



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES
DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN EN LA
SUBESTACIÓN MACHALA**

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN
POTENCIA**

Presentado por:

Jully Andrea Calderón Coello
Jonathan Ramiro Moncada León

GUAYAQUIL – ECUADOR

2014

AGRADECIMIENTO

A Dios por ser quien ha guiado nuestros pasos.

A nuestros padres y nuestras hermanas por ser quienes nos han brindado su apoyo y amor en todo nuestro camino.

Al Ing. Juan Saavedra, por ser nuestro guía y compartir sus conocimientos en la realización de la materia de graduación.

A nuestros profesores, quienes formaron parte de nuestro crecimiento profesional.

A nuestros amigos y compañeros, quienes compartieron con nosotros cada gran momento.

DEDICATORIA

A Dios por ser mi fuerza espiritual.

A mis padres por ser los pilares fundamentales en mi formación y mi vida, por brindarme su incondicional amor y apoyo.

A mis hermanas por ser mi motor, mi fuente de inspiración.

A Johnny por brindarme su amor y aliento cuando más lo necesitaba.

A mis abuelitas por mostrarme lo trabajadoras que son. A mi ángel de la guarda Angel Vicente Calderón, gracias por ser mi mayor fuerza.

A mi familia de Laboratorio de Maquinaria.

Jully Andrea Calderón Coello

DEDICATORIA

A Dios por iluminar siempre mi camino con sabiduría y humildad.

A mis padres y hermana con mucho cariño, por su apoyo, confianza y sobre todo su amor incondicional.

Jonathan Ramiro Moncada León

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



MSc. Juan Saavedra Mera

Profesor de la Materia de Graduación



MSc. Gustavo Bermúdez Flores

Profesor Delegado por la Unidad Académica

DECLARACIÓN EXPRESA

La responsabilidad del contenido de este informe, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma, a la "ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL"

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)



Jully Andrea Calderón Coello



Jonathan Ramiro Moncada León

RESUMEN

El presente informe tiene como objetivo realizar la coordinación de los ajustes de protecciones de la Subestación de Distribución Eléctrica Machala, la cual cuenta con dos transformadores de potencia.

Cabe mencionar que actualmente la S.E. Machala no cuenta con una protección diferencial en sus transformadores, por lo que en este estudio de coordinación se recomienda un relé de protección para dicho trabajo, además de realizar el cambio de los relés electromecánicos de sobrecorriente de una de las alimentadoras a un relé digital debido a que ya son obsoletos.

El Capítulo 1 permite conocer de manera más detallada la subestación eléctrica en estudio, se describe los elementos principales con sus datos de placas y los elementos de protección.

En el Capítulo 2 se realiza el análisis de flujo de carga con el Software Power World Versión 17, en este capítulo se realiza el flujo de carga con máxima y mínima generación. Dicho programa nos proporciona los valores de niveles de voltajes en las barras, la corriente que circula por los transformadores de

potencia y por sus alimentadoras, además se puede observar a que capacidad se encuentran trabajando actualmente los transformadores de potencia.

En el Capítulo 3 se realiza el estudio de cortocircuito con el mismo Software Power World Versión 17, se analiza las fallas producidas de línea a tierra, dos fases a tierra, trifásica, de línea a línea y se selecciona la falla de mayor magnitud en cada una de las barras, la cual será utilizada para la coordinación de las protecciones.

En el Capítulo 4 se realiza el ajuste de la protección diferencial de los dos transformadores de potencia tomando en cuenta las características del relé seleccionado y de los transformadores a proteger. Además se hace una breve descripción de las protecciones de sobrecorriente temporizada e instantánea, secuencia negativa y de frecuencia para el sistema. De la misma manera se recomienda el cambio de un relé electromecánico a uno digital en la alimentadora Expreso 2.

En el Capítulo 5 se complementa la coordinación de la protección diferencial adicionando la protección de sobrecorriente temporizada e inversa de fase y de tierra, se realiza la coordinación teniendo en cuenta las curvas rápida y lenta de los reconectores de las alimentadoras. Además se añade los ajustes de la protección de secuencia negativa y de baja frecuencia. Se realiza la coordinación utilizando el software CYMTCC 4.5. Rev 13.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	I
DEDICATORIA.....	II
DEDICATORIA.....	III
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	IV
DECLARACIÓN EXPRESA	V
RESUMEN	VI
ÍNDICE GENERAL.....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS	XVI
ÍNDICE DE TABLAS	XXI
ABREVIATURAS	XXV
SIMBOLOGÍA.....	XXVIII
INTRODUCCIÓN	XXIX
CAPÍTULO 1	1
DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES	1
1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA SUBESTACIÓN MACHALA	2

1.2	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA MACHALA	3
1.3	INFRAESTRUCTURA Y CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS EQUIPOS	5
1.3.1	Patio de 69 KV	6
1.3.1.1	Estructura.....	7
1.3.1.2	Aisladores y Herrajes	8
1.3.1.3	Cuchillas seccionadoras tripolares de línea y cuchilla de puesta a tierra.....	10
1.3.1.4	Pararrayos.....	12
1.3.1.5	Interruptores de potencia en aceite (OCB).....	13
1.3.1.6	Transformadores de Voltaje (VT's)	14
1.3.2	Transformador de Potencia	16
1.3.2.1	Pararrayos para los transformadores de potencia	20
1.3.3	Patio de 13,8 KV.....	21
1.3.3.1	Reconectores en las alimentadoras	22
1.3.3.1.1	Reconector Cooper.....	23
1.3.3.1.2	Reconector ABB	24
1.3.3.1.3	Reconector ENTEC	25
1.3.3.2	Interruptores de gran volumen de aceite 13,8 KV.....	27
1.3.3.3	Cuchillas seccionadoras de los alimentadores.....	27
1.3.3.4	Conductores.....	28

1.3.3.5	Fusibles.....	29
1.3.3.6	Aisladores	30
1.3.3.7	Transformadores de Voltaje (VT's)	30
1.3.3.8	Transformadores de Corriente (CT's)	31
1.3.3.9	Transformador de servicio auxiliares	32
1.3.3.10	Capacitores	34
1.3.4	Cuarto de Control	35
1.3.4.1	Sala de baterías.....	35
1.3.4.1.1	Banco de baterías.....	35
1.3.4.1.2	Cargador y fusible de protección	35
1.3.4.2	Tablero.....	36
1.3.4.3	Medidores y sistema de alarma	37
1.3.4.4	Sistema de protecciones	38
1.3.4.4.1	Protección Diferencial.....	38
1.3.4.4.2	Protección de Sobrecorriente y de falla a tierra	38
CAPÍTULO 2	41
ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA.....		41
2.1	INTRODUCCIÓN	41
2.2	CRITERIOS ADOPTADOS PARA EL ESTUDIO.	42
2.2.1	Flexibilidad Operacional	42

2.2.2	Niveles de Confiabilidad	42
2.2.3	Niveles de sobrecarga.....	43
2.2.4	Regulación de Voltaje.....	43
2.3	ANÁLISIS DE CASOS.....	43
2.3.1	Análisis de la Carga de las Alimentadoras	44
2.4	DATOS DEL SISTEMA	51
2.4.1	Datos de Transformadores de Fuerza	51
2.4.2	Datos de líneas y conductores.....	53
2.4.3	Datos de barras de carga	61
2.4.3.1	Máxima y Mínima Carga	61
2.5	RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA.....	63
2.5.1	Casos bases	64
2.5.1.1	Voltajes en barras	64
2.5.1.2	Potencia del sistema	65
2.5.1.3	Carga de transformadores	66
2.5.1.4	TAP de los transformadores de potencia	66
2.6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	67
	CAPÍTULO 3	70
	ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO.....	70
3.1	INTRODUCCIÓN	70

3.2	ALCANCE DE LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO.....	71
3.3	DATOS DEL SISTEMA	72
3.3.1	Impedancias Equivalentes en el Punto de Entrega de CNEL	72
3.3.2	MVA de cortocircuito.....	73
3.4	DATOS DE CONDUCTORES.....	73
3.5	DATOS DE TRANSFORMADORES DE FUERZA.....	74
3.6	RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO	74
3.6.1	Casos base.....	74
3.6.1.1	Corrientes de falla en cada barra	74
3.6.1.2	Voltajes de fallas en cada barra	77
3.7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	80
	CAPÍTULO 4	82
	PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN.....	82
4.1	INTRODUCCIÓN	82
4.2	ESQUEMA DE PROTECCIONES.....	83
4.3	SELECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (CT).....	86
4.4	PROTECCIÓN PARA LOS TRANSFORMADOR DE POTENCIA	88
4.4.1	Características de la protección diferencial 87 T	89
4.4.1.1	Ajustes del 87 T	90

4.4.2	Característica de la protección diferencial 87H.....	99
4.4.2.1	Ajuste del 87H.....	99
4.4.3	Resumen de ajuste de la protección 87.....	100
4.4.4	Características de la protección de sobrecorriente.....	101
4.4.4.1	Función de sobrecorriente temporizada de fase (51 P)	101
4.4.4.2	Función de sobrecorriente instantánea de fase (50 P).....	103
4.4.4.3	Función de sobrecorriente temporizada de tierra 51G	103
4.4.5	Características de la protección de sobrecorriente de secuencia negativa (46)	104
4.5	RELÉ DE FRECUENCIA (81)	105
4.5.1	Características del 81	105
4.6	PROTECCIÓN A LA ALIMENTADORA EXPRESO 2	106
4.6.1	Características del SPAJ 140 C.....	106
4.6.2	Descripción del funcionamiento	107
4.6.1	Características de ajuste del SPAJ 140 C	108
4.7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	109
	CAPÍTULO 5	112
	COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES.....	112
5.1	INTRODUCCIÓN	112
5.2	ESQUEMA DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES.....	113

5.3	CRITERIO DE ÁREAS DE SELECCIÓN	114
5.4	CRITERIOS GENERALES DE LA COORDINACIÓN	115
5.5	COORDINACIÓN Y AJUSTES DE LAS PROTECCIÓN	115
5.5.1	Ajuste de los Reconectores	116
5.5.2	Protección a los Transformadores de Potencia	117
5.5.2.1	Ajustes Diferencial 87T y 87H	117
5.5.2.2	Ajustes de Sobrecorriente	117
5.5.2.3	Ajuste de la Función 51 P	118
5.5.2.4	Ajuste de la Función 50-P	120
5.5.2.5	Ajuste de la Función 51 G	121
5.5.2.6	Ajuste de la Función 46	123
5.5.3	Ajuste del relé de frecuencia	124
5.5.4	Ajustes del relé de la alimentadora Expreso 2	125
5.5.4.1	Ajuste de sobrecorriente de tiempo inverso de fase (51-P) .	125
5.5.4.2	Ajuste de sobrecorriente instantáneo de fase (50-P)	126
5.5.4.3	Ajuste de sobrecorriente de tiempo inverso de tierra (51-G)	127
5.6	RESULTADOS DE LA COORDINACIÓN DE LA SUBESTACIÓN Y RED DE DISTRIBUCIÓN MACHALA	127
5.6.1	Coordinación - Relés de sobrecorriente de tierra.	128
5.6.2	Coordinación – Alimentadora Unioro	129

5.6.3	Coordinación – Alimentadora Madero Vargas	130
5.6.4	Coordinación – Alimentadora Condado	131
5.6.5	Coordinación – Alimentadora Emproro	132
5.6.6	Coordinación – Alimentadora Expreso 2	133
5.7	RESUMEN DE AJUSTES	134
5.8	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	135
	CONCLUSIONES	139
	RECOMENDACIONES	141
	BIBLIOGRAFÍA	174

