

6600/480 V
500 kVA

G1
Generador sincrónico de polos salientes

6600 V
10,5 MVA
 $f_p=0,8$
 $x_d=1,8$ p.u.
 $x_q=1,2$ p.u.

Nota.- Valores en p.u. están en bases del propio generador

EPMAPS Sistema La Mica Quito Sur

Esquema de protección
S/E El Carmen