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación geográfica de la Subestación Machala	3
Figura 1.2 Subestación Eléctrica Machala.	4
Figura 1.3 Patio de maniobras a 69 KV de la subestación Machala.	6
Figura 1.4 Vista de planta de la estructura de 69 KV de la S.E. Machala.	7
Figura 1.5 Estructura de 69 KV de la subestación Machala.....	8
Figura 1.6 Aisladores de 69 KV, Subestación Machala.....	9
Figura 1.7 Seccionador tripolar de 69 KV, Subestación Machala.....	11
Figura 1.8 Pararrayo de 69 KV, Subestación Machala.....	12
Figura 1.9 Transformador de voltaje para 69 KV.....	15
Figura 1.10 Transformador de Potencia T1 Mitsubishi S.E. Machala.....	18
Figura 1.11 Transformador de Potencia T2 Brush S.E. Machala	20
Figura 1.12 Vista de planta de la estructura de 13,8 KV	22
Figura 1.13 Vista del reconectador Cooper con su respectivo controlador	24
Figura 1.14 Vista del reconectador ABB con su respectivo controlador	25
Figura 1.15 Vista del reconectador ENTEC con su respectivo controlador	26
Figura 1.16 Fusibles del tipo XS y SMD-1A.	29
Figura 1.17 Transformador de voltaje marca Westinghouse, relación 70:1	31

Figura 1.18 Transformadores de corriente del reconectador marca Cooper, alimentadora Unioro	32
Figura 1.19 Banco de Capacitores ubicados en la barra de 13,8 KV.	34
Figura 1.20 Banco de baterías	35
Figura 1.21 Cargador y fusibles de protección del banco de baterías.....	36
Figura 1.22 Panel con los dispositivos de medición y protección A.C. y D.C. ...	36
Figura 1.23 Medidores ION 7350 y panel de alarma en la S.E. Machala.....	37
Figura 1.24 Panel de control con los relés DPU2000R	38
Figura 1. 25 Relé de sobrecorriente marca G.E. en bajo voltaje para T1	40
Figura 2.1 Comparación de curvas diaria de carga, alimentadora Unioro.....	45
Figura 2.2 Comparación de curvas diaria de carga, alimentadora M. Vargas ..	46
Figura 2.3 Comparación de curvas diaria de carga, alimentadora Condado....	48
Figura 2.4 Comparación de curvas diaria de carga, alimentadora Expreso 2 ..	49
Figura 2.5 Comparación de curvas diaria de carga, alimentadora Emproro	51
Figura 2.6 Cobertura del alimentador Unioro	56
Figura 2.7 Cobertura del alimentador Madero Vargas	57
Figura 2.8 Cobertura del alimentador Condado	58
Figura 2.9 Cobertura del alimentador Expreso 2.....	59
Figura 2.10 Cobertura del alimentador Emproro	60
Figura 2.11 Comparación de KW y KVAR entre alimentadoras en condición de máxima carga.....	62
Figura 2. 12 Comparación de KW y KVAR entre alimentadoras en condición de mínima carga.....	63

Figura 4.1 Gráfico de esquema de protecciones antiguo (SIN TPU 200R)	84
Figura 4.2 Esquema de protecciones con relé TPU 2000R	85
Figura 4.3 Característica de disparo de la unidad 87	98
Figura 5.1 Esquema coordinación de protecciones.....	113
Figura 5.2 Zonas de protección aplicadas a la subestación Machala.	114
Figura 5.3 Coordinación de Protecciones de la alimentadora Unioro.....	129
Figura 5.4 Coordinación de Protecciones de la alimentadora Madero Vargas.	130
Figura 5.5 Coordinación de Protecciones de la alimentadora Condado.....	131
Figura 5.6 Coordinación de Protecciones de la alimentadora Madero Vargas.	132
Figura 5.7 Coordinación de Protecciones de la alimentadora Expreso 2.	133

ANEXOS

Anexo 3. a	163
Anexo 3.b	164
Anexo 4. a	165
Anexo 4. b	168
Anexo 4. c	171
Figura 4a. 1 Resultados de la simulación de la falla de una línea a tierra en la barra de 69 KV con máxima carga.	165
Figura 4a. 2 Resultados de la simulación de la falla de línea a línea en la barra de 69 KV con máxima carga.	166
Figura 4a. 3 Resultados de la simulación de la falla trifásica en la barra de 69 KV con máxima carga.	166
Figura 4a. 4 Resultados de la simulación de la falla doble fase a tierra en la barra de 69 KV con máxima carga.	167
Figura 4b. 1 Resultados de la simulación de la falla de línea a tierra en la barra de 13,8 KV.....	168
Figura 4b. 2 Resultados de la simulación de la falla de línea a línea en la barra de 13,8 KV.....	169
Figura 4b. 3 Resultados de la simulación de la falla trifásica en la barra de 13,8 KV.	169
Figura 4b. 4 Resultados de la simulación de la falla de doble fase a tierra en la barra de 13,8 KV.	170

Figura 4c. 1 Resultados de la simulación de la falla de línea a tierra en la barra de 13,8 KV.....	171
Figura 4c. 2 Resultados de la simulación de la falla de línea a línea en la barra de 13,8 KV.....	172
Figura 4c. 3 Resultados de la simulación de la falla trifásica en la barra de 13,8 KV.	172
Figura 4c. 4 Resultados de la simulación de la falla de doble fase a tierra en la barra de 13,8 KV.	173

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Aisladores de 69 KV de la S.E. Machala	9
Tabla 1.2 Características de las cuchillas seccionadoras de línea 69 KV.....	11
Tabla 1.3 Características de los Pararrayos de líneas en la entrada y salidas de la SE Machala.	13
Tabla 1.4 Características de los interruptores instalados en el patio de 69 KV de la S.E. Machala	14
Tabla 1.5 Datos de placa de los VT's.....	15
Tabla 1.6 Características del transformador de potencia T1	17
Tabla 1.7 Características del transformador de potencia T2.....	19
Tabla 1.8 Pararrayos en el lado de baja tensión del T2	21
Tabla 1.9 Pararrayos en el lado de alta tensión del T2	21
Tabla 1.10 Placa característica del reconectador marca Cooper	23
Tabla 1.11 Controlador del reconectador Cooper	24
Tabla 1.12 Controlador del reconectador ABB	24
Tabla 1.13 Placa característica del reconectador marca ABB.....	25
Tabla 1.14 Placa característica del reconectador marca ENTEC.....	26
Tabla 1.15 Controlador del reconectador ENTEC	26
Tabla 1.16 Parámetros del interruptor 13,8 KV	27

Tabla 1.17 Características eléctricas de cuchillas seccionadoras.....	28
Tabla 1.18 Conductores utilizados a nivel de 13,8 KV	28
Tabla 1.19 Datos de los fusibles en las alimentadoras	29
Tabla 1.20 Aisladores de 13,8 KV	30
Tabla 1.21 Transformadores de corriente con su respectiva relación de corriente	32
Tabla 1.22 Características del transformador de servicios auxiliares ubicado en patio de maniobras de 13,8 KV	33
Tabla 1.23 Banco de Capacitores ubicados en la S.E. y en los alimentadores.	34
Tabla 1.24 Valores de placa del cargador de baterías	36
Tabla 1. 25 Descripción de relés electromecánicos de la S.E. Machala	39
Tabla 2.1 Transformador T1 marca Mitsubishi, relación 69/13,8 KV	52
Tabla 2.2 Transformador T2 marca Brush, relación 67/13,2 KV	52
Tabla 2.3 Calibre de conductores de los alimentadores.....	53
Tabla 2.4 Características técnicas de los conductores.	53
Tabla 2.5 Impedancia de secuencia positiva y cero, con un GMD=4,8 pies. ...	53
Tabla 2.6 Ampacidad de los conductores de las troncales y ramales de los alimentadores.....	54
Tabla 2.7 Información de longitud de las alimentadoras.	54
Tabla 2.8 Información de transformadores de distribución por alimentadora. ...	55
Tabla 2.9 Datos de máxima carga de las alimentadoras de la S.E. Machala...	61
Tabla 2.10 Datos de mínima carga	62
Tabla 2.11 Voltajes en barras para carga máxima	65

Tabla 2.12 Voltajes en barras para carga mínima.....	65
Tabla 2.13 Potencia entregada por el sistema para condición de máxima carga.	65
Tabla 2.14 Potencia entregada por el sistema para condición de mínima carga.	65
Tabla 2.15 Máxima carga en los transformadores T1 y T2.	66
Tabla 2.16 Mínima carga en los transformadores T1 y T2.	66
Tabla 2. 17 Ajuste del Tap en los transformadores T1 y T2.....	66
Tabla 3.1 Impedancias equivalentes en máxima generación.	72
Tabla 3.2 Impedancias equivalentes en mínima generación.....	73
Tabla 3.3 MVA y corrientes de cortocircuito en máxima generación.	73
Tabla 3.4 Corrientes de cortocircuito para máxima generación.	75
Tabla 3.5 Corrientes de cortocircuito para mínima generación.	76
Tabla 3.6 Voltaje de cada fase en p.u. Generación máxima.	78
Tabla 3.7 Voltaje de cada fase en p.u. Generación mínima.	79
Tabla 4.1 Valores máximos de corriente de cortocircuito.	86
Tabla 4.2 Parámetros de la función 87T	90
Tabla 4.3 Relación de transformación de los CT's	93
Tabla 4. 4. Factor Multiplicación para compensación interna y externa.	94
Tabla 4.5 Ajustes del TAP para la protección diferencial del T1 y T2.	95
Tabla 4.6 Porcentajes de Restricción en los transformadores T1 y T2.	97
Tabla 4.7 Característica de ajuste protección 87H.....	99
Tabla 4.8 Resumen de ajustes para la protección diferencial.	101

Tabla 4.9 Parámetros de la función 51 P	101
Tabla 4.10 Valores para el tiempo de disparo y reposición de la curva extremadamente inversa.....	102
Tabla 4.11 Parámetros de la función 50 P	103
Tabla 4.12 Curvas de Sobrecorriente Temporizada. Funciones 51 P, 51 G y 46	104
Tabla 4.13 Ajuste del switch del relé 81, ABB	106
Tabla 4.14 Parámetros de la función de sobrecorriente de fase	109
Tabla 5.1 Esquema de alivio de carga por baja frecuencia diseñado según CENACE	124
Tabla 5.2 Ajustes de la protección 51 P, 50 P, 51 G, 46 del relé TPU 2000R.	134
Tabla 5. 3 Ajuste del relé SPAJ 140C	134
Tabla 5.4 Ajustes de la protección 87 del relé TPU 2000R	135

ABREVIATURAS

LETRAS MAYÚSCULAS

°C	Grados Centígrados
A	Amperios
A.C	Corriente alterna
A.T.	Alta Tensión
A.V.	Alto Voltaje
ACSR	Aluminium conductor steel reinforce (conductor de aluminio con alma de acero)
Amp	Amperios
AWG	American Wire Gauge (Calibre de Alambre Americano)
B.T.	Baja Tensión
B.V.	Bajo Voltaje
BIL	Basic Insulation Level (Nivel básico de aislamiento)
Cdla.	Ciudadela
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
CT's	Current Transformer (Transformador de corriente)
Cu	Cobre
D.C.	Corriente continua
E.I	Extremadamente Inversa
FM	Factor de Multiplicación
GCB	Gas Circuit Breaker (Interruptor con extensión de arco a gas)
GIS	Geographic Information System (Sistema de Información Geográfica)
GMR	Radio medio geométrico
H.V.	High Voltage (Alto voltaje)
HS	Lado de alta tensión

Hz	Hertz
I_{ccmax}	Corriente de cortocircuito máxima
I_{ccmin}	Corriente de cortocircuito mínima
I_{cont}	Corriente continua
I_{dnom}	Corriente nominal
IEC	INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (Comisión Electrotécnica Internacional)
I_{fmax}	Corriente de falla máxima
I_{fmax}'	Corriente de falla máxima referida
I_H	Corriente máxima de carga en el lado de alta tensión
I_{Hs}	Corriente máxima de carga secundaria en el lado de alta tensión
I_{Hr}	Corriente máxima de carga de restricción en el lado de alta tensión
I_l	Corriente máxima de carga en el lado de baja tensión
I_{ls}	Corriente máxima de carga secundaria en el lado de baja tensión
I_{lr}	Corriente máxima de carga de restricción en el lado de baja tensión
$I_{int.max}$	Corriente de interrupción máxima
I_{pt}	Corriente de puesta de trabajo
Inst	Instantánea
KA	Kiloamperios
KA_{pico}	Kiloamperios pico
KA_{sim}	Kiloamperios simétrico
Km	Kilómetro
Km^2	kilómetro cuadrado
KV	Kilovoltios
KVA	Kilovoltios amperios
KVAR	Kilovoltios amperios reactivos
L.V	Low Voltage (Bajo Voltaje)
L/T	Línea de Transmisión
LL	Falla de doble línea
LLT	Falla de doble línea a tierra

LS	Lado de baja tensión
LT	Falla de línea a tierra
M	Múltiplos de la corriente de arranque (I_{dnom} / I_{pt})
MCM	Mil circular mil. Área de una circunferencia cuyo diámetro es una milésima de pulgada
MCOV	Maximun Continuous Operating Voltage (Máximo voltaje continuo de operación)
MIDUVI	Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda
MVA	Mega voltios- Amperios
MW	Megavatios
OCB	Oil Circuit Breaker (Interrupor de Aceite)
ONAF	Oil Natural Air Forced (Transformador de enfriamiento con aire natural y aceite forzado)
ONAN	Oil Natural Air Natural (Transformador de enfriamiento natural con aire y aceite)
S.E.	Subestación Eléctrica
R0	Representa la resistencia de la secuencia cero en ohm/Km
RTC	Relación del Transformador de Corriente
SNI	Sistema Nacional Interconectado
S _{OA}	MVA en enfriamiento natural
T1	Transformador de potencia 1
T2	Transformador de potencia 2
T _H	Tap de corriente diferencial en el lado de alta tensión
T _I	Tap de corriente diferencial en el lado de baja tensión
TAP	Derivación (Punto de conexión a lo largo de un devanado que selecciona un tramo del devanado)
TCs	Transformador de Corriente
TD	Time Dial (Ajuste de tiempo)
Temp.	Temperatura
V	Voltaje
V _{nom}	Voltaje nominal

V_{ac}	Voltaje alterno
V_{dc}	Voltaje continuo
Volt	Voltaje
VT's	Voltage Transformer (Transformador de voltaje)
X0	Reactancia de la secuencia cero en ohm/Km
X1	Reactancia en ohm/km
Z0	Impedancia de la secuencia cero en ohm/Km
Z1	Impedancia en ohm/km

LETRAS MINÚSCULAS

m.s.n.m	metros sobre el nivel del mar
m ²	metros cuadrado
cm	centímetros
seg	segundos
kg	kilogramo
mm	milímetro
lb	libra
p.u.	por unidad

SIMBOLOGÍA

Y	Conexión Estrella
Δ	Conexión Delta
1 Φ	monofásico
3 Φ	trifásico
R Φ	Representa la Fase A
Y Φ	Representa la Fase B
B Φ	Representa la Fase C

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, el servicio de energía eléctrica es indispensable, por ello se debe de garantizar un servicio continuo y de excelente calidad, evitando así malestar en los abonados y grandes pérdidas económicas.

Tomando en cuenta las normas, reglamentos y conocimientos adquiridos, el presente trabajo se basa en un estudio de coordinación de las protecciones eléctricas aplicados a la subestación Machala con el uso de las herramientas computacionales Power World V.17 y CYMTCC 4.5, de manera que se espera aportar con una adecuada protección a los equipos y con un mejoramiento de la energía suministrada desde la subestación hacia las cinco alimentadoras de ésta.

La intención de este trabajo es recomendar el uso de equipos de protección con moderna tecnología y brindar una protección diferencial a los transformadores de potencia, sin embargo los resultados de ajustes de corriente y tiempo mostrados en la coordinación permite efectuar comparaciones y sugerencias a CNEL El Oro, que permitan una mejora en la protección actual.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

La S.E. de transmisión Machala propiedad de Transelectric ubicada en la Peaña es el único punto de entrega de energía eléctrica a la provincia de El Oro, la cual tiene 2 capacidades de potencia a diferentes niveles de voltaje. La primera con una capacidad de 2x100 MVA para el nivel de voltaje 138/69 KV, la cual está unida a la S.E. San Idelfonso con ello al SNI y la segunda con una capacidad de 1x167 MVA de 230/69 KV, para la interconexión con Perú (actualmente desconectado).

El sistema de subtransmisión de 69KV de la provincia de El Oro está formado por 21 subestaciones, de las cuales la empresa distribuidora de electricidad CNEL-El Oro tiene a su cargo 17 subestaciones de distribución, siendo solo una (Subestación La Avanzada) de seccionamiento y las restantes de reducción, más 4 subestaciones privadas (Paseo Shopping, Golden Valley,

Enerjubones e Incarpalm), lo que sumando da una capacidad instalada aproximada de 231,5 MVA.

La empresa CNEL-El Oro cuenta con 2 barras principales de 69 KV denominadas EMELORO 1 y EMELORO 2 conectadas a la subestación San Idelfonso y a la interconexión con Perú respectivamente. Dichas barras se encuentran interconectadas entre sí mediante un interruptor (acoplador de barras) normalmente cerrado.

Los suministros de energía para El Oro se dan desde el Sistema Nacional Interconectado SIN y por medio de la central de gas natural Machala Power (2x65 MW) a nivel de 138 KV, y desde el vecino país del sur por medio de la interconexión con Perú a través de una línea de 230 KV (desconectada).

1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA SUBESTACIÓN MACHALA

La subestación eléctrica Machala se encuentra localizada al Este del cantón Machala de la provincia de El Oro vía a la ferroviaria kilómetro $1\frac{1}{2}$ cerca de una casa residencial Las Palmas. La subestación está implementada en un terreno cuya área es aproximadamente de 0,725 hectáreas a una altitud de 7 m.s.n.m, cuyas coordenadas geográficas en grados decimales son: latitud Sur -3.26987 y longitud Oeste -79.93297.

La subestación Machala abastece energía eléctrica a las zonas del Este, Centro Norte y Oeste de la ciudad de Machala cubriendo una área

aproximada de 16 km². En la Figura 1.1 se presenta la correspondiente ubicación de la subestación.

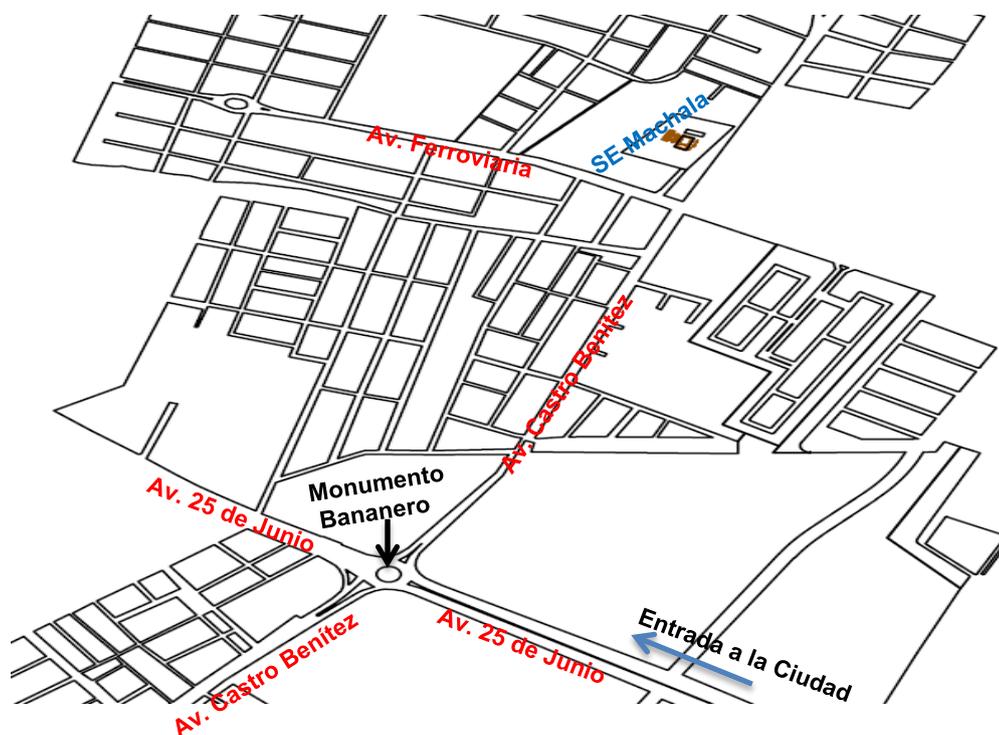


Figura 1.1 Ubicación geográfica de la Subestación Machala

1.2 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA MACHALA

La S.E. Machala abastece energía eléctrica a más de la mitad de su población, donde la mayor parte de su carga es del tipo residencial. Dicha energía viene desde la subestación El Cambio energizando a la barra de 69 KV en la S.E. Machala y con ello a sus circuitos. La configuración del barraje de la S.E. es del tipo barra simple y está enlazada mediante líneas de subtransmisión a nivel de 69 KV con las subestaciones El Cambio e Incarpalm a través de la barra 58, con la S.E. Machala Centro y con las

subestaciones Los Pinos y Paseo Shopping (Privada) por medio de barra 40.

[1] (Ver Anexo 1)

El terreno donde se encuentra ubicada la subestación es de forma plana rectangular rodeada con un cerramiento de concreto. Posee una superficie de 7249,56 m², la cual cuenta con un cuarto de control de 58,5 m², un cuarto de bodega, patio de maniobras y demás áreas útiles ubicadas alrededor del bloque central. El patio de maniobras está cubierto de piedra chispa.

La Figura 1.2 muestra de manera general la subestación Machala con sus equipos de fuerza y de protección, así como las respectivas estructuras de medio y bajo voltaje.



Figura 1.2 Subestación Eléctrica Machala.

La subestación cuenta con dos transformadores de potencia cuyos secundarios son conectados de manera independientes a diferentes circuitos. El primer transformador es de dos devanados con una capacidad de 10/12,5 MVA, mientras que el segundo transformador es de tres devanados con una capacidad de 10 MVA.

Con el incremento de la demanda en la zona y el empleo de las cocinas de inducción, la empresa CNEL-El Oro implementa la construcción de una nueva línea a 69 KV, cuyo recorrido es desde la subestación La Peaña a la subestación Machala y sale hacia las subestación El Cambio, Los Pinos y Machala Centro. Su función es de ayudar a mejorar y aliviar las capacidades de las líneas de subtransmisión a 69 KV. (La línea de subtransmisión La Peaña-EL Cambio quedará abierta, sin energización).

1.3 INFRAESTUCTURA Y CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS EQUIPOS

La subestación Machala cuenta con las tensiones nominales de media tensión a 69 KV y baja tensión a 13,8 KV. La subestación es alimentada mediante una línea trifásica de subtransmisión aérea proveniente desde la subestación El Cambio, con conductores tipo ACSR calibre 336,4 MCM 26/7 hilos, cuya longitud aproximada es de 4,79 kilómetros. A continuación se detallan los equipos utilizados en cada patio.

1.3.1 Patio de 69 KV

El patio de 69 KV posee cuatro bahías (T1, T2, L/T Los Pinos y L/T Machala Centro), y es donde se conecta la alimentación de media tensión proveniente desde la subestación El Cambio a través de estructuras, equipos y demás accesorios.

En la Figura 1.3 se observa tres bahías de líneas a 69 KV, donde la potencia de entrada llega al barraje principal, el cual se encuentra en el centro de la figura. Dicha potencia llega desde la subestación El Cambio y alimenta a las subestaciones Machala, Los Pinos y Machala Centro.



Figura 1.3 Patio de maniobras a 69 KV de la subestación Machala.

En éste patio de maniobra los circuitos de bahía de línea están formados por: un disyuntor de potencia, un juego de pararrayos, 4 juegos de cuchillas, denominadas cuchillas de: entrada, salida, bypass y de puesta a tierra. Además de un juego de transformadores de voltaje ubicados a la entrada de la línea de subtransmisión proveniente desde la subestación El Cambio.

1.3.1.1 Estructura

La estructura está formada por torres separadas entre sí 6,79 metros y unidas con bandejas horizontales cuya longitud total es de 21,4 metros. En la Figura 1.4 se aprecia la vista de planta de las estructuras de 69 KV con sus respectivas dimensiones.

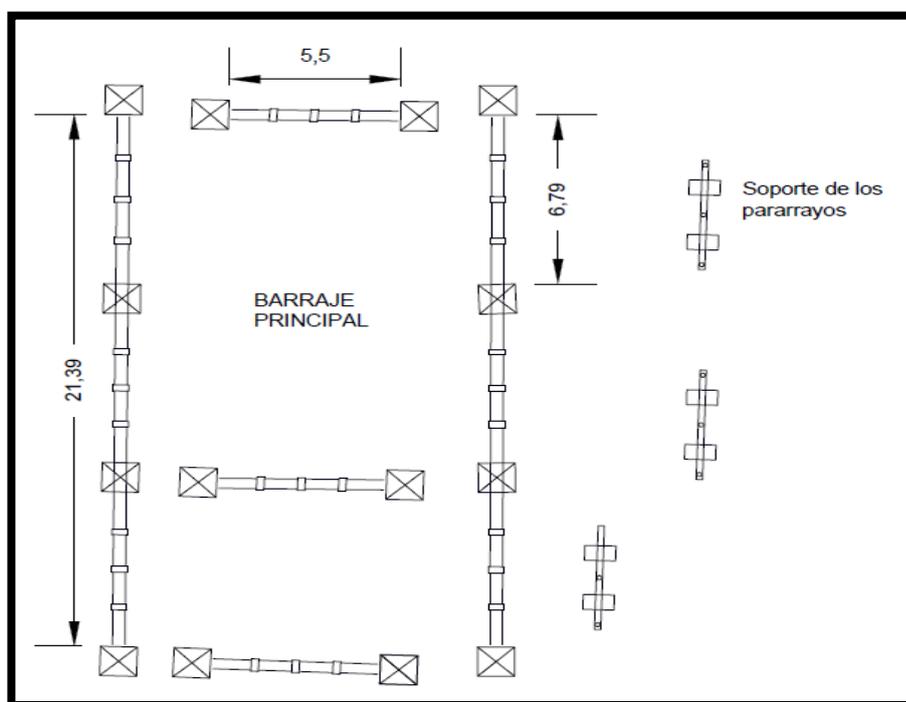


Figura 1.4 Vista de planta de la estructura de 69 KV de la S.E. Machala.

En la Figura 1.5 se muestra las estructuras metálicas en donde se sostienen los equipos a niveles de 69 KV como aisladores, seccionadores y pararrayos. Todos los soportes metálicos se apoyan sobre bases de hormigón armado, mediante pernos de acero empotrados.



Figura 1.5 Estructura de 69 KV de la subestación Machala.

1.3.1.2 Aisladores y HERRAJES

Los aisladores son los encargados de soportar los esfuerzos mecánicos de tracción del conductor y aislarlo eléctricamente de tierra y de otros conductores. Para asegurar el aislador con el conductor y con los soportes es utilizado el herraje.

Los aisladores son fabricados de porcelana, vidrio y algunos de polímeros. En nuestro medio los más utilizados son los de vidrio o porcelana, cuyos

discos son de 25,4 cm de diámetro y 14,6 cm de longitud. El número de aisladores por cada cadena puede variar dependiendo de su voltaje, su función y la zona de contaminación.

La subestación Machala cuenta con 39 cadenas de aisladores a nivel de 69 KV, donde cada cadena está formada por 6 aisladores. Su función primordial es de aislar eléctricamente al conductor de las estructuras metálicas. En la Tabla 1.1 se detalla los aisladores que se utilizan en el patio de 69 KV.

DESCRIPCIÓN	Número de Cadenas	Número de Aisladores
Aisladores tipo suspensión, para fase terminal	39	234
Aisladores tipo poste para estructura tangente	---	15

Tabla 1.1 Aisladores de 69 KV de la S.E. Machala

Cabe mencionar que la cadena de aisladores esta formada por: horquilla bola, aislador, rotula corta y grapa de suspension, tal como se muestra en la Figura 1.6.



Figura 1.6 Aisladores de 69 KV, Subestación Machala

1.3.1.3 Cuchillas seccionadoras tripolares de línea y cuchilla de puesta a tierra

Los seccionadores son dispositivos utilizados para conectar y desconectar una parte del sistema eléctrico de la subestación, es decir, cuando se realiza algún tipo de mantenimiento o maniobras de operación. La conexión o desconexión del tramo eléctrico se lo realiza cuando no se encuentra circulando corriente por esa sección, es decir sin carga, y es la principal diferencia con un interruptor de potencia.

La subestación Machala por cada circuito de línea cuenta con 3 cuchillas seccionadoras tripolares de marca Brush Power. Los seccionadores de entrada y seccionadores de salida sirven para conectar o desconectar la línea de alimentación a 69 KV, sus circuitos derivados o la alimentación a los transformadores. Además se tiene un juego de seccionadores de bypass que son útiles en caso de falla o mantenimiento del interruptor.

Finalmente se tiene las cuchillas de puesta a tierra para aislar los circuitos de línea e impedir cualquier accidente ya sea por maniobra u otra causa. Cabe mencionar que la cuchilla de puesta a tierra no está totalmente interbloqueada y no debe ser operada a menos que el circuito este desconectado en todos los puntos de alimentación.

En la Figura 1.7 se distingue los seccionadores de entrada, seccionadores de salida y los seccionadores de bypass. En la Tabla 1.2 se muestra los datos de placa de las cuchillas seccionadoras.

DATOS DE PLACA DE CUCHILLAS SECCIONADORAS	
Marca	Brush Power
Tipo	RD 100
Voltaje de Operación	69 KV
Corriente Nominal	800 Amp
Corriente de Cortocircuito	10 KA
Tiempo Corriente de Cortocircuito	3 seg
Sistema de Operación	Manual

Tabla 1.2 Características de las cuchillas seccionadoras de línea 69 KV.

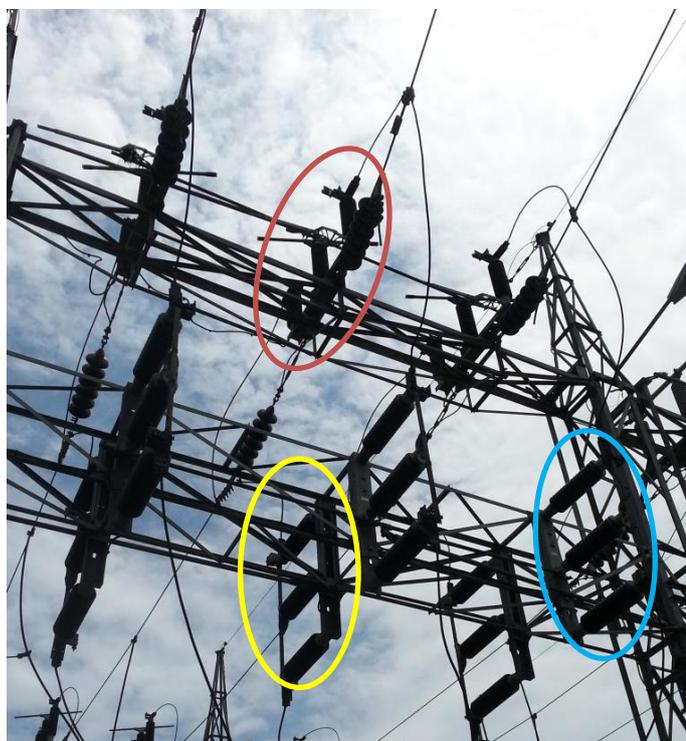


Figura 1.7 Seccionador tripolar de 69 KV, Subestación Machala

1.3.1.4 Pararrayos

Uno de los puntos más importantes en una subestación es la protección contra sobrevoltaje por descargas atmosféricas y por maniobras, para ello se emplean unos equipos denominados pararrayos. Los pararrayos se los coloca a la entrada y salida de cada línea que entra a la subestación, y cerca del equipo principal de la subestación a proteger, en este caso los transformadores de potencia.

Los pararrayos más utilizados en instalaciones de alto, medio y bajo voltaje en la actualidad son los de metal oxido, y éstos son los que se encuentran actualmente instalados en la subestación Machala, tal como se muestra en la Figura 1.8.



Figura 1.8 Pararrayo de 69 KV, Subestación Machala

La subestación Machala posee 3 juegos de pararrayos marca ABB, los cuales se encuentran a la entrada o salida de cada bahía de líneas montadas sobre una estructura metálica. En la Tabla 1.3 se muestra los datos de placa de los pararrayos.

DATOS DE PLACA DE LOS PARARRAYOS	
Marca	ABB (Asea)
Tipo	PEXLIM Q
Voltaje nominal	60 KV
Voltaje de operación continuo (MCOV)	48 KV
Corriente de descarga	10 KA _{pico}
Capacidad de cortocircuito	50 KA _{sim}
Ubicación Entrada y Salidas líneas S.E.	El Cambio-Machala Machala-Los Pinos Machala-Machala Centro

Tabla 1.3 Características de los Pararrayos de líneas en la entrada y salidas de la SE Machala.

Fuente [2] Datos y Fuentes tomadas del fabricante **ABB**

1.3.1.5 Interruptores de potencia en aceite (OCB)

El interruptor o disyuntor es uno de los dispositivos de mayor importancia de una subestación eléctrica, debido a que permite conectar o desconectar un circuito energizado, es decir con carga. Además el interruptor debe estar en capacidad de interrumpir las corrientes de falla en una forma segura.

La subestación posee 4 interruptores de 69 KV del tipo aceite marca G.E, los mismos que se encuentran descritos en la Tabla 1.4. En la Figura 1.7 se observa uno de los interruptores de 69 KV de la subestación.

INTERRUPTOR 69 KV	
Marca	G.E
Tipo	S.C
Forma	B7A
Serie	D1105946

Frecuencia	60 Hz
Voltaje de Operación	67 KV
Corriente Nominal	800 Amp
BIL	350 KV
Corriente de interrupción nominal	20 kA
Tiempo de Interrupción	5 ciclos
Bobina para abrir	125 Vdc
Bobina para cerrar	150 Vdc

Tabla 1.4 Características de los interruptores instalados en el patio de 69 KV de la S.E. Machala



Figura 1.7 Interruptor de 69 KV de la subestación Machala.

1.3.1.6 Transformadores de Voltaje (VT's)

Los transformadores de voltaje cumplen la función de reducir el voltaje a un nivel seguro, es decir, a 120 o 110 voltios de línea a línea en su secundario, y

así proveer una señal a los circuitos de medida y protección. La subestación Machala emplea VT's cuyas características se muestran en la Tabla 1.5.

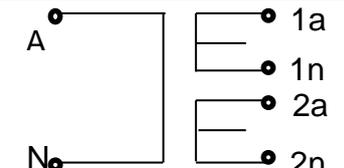
Marca		ASEA		
Tipo		EMFC72		
BIL		140-350 KV		
	1a	A - N	1a - 1n	2a - 2n
	1n	$67000/\sqrt{3}$	$110/\sqrt{3}$	110
	2a	Carga	300	100
	2n	Clase	1/3P	1

Tabla 1.5 Datos de placa de los VT's

En la S.E. Machala existe un juego de 3 transformadores de voltaje ubicados en cada una de las fases de la línea de subtransmisión El Cambio-Machala. Además se tiene un transformador de voltaje por cada bahía de transformador de potencia, los cuales se encuentran ubicados entre el disyuntor de 69 KV y el respectivo transformador de potencia. En la Figura 1.9 se muestra el transformador de voltaje de la S.E. Machala.



Figura 1.9 Transformador de voltaje para 69 KV

1.3.2 Transformador de Potencia

La Subestación Machala, es una subestación reductora, por lo que es necesario utilizar un transformador de potencia que realiza la transformación de 69 KV a 13,8 KV y así poder suministrar la energía necesaria a las alimentadoras de la subestación.

Se dispone de un transformador de potencia marca Mitsubishi (Figura 1.10) de procedencia japonés, con capacidad 10/12,5 MVA de dos devanados con una conexión delta – estrella sólidamente aterrizado. El transformador de potencia tiene la posición de su TAP en 4 y su secundario alimenta a una barra de donde salen 4 alimentadoras primarias de distribución denominadas Madero Vargas, Unioro, Condado y Emproro. Cabe mencionar que en el transformador T1 está incorporado un disyuntor a gas (GCB) marca Mitsubishi, el mismo que no está energizado. En la Tabla 1.6 se muestran los respectivos datos de placa del transformador de la Bahía 1.

Se dispone de otro transformador de potencia marca Brush (Figura 1.11) de procedencia inglesa, con capacidad 10 MVA de tres devanados con relación de voltaje 67/4,67/13,2 KV, conexión estrella, estrella, delta. El transformador de potencia tiene la posición de su cambiador de tomas en 4 y su secundario brinda energía eléctrica a una sola alimentadora de distribución llamada Expreso 2. La Tabla 1.7 muestra los datos de placa del transformador de la Bahía 2.

DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR T1 MITSUBISHI			
N° Serie	8771710104		
Modelo	CRB		
Norma	ANSI C.57.12		
Frecuencia	60 [Hz]		
Fecha	Octubre 1987		
Número de Fases	Trifásico		
Altura de operación 3000 metros sobre el nivel del mar			
Impedancia a 12.5 MVA	7,63%		
BIL AT/BT	350 KV/110 KV		
Potencia			
ONAN	10 [MVA]		
ONAF	12.5 [MVA]		
A.T	69 KV 83,7/105 A		
B.T	13,8 KV 418/523 A		
Elevación de Temperatura			
Aceite	60 °C		
Devanados	65 °C		
Peso			
Núcleo y bobinas	10500 kg		
Tanque y accesorios	5500 kg		
Aceite	4700 kg		
Total	20700 kg		
Aceite	5200 litros		
Cambiador de tomas			
Alta tensión		Voltios [V]	Amperios [A]
Posición	Conexiones		ONAN / ONAF
1	13-14; 23-24; 33-34	72450	79,7 99,6
2	13-15; 23-25; 33-35	70730	81,6 102,0
3	12-15; 22-25; 32-35	69000	83,7 105,0
4	12-16; 22-26; 32-36	67280	85,7 107,0
5	11-16; 21-26; 31-36	65550	88,1 110,0
Posición actual del TAP		4	

Tabla 1.6 Características del transformador de potencia T1



Figura 1.10 Transformador de Potencia T1 Mitsubishi S.E. Machala

PARÁMETROS DEL TRANSFORMADOR T2 BRUSH	
N° Serie	66061/1
Frecuencia	60 [Hz]
Norma	BS 171-1978
Fecha	1982
Potencia	
ONAN	10 [MVA]
H.V	67 KV 86,2 A
L.V	13,2 KV 437,4 A
BIL	
H.V	350 KV
L.V	110 KV
Terciario	75 KV
Elevación de Temperatura	
Aceite	50 °C
Devanados	55 °C
Conexión	YNyn0

Número de Fases	3		
Peso			
Tanque y accesorios	11260 kg		
Aceite	7680 kg		
Total	27234 kg		
Aceite	8970 litros		
Impedancia Voltios H.V/L.V			
70350 V	7,38%		
67000 V	7,36%		
63650 V	7,58%		
Devanado Terciario (TERT)			
KVA	3500		
KV	4,67		
Amperios	432,7		
Impedancia	H.V/TERT	10,34%	
	L.V/TERT	2,93%	
Conexión	Yd 1		
Cambiador de tomas			
Alta tensión		Voltios [V]	Amperios [A]
Posición	Conexiones		ONAN
1	5-4	70350	79,7
2	4-6	68675	81,6
3	6-3	67000	83,7
4	3-7	65325	85,7
5	7-2	63650	88,1
Posición actual del TAP		4	

Tabla 1.7 Características del transformador de potencia T2



Figura 1.11 Transformador de Potencia T2 Brush S.E. Machala

1.3.2.1 Pararrayos para los transformadores de potencia

El transformador es el elemento de fuerza principal en una subestación y se lo protege contra sobrevoltaje. Para ello se utiliza los pararrayos y se los coloca sobre o a una distancia específica del transformador.

El transformador T1 solo posee pararrayos en el lado de alta tensión (no se tiene información de los datos de placa) y están cerca de sus terminales lo que permite una buena protección, mientras que el transformador T2 posee pararrayos tanto en el lado de alta y baja tensión. En la Tabla 1.8 y Tabla 1.9 se muestran los datos de placa de los pararrayos del transformador T2 en el lado de baja y alta tensión respectivamente

Fase	Marca	Tipo	# serie	Id nom kA	Vnom KV	MCOV KV	BIL KV
A	Mitsubishi	MALB-PCL	F251581	10	12	9	125
B	Mitsubishi	MALB-PCL	F251583	10	12	9	125
C	Mitsubishi	MALB-PCL	F251586	10	12	9	125

Tabla 1.8 Pararrayos en el lado de baja tensión del T2

DATOS DE PLACA DE LOS PARARRAYOS	
En las fases A, B y C	
Marca	ABB (Asea)
Tipo	PEXLIM Q
Voltaje nominal	60 KV
Voltaje de operación continuo (MCOV)	48 KV
Corriente de descarga	10 kA _{pico}
Capacidad de cortocircuito	50 kA _{sim}

Tabla 1.9 Pararrayos en el lado de alta tensión del T2

1.3.3 Patio de 13,8 KV

En este patio se ubica la estructura de baja tensión, a 13,8 KV. Las estructuras están formadas por torres, separadas entre sí 4,52 metros y unidas con bandejas horizontales cuya longitud total es de 18,35 metros. En la Figura 1.12 se aprecia la vista de planta de la estructura con sus respectivas dimensiones.

El patio tiene para 5 salidas de alimentadoras y se está implementando una salida de alimentadora adicional para suplir el incremento de demanda en la zona. Para la protección de las alimentadoras se dispone de reconectores

y para la transferencia de carga de una alimentadora a otra por motivos de mantenimiento u otra causa se dispone de seccionadores tripolares.

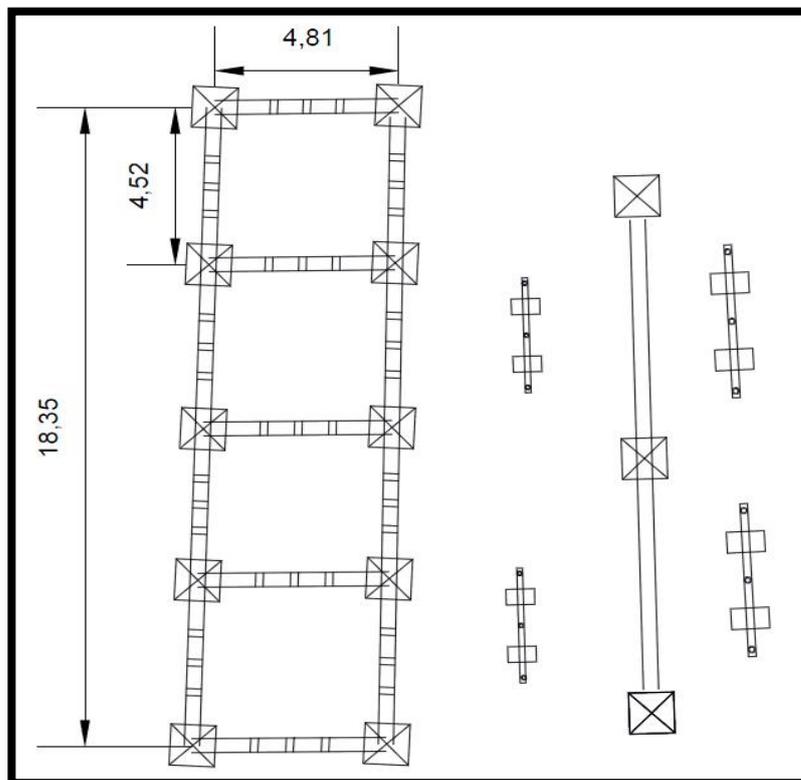


Figura 1.12 Vista de planta de la estructura de 13,8 KV

1.3.3.1 Reconectores en las alimentadoras

Los reconectores tienen la capacidad de detectar fallas y despejarlas durante un cierto tiempo, luego vuelven a reconectar la alimentadora y si la falla es permanente se la desconecta definitivamente, caso contrario, si la falla es temporal la alimentadora queda conectada en servicio continuo.

Las alimentadoras de la subestación Machala cuentan con reconectores de última tecnología capaces de realizar funciones de protección, monitoreo, control, comunicación, guardar los historiales de fallas, entre otras funciones.

El alimentador Expreso 2 es el único que no cuenta con un reconector, el cual para su protección se utiliza un interruptor de 13,8 KV. Los reconectores utilizados en las alimentadoras son de diferentes marcas, por ende sus características eléctricas son diferentes, las cuales se detallan a continuación.

1.3.3.1.1 Reconector Cooper

El reconector marca Cooper se lo utiliza para la protección en la alimentadora Unioro. Se utiliza transformadores de corriente en forma de dona, los cuales vienen instalados en los bushing de salida del reconector.

Las características del reconector (Figura 1.13) y de su respectivo controlador se muestran en las Tabla 1.10 y Tabla 1.11.

RECONECTOR COOPER								
Alimentadora	# Serie	Medio aislante	Tipo	KV max	BIL KV	Icont (A)	Iint.max (KA)	
Unioro	004596	Vacío	VWE	15.5	110	560	12	
	Closing Solenoid							
	Voltaje nominal				14,4 KV			
	Rango de operación				15 %			

Tabla 1.10 Placa característica del reconector marca Cooper

Alimentadora	Marca	Tipo	Serie
Unioro	Cooper	F5	000432

Tabla 1.11 Controlador del reconectador Cooper



Figura 1.13 Vista del reconectador Cooper con su respectivo controlador

1.3.3.1.2 Reconectador ABB

El reconectador marca ABB se lo utiliza para la protección en la alimentadora Madero Vargas e incluye 3 sensores de corriente con una relación de 600/1. Las características del reconectador y de su respectivo controlador (Figura 1.14) se presentan en la Tabla 1.12 y Tabla 1.13 respectivamente.

Alimentadora	Marca	Tipo	Serie
Madero Vargas	ABB	OVR	290439

Tabla 1.12 Controlador del reconectador ABB

RECONECTADOR ABB	
Alimentadora	Madero Vargas
# Serie	1VAL09D1890VR
Tipo	OVR
Medio aislante	Vacío
Voltaje máximo de operación	15 KV
Corriente nominal	630 A
Corriente de interrupción	12,5 kA
BIL	110 KV
Frecuencia	50/60 Hz

Tabla 1.13 Placa característica del reconectador marca ABB



Figura 1.14 Vista del reconectador ABB con su respectivo controlador

1.3.3.1.3 Reconectador ENTEC

El reconectador marca ENTEC (Figura 1.15) se lo utiliza para la protección en las alimentadoras El Condado y Emproro. Las características del reconectador y de su respectivo controlador se presentan a continuación en la Tabla 1.14 y Tabla 1.15 respectivamente.

RECONECTADOR ENTEC		
Alimentadora	El Condado	Emproro
# Serie	PR113090813	PR113090836
Tipo	EPR-1	EPR-1
Medio aislante	Vacío	Vacío
Voltaje máximo de operación	15,5 KV	15,5 KV
Corriente nominal	630 A	630 A
Corriente de interrupción	16 kA	16 kA
Relación de corriente	1000/1	1000/1
BIL	110 KV	110 KV

Tabla 1.14 Placa característica del reanectador marca ENTEC

Alimentadora	Marca	Tipo	Serie
Condado	ENTEC	ETR-300R	PR113080813
Emproro			PR113080836

Tabla 1.15 Controlador del reanectador ENTEC



Figura 1.15 Vista del reanectador ENTEC con su respectivo controlador

1.3.3.2 Interruptores de gran volumen de aceite 13,8 KV.

En el patio de baja tensión se tiene 3 interruptores de 13,8 KV, los cuales dos de ellos son utilizados para proteger a los transformadores T1 y T2 en el lado de baja. El restante disyuntor se lo utiliza para proteger al circuito de la alimentadora Expreso 2.

La función de estos disyuntores al igual que los de alta tensión, es la de energizar y desenergizar un circuito bajo carga. La Tabla 1.16 presenta las características eléctricas de los disyuntores.

INTERRUPTOR 13,8 KV		
Ubicación	Transformador T2 / alimentador Expreso 2	Transformador T1
Marca	G.E.	
OCB Serial #	115675 / 145674	115677
Frecuencia	60 Hz	
Voltaje de Operación	13,2 KV	
Corriente Nominal	800 Amp	
BIL	110 KV	
Corriente de interrupción nominal	20 kA	
Tiempo de Interrupción	3 ciclos	
Fuentes auxiliares	125 Vdc - 127Vac - 220Vac	

Tabla 1.16 Parámetros del interruptor 13,8 KV

1.3.3.3 Cuchillas seccionadoras de los alimentadores

En el patio de 13,8 KV de la S.E. por cada alimentador se utilizan 2 juegos de cuchillas ya sean estas tripolares o mono-polares sin contactos auxiliares

denominadas cuchillas de entrada y cuchillas de salida. Al igual que las cuchillas de alta tensión, las cuchillas de baja tensión tienen la función de abrir un circuito sin carga para efectuar maniobras en caso de mantenimiento. En la Tabla 1.17 se muestra los datos de placa de las cuchillas seccionadoras.

DATOS DE PLACA DE CUCHILLAS SECCIONADORAS	
Marca	Brush Power
Tipo	RD 100
Voltaje de Operación	15 KV
Corriente Nominal	600 Amp
Corriente de Cortocircuito	10 kA
Tiempo Corriente de Cortocircuito	3 seg
BIL	110 KV
Sistema de Operación	Manual

Tabla 1.17 Características eléctricas de cuchillas seccionadoras

1.3.3.4 Conductores

Los conductores utilizados en el patio de 13,8 KV para el barraje y la troncal de las alimentadoras se detalla en la Tabla 1.18. Cabe recalcar que el conductor neutro es de 2 tamaños menores que el de fase.

Alimentador	Fase	Neutro
Unioro	TRONCAL: ACSR 4/0 AWG RAMALES: ACSR 3/0, 2/0 y 2 AWG	ACSR 1/0 AWG
Madero Vargas		
El Condado		
Expreso 2		
Emproro	ACSR 266,8 MCM RAMALES: ACSR 4/0, 2/0 y 2 AWG	ACSR 4/0 AWG

Tabla 1.18 Conductores utilizados a nivel de 13,8 KV

1.3.3.5 Fusibles

Los fusibles cumplen la función de interrumpir un circuito cuando se presenta una sobrecorriente y se diferencia de otros elementos de protección por su bajo costo.

Estos fusibles son utilizados en cada una de las alimentadoras y cumplen la función como seccionadores bypass, es decir, ante un mantenimiento del reconector o interruptor se mantiene la continuidad del servicio por medio de estos fusibles aumentando con ello la confiabilidad del circuito.

Existen dos tipos de fusibles (Figura 1.16) utilizados en el patio de 13,8 KV, los cuales se presentan en la Tabla 1.19.

Marca	Tipo fusible	KV		Amperios	
		Nominal	Máximo	Nominal	Interrupción
S&C	XS	14.4	15	200	12000
S&C	SMD-1A	34,5	38	200	17500

Tabla 1.19 Datos de los fusibles en las alimentadoras



Figura 1.16 Fusibles del tipo XS y SMD-1A.

Fuente [3] Datos y Fotos tomadas del fabricante **S&C Electric Company**

1.3.3.6 Aisladores

El patio de 13,8 KV cuenta con 46 cadenas de aisladores a ese nivel de voltaje, donde cada cadena está formada por 2 aisladores. Su función primordial es de aislar eléctricamente el conductor de las estructuras metálicas. En la Tabla 1.20 se detalla los aisladores que se utilizan.

DESCRIPCIÓN	Número de Cadenas	Número de Aisladores
Aisladores tipo suspensión	46	92
Aisladores tipo pin	---	10

Tabla 1.20 Aisladores de 13,8 KV

1.3.3.7 Transformadores de Voltaje (VT's)

Al igual que los transformadores de voltaje de alta tensión, éstos cumplen la misma función de reducir el voltaje a un nivel seguro y proveer una señal a los circuitos de medida y protección.

En el patio de 13,8 KV específicamente a la salida de los alimentadores Unioro y Madero Vargas se tiene VT's marca Westinghouse de relación 70:1, donde sus demás características eléctricas no pueden ser apreciadas en su placa de datos. En la Figura 1.17 se muestra el VT utilizado en las alimentadoras.



Figura 1.17 Transformador de voltaje marca Westinghouse, relación 70:1

1.3.3.8 Transformadores de Corriente (CT's)

Los transformadores de corriente tienen la capacidad de reducir la corriente que fluye por su lado primario a niveles estándares de 5[A] o 1[A] en su lado secundario. Estos niveles estándares de corriente nos sirve para proveer una señal de control y protección a los diferentes instrumentos y equipos.

Los CT's tienen su curva característica y por ello se debe verificar que trabajen en su zona lineal, por el motivo de que si éstos se encuentran en la zona de saturación envían una señal errónea a los equipos de control y protección.

En el patio de 13,8 KV no se puede apreciar a simple vista los CT's ya que estos vienen incorporados dentro de sus respectivos reconectores, excepto los CT's del reconector marca Cooper que están ubicados

alrededor de los bushing como se muestra en la Figura 1.18. La Tabla 1.21 muestra la relación de corriente de los CT's conectados en cada uno de los alimentadores.



Figura 1.18 Transformadores de corriente del reconectador marca Cooper, alimentadora Unioro

Alimentadores	Relación CT
Unioro	500/1
Madero Vargas	600/1
Condado	600/1
Expreso 2	300/1
Emproro	1000/1

Tabla 1.21 Transformadores de corriente con su respectiva relación de corriente

1.3.3.9 Transformador de servicio auxiliares

Un transformador del tipo reductor instalado en el patio de maniobras de 13,8 KV para el uso de circuitos de baja tensión de corriente A.C.

Las características del transformador reductor se presentan en la Tabla 1.22.

PARÁMETROS DEL TRANSFORMADOR T1 BRUSH		FIGURA
N° Serie	0T24640	
Frecuencia	60 [Hz]	
Norma	BS 171-1978	
Fecha	1980	
Potencia		
ONAN	100 [KVA]	
H.V	13.2 KV 4.37 A	
L.V	231 V 250 A	
Conexión	Dy11	
Número de Fases	3	
Peso		
Núcleo y bobinas	255 kg	
Total	778 kg	
Aceite	275 litros	
Impedancia (normal tap)		
231 V	7,38%	
231 V (tap normal)		
Posición	Conexiones	
1	+5,0%	
2	+2,5%	
3	0%	
4	-2,5%	
5	-5,0%	



Tabla 1.22 Características del transformador de servicios auxiliares ubicado en patio de maniobras de 13,8 KV

1.3.3.10 Capacitores

Los capacitores tienen la función de inyectar potencia reactiva al sistema, y con ello reducir sus pérdidas e incrementar y mejorar el voltaje en el punto de conexión.

Dentro de la subestación Machala y en el recorrido de sus alimentadores se tiene instalados los bancos de capacitores mostrados en la Tabla 1.23. En la Figura 1.19 se muestra el banco de capacitores de la barra 13,8 KV.

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	CAP (KVAR)	UBICACIÓN	ESTADO
MACHALA	UNIORO	600	Dentro de subestación Machala	Operando
	EMPRORO	600	Dentro de la subestación Machala	Operando
	MADERO VARGAS	300	Marcel Laniado y Callejón Guayaquil	Operando
	BARRA 13,8 KV	1200	Subestación Barra 13,8(Switch y tablero de control)	Operando

Tabla 1.23 Banco de Capacitores ubicados en la S.E. y en los alimentadores.



Figura 1.19 Banco de Capacitores ubicados en la barra de 13,8 KV.

1.3.4 Cuarto de Control

En el cuarto de control de la subestación Machala se encuentran ubicados los equipos de comunicación, medición y protección tales como relés, medidores, entre otros.

1.3.4.1 Sala de baterías

1.3.4.1.1 Banco de baterías

El banco de baterías está formado por 60 baterías de 2 Vdc cada una, conectadas en serie, dando aproximadamente 120 voltios de corriente continua. En la Figura 1.20 se observa la disposición real del banco de baterías.



Figura 1.20 Banco de baterías

1.3.4.1.2 Cargador y fusible de protección

Se dispone de un cargador marca SENS, el cual es encargado de alimentar a 60 baterías de 2 Vdc. Para la protección del banco de baterías se dispone de fusibles de 40 A, tal y como se muestra en la Figura 1.21.

Cargador de baterías SENS						
Serie	Modelo	Entrada AC			Salida DC	
		Volt	Amp.	Hz	Volt	Amp.
345330	Q120025TL511A	120/208/240	47/27/24	60	120	25

Tabla 1.24 Valores de placa del cargador de baterías



Figura 1.21 Cargador y fusibles de protección del banco de baterías

1.3.4.2 Tablero

Se tiene un tablero metálico dividido en dos secciones, es decir, para equipos de corriente continua y de corriente alterna, tales como medidores y dispositivos de protección como breakers que se muestran en la Figura 1.22.



Figura 1.22 Panel con los dispositivos de medición y protección A.C. y D.C.

1.3.4.3 Medidores y sistema de alarma

En la subestación Machala se emplea un equipo de medición de energía ION 7350 por cada alimentadora y los parámetros que comúnmente se monitorean son: corriente de cada fase y su promedio, voltaje de cada fase y su promedio, potencia activa, reactiva y aparente, energía, frecuencia y factor de potencia, en un periodo de tiempo de cada 10 minutos.

Se tiene un panel de alarma audible-visual, la cual se activa por fallas eléctricas y mecánicas en los transformadores y por cada circuito del alimentador. En la Figura 1.23 se muestra la disposición real de los medidores de cuatro alimentadores y el sistema de alarma.



Figura 1.23 Medidores ION 7350 y panel de alarma en la S.E. Machala

1.3.4.4 Sistema de protecciones

1.3.4.4.1 Protección Diferencial

Los transformadores de potencia de la S.E. Machala actualmente no cuentan con una protección diferencial, pero están protegidos con relés de sobrecorriente (51). Anteriormente tenían dos unidades de relés TPU 2000R de marca ABB, los cuales están deshabilitados según por fallas de fábrica del equipo.

1.3.4.4.2 Protección de Sobrecorriente y de falla a tierra

Se utiliza dos relés DPU 2000R de marca ABB para la protección por sobrecorriente de fase y tierra para los circuitos de la líneas de subtransmisión que salen de la barra de 69 KV y se dirigen a la subestación Los Pinos y Machala Centro.



Figura 1.24 Panel de control con los relés DPU 2000R

En la Figura 1.24 es posible observar el panel de control con los relés DPU2000R, en cuya parte superior se encuentra el relé para Los Pinos y en la parte inferior el relé para Machala Centro.

Actualmente en la S.E. existen relés electromecánicos de marca General Electric para la protección por sobrecorriente y de falla a tierra aplicados a los transformadores de potencia y al circuito del alimentador Expreso 2, cuyos valores de TAP's de los relés se muestran en la Tabla 1. 25.

Transformador T1 Y T2				
Tipo de protección	Modelo	# Serie T1/T2	TAP	TD
Falla a tierra restringida A.V.	CAG 14AF34A	007582L/077345K	0.4	-----
Falla a tierra alternativa A.V.	CDG 16AF8A6	007589L	0.4	1.5
Sobrecorriente B.V.	CDG 36EF5A6	077210K/077216K	1.25	0.8
Sobrecorriente A.V.	CDG 36EF5A6	077200K/077198K	1.75	1.5
Falla a tierra restringida B.V.	CAG 14AF34A	077347K/077317K	0.4	-----
Falla a tierra alternativa B.V.	CDG 16AF8A6	077252K/007591L	0.6	2.5
Alimentador Expreso 2				
Sobrecorriente R ϕ	CDD 46PF2242G6	077381K	1.0	0.3
Sobrecorriente Y ϕ	CDD 46PF2242G6	077380K	1.0	0.3
Sobrecorriente B ϕ	CDD 46PF2242G6	077384K	1.0	0.3
Falla a tierra	CDD 46PF2243H6	077378K	0.5	0.4

Tabla 1. 25 Descripción de relés electromecánicos de la S.E. Machala



Figura 1. 25 Relé de sobrecorriente marca G.E. en bajo voltaje para T1

Para la protección de los restantes alimentadores se utiliza reconectores de marca ABB, Cooper y Entec, tal como se explicó en secciones anteriores.

CAPÍTULO 2

ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA

2.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan los estudios de flujo de carga tanto para máxima y mínima carga. El flujo de carga en la S.E. Machala permite tener una visión de la situación actual del sistema de distribución, así como determinar las modificaciones que se deben realizar en la subestación a mediano o largo plazo debido al aumento de carga a través de los años en la ciudad de Machala.

La empresa CNEL-El Oro nos proporcionó la información de los históricos de demanda de cada una de las alimentadoras. Con la anterior información se obtiene la curva diaria de carga y con ello los valores máximos y mínimos de demanda en las alimentadoras, cuyos datos obtenidos son utilizados posteriormente en el flujo de carga.

Debido a que nuestro sistema de distribución no posee un gran número de barras, para el estudio de flujo de carga se utiliza la herramienta computacional Power World Versión 17 licencia estudiantil, la cual es capaz de trabajar hasta con 13 barras sin ningún tipo de problema. La información principal a obtener en el flujo de carga con este simulador es el voltaje en cada barra, las potencias real y reactiva así como los datos de cargabilidad de las líneas y de los transformadores de potencia.

2.2 CRITERIOS ADOPTADOS PARA EL ESTUDIO.

2.2.1 Flexibilidad Operacional

El sistema podrá funcionar por medio de un suministro de energía proveniente desde la Subestación El Cambio, alimentada mediante una línea trifásica de subtransmisión de 69 KV sin ninguna restricción.

2.2.2 Niveles de Confiabilidad

El sistema de la S.E. Machala se encuentra alimentado por una sola línea trifásica proveniente de la S.E. El Cambio, lo que implica que en el caso de salida de esta línea se pierde la continuidad de servicio. Lo anterior no es lo ideal para satisfacer un buen criterio de confiabilidad.

Por otra parte, a pesar de existir dos transformadores cada uno no abastece la carga total de las alimentadoras y no cumplen con las condiciones para conectarlos en paralelo, por lo que deben funcionar independientemente.

Lo recomendable sería de que cada transformador de potencia este en capacidad de alimentar toda la carga a través de una barra partida a nivel de 13,8 KV.

2.2.3 Niveles de sobrecarga.

No se aceptan sobrecargas en los cables del Sistema mayores a la cargabilidad establecida en las especificaciones técnicas.

Para el caso de los Transformadores Convencionales de Fuerza, la carga no debe exceder su capacidad ONAN u ONAF, es decir, para los transformadores de potencia de marca Mitsubishi y marca Brush no se debe exceder de los 10/12.5 MVA y 10 MVA de su capacidad respectivamente.

2.2.4 Regulación de Voltaje.

Los voltajes a nivel de barras del Sistema no deben exceder del 5% hacia arriba y 5% hacia abajo, ante cualquier contingencia operativa. En caso de que los niveles de voltaje excedan este límite se puede variar el TAP del transformador o colocar bancos de capacitores.

2.3 ANÁLISIS DE CASOS

Para el estudio de flujo de carga se consideran los siguientes casos:

CASO 1: Estudios de flujo de carga – caso base carga máxima.

CASO 2: Estudios de flujo de carga – caso base carga mínima.

En el Anexo 2 se observa el histórico de carga de las cinco alimentadoras a ser analizadas.

2.3.1 Análisis de la Carga de las Alimentadoras

La carga total que posee la subestación Machala se divide en sus 5 alimentadoras, siendo actualmente las alimentadoras Madero Vargas y Unioro las que cuentan con la mayor y menor carga respectivamente.

Posteriormente se presenta la curva diaria de carga (día Normal) de cada una de las alimentadoras tomando específicamente el día 13 de los meses Enero, Febrero y Marzo del presente año, adicionalmente con la curva de carga de un día Feriado (Carnaval), siendo éste el 03 de Marzo del 2014.

Alimentadora Unioro

En el Figura 2.1 se puede observar que la alimentadora Unioro su mayor incremento de carga se encuentra en horario nocturno entre las 19:30 hasta 21:50, es decir, su curva de carga es del tipo residencial. Además la curva de carga se asemeja a la de un día Feriado con la de un día Normal, esto se debe a que la alimentadora provee servicio eléctrico a una gran parte del sector residencial de bajo recurso económico.

Entre los sectores que brinda servicio eléctrico tenemos: Colegio Técnico El Oro; Barrio Rayito de Luz; Escuela José Ugarte; La Primavera; Cooperativa

Santa Isabel; Escuela Temístocles Arauz; Barrio Rosanelli; áreas deportivas; Planta Procesadora de Asfalto; casa Comunal; 2 Iglesias.

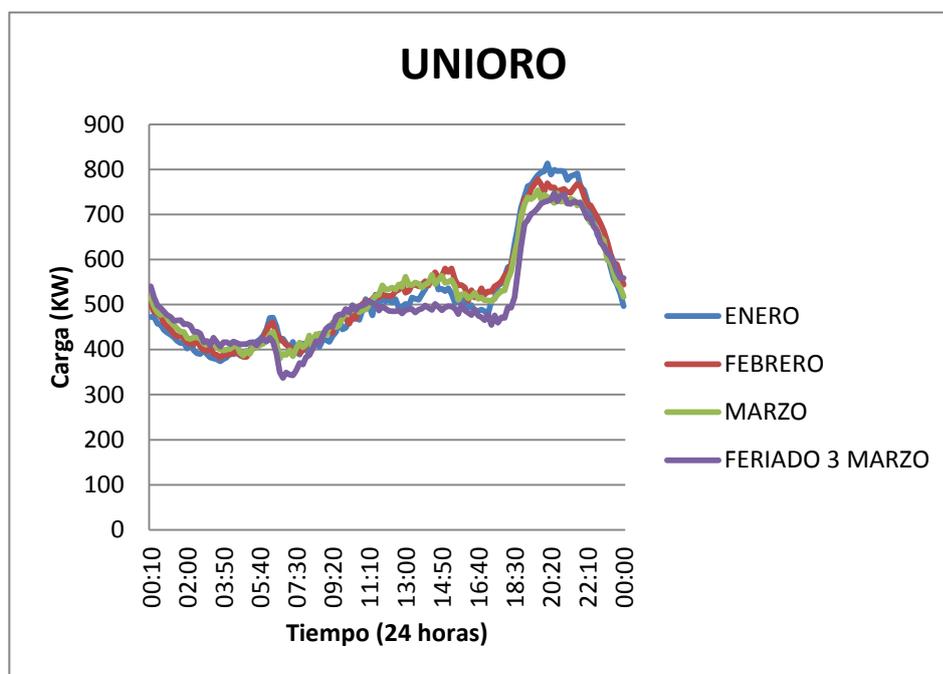


Figura 2.1 Comparación de curvas diaria de carga, alimentadora Unioro

Alimentadora Madero Vargas

La alimentadora Madero Vargas está encargada de suministrar la energía eléctrica a los siguientes sectores de la ciudad de Machala: Urdesa Este; Club Social 9 de octubre; Barrio La Ferroviaria; PLASTIORO; Barrio la Aurora; colegio Atahualpa; Club Banco del Pacífico; centro educativo hermano Miguel; Barrio La Lucha; Barrio Fernando Daquilema; universidad; 6 iglesias; subcentro de salud; 2 hoteles; 16 de octubre; Barrio Santa Elena; escuela Romero Murillo; parque; biblioteca; escuela Rosa Serrano; escuela

Martha Bucaram; lotz: Alborada I y II; colegio Jaime Enrique Coello; casa comunal; Barrio Manuela Cañizares; Barrio Cooperativa 10 de julio; barrio venceremos; barrio nueva rosita; guardería.

Se observa en el listado que la mayoría de carga es residencial, por lo que se espera que la conducta de la curva de carga sea creciente desde las 7:00 hasta las 21:00 aproximadamente y luego empiece a disminuir.

En la Figura 2.2, se realiza el estudio de la curva de carga, tomando en cuenta un día entre los meses de enero a marzo, adicionalmente se considera un día feriado correspondiente a carnaval.

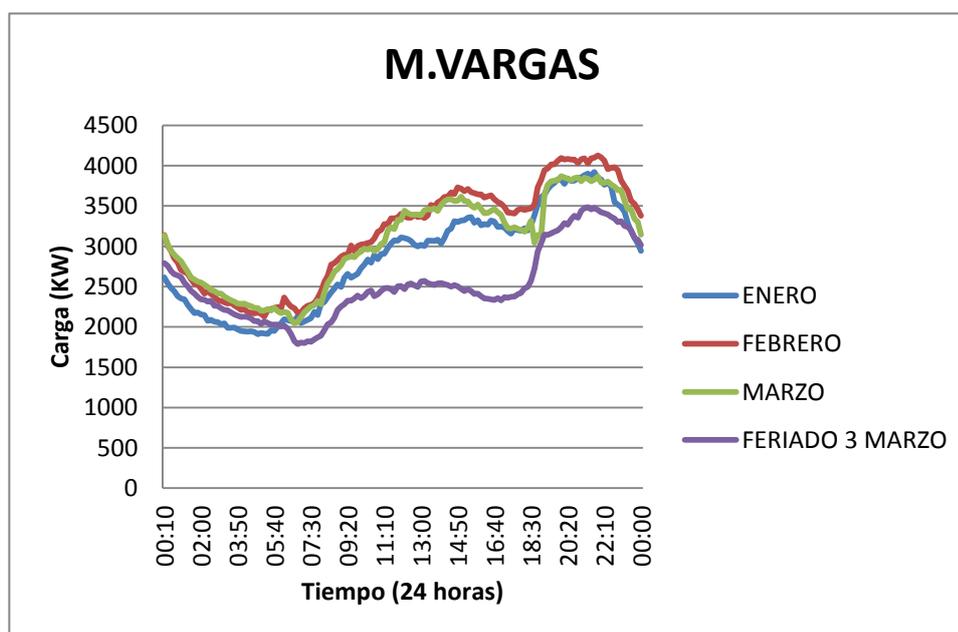


Figura 2.2 Comparación de curvas diaria de carga, alimentadora M. Vargas

Durante el día considerado en los tres meses, se observa que el comportamiento de la carga es similar, la demanda tiene un crecimiento

constante a partir de las 7:30 hasta aproximadamente las 15:00, esto debe de ser porque entre la carga se encuentran colegios y escuelas, pero nuevamente vuelve a crecer a partir de las 18:30 en donde los trabajadores se dirigen a sus hogares, manteniéndose constante la carga hasta las 22:00 aproximadamente, en donde comienza a reducir.

Se analiza también el día feriado de carnaval, donde la gráfica muestra un comportamiento similar al de los días normales, aunque con una reducción no tan grande de consumo, esto se debe a que los bancos y colegios durante feriado se encuentran cerrados, por lo que la carga se encuentra concentrada en los barrios de clase baja.

Alimentadora Condado

Éste alimentador suministra energía eléctrica a ciudadelas y centros comerciales de alto estatus social y sectores de clase media. El Figura 2.3 muestra que el incremento de carga empieza desde las 7:00 am hasta las 10:00 pm aproximándose a una curva del tipo residencial, donde su mayor pico ocurre entre las 20:00 - 22:00 horas.

Entre las cargas importantes se encuentran: Hotel Oro Verde; Urb. Chacra Monte; Urb. La Carolina; Urb. Unioro; Centro Comercial Unioro; Barrio 24 de Septiembre; Urbanor; Lot (lote) Buena Fe; Lotz (lotización) Los Laureles; Lotz. Bellos Horizontes I y II; siete de marzo; Barrio Villaflora; Los Algarrobos; Lotz. Miguel Ruiz; cinco áreas deportivas; ciudadela el Sol; Lotz. Hugo Ortiz;

Cdla. Mario Minuche; escuelas; parques; Lot. La primavera; Lotz. Santa Cecilia.

En la curva de carga del día Feriado existe un decremento en la carga debido a viajes de distracción a otras ciudades.

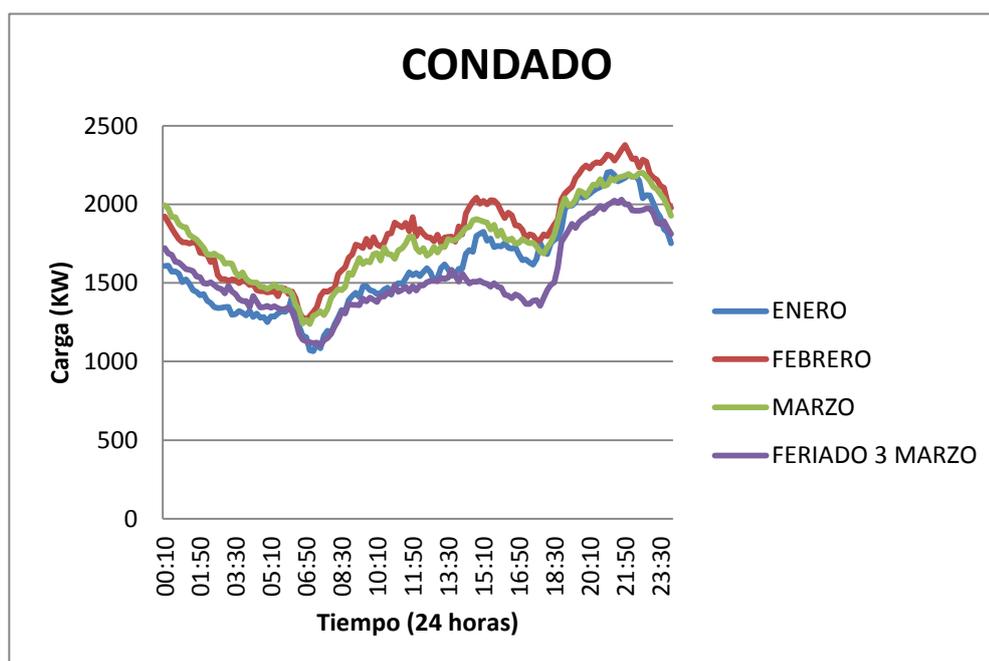


Figura 2.3 Comparación de curvas diaria de carga, alimentadora Condado

Alimentadora Expreso 2

La alimentadora Expreso 2, suministra la energía eléctrica al sector residencial, además de clínicas y hospitales. Entre los sectores residenciales de encuentran: Barrio Simón Bolívar; Barrio Lucha de los Pobres Organizados; Barrio Lucha de los Pobres sector este; Barrio Hipólito Álvarez; colegio UNE; Barrio Velasco Ibarra; Barrio La Lucha; Biblioteca La

Providencia; escuela La Providencia; Clínica Internacional; Clínica de Especialidades; Parque Colón; Bahía Harry Álvarez; Banco de Machala; Hospital Teófilo Dávila; Hospital de Solca; Cruz Roja; iglesia Nuestra Señora de Chilla; Cámara de Comercio; Clínica Metropolitana; Hotel San Francisco; Hotel Americano; Jardín Cecilia Mora; Cooperativa Guabo; Academia RENE; Barrio 3 de noviembre; IESS; Ministerio de Salud Pública Mabel Estupiñan.

Se observa en la Figura 2.4, que el comportamiento de la carga en el día normal incrementa rápidamente a partir de las 7:00 hasta las 11:00, con un pequeño pico a partir de las 15:00 y disminuye lentamente al paso de las horas. Esto se debe a los consumidores que son del tipo comercial y residencial, donde los bancos tienen su consumo en la mañana hasta las 17:00, hospitales y clínicas que ofrecen sus servicios las 24 horas del día.

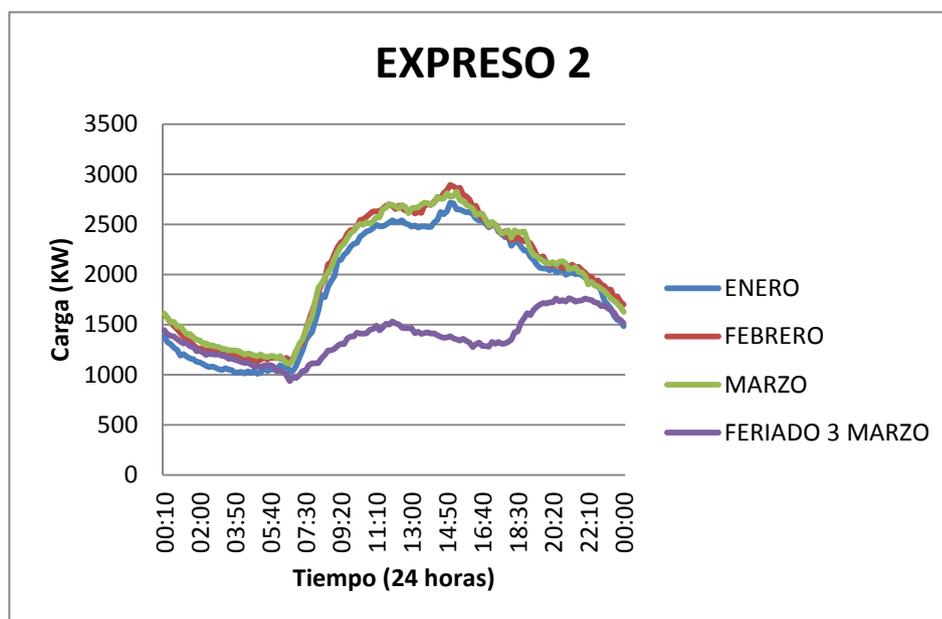


Figura 2.4 Comparación de curvas diaria de carga, alimentadora Expreso 2

El día de feriado se observa una gran disminución de consumo de energía, aproximadamente a la mitad, esto se debe a que en los bancos y colegios no hay asistencia y las personas de sectores residenciales salen de viaje, además los hospitales y clínicas en su mayoría atienden a sus pacientes, especialmente en el área de emergencia.

Alimentadora Emproro

El comportamiento de la curva de carga diaria de la alimentadora Emproro, que se muestra en el Figura 2.5, tiende a ser del tipo mixta, es decir, residencial y comercial, donde su incremento de carga ocurre entre las 6:30 am hasta las 8:30 pm, ocurriendo su mayor pico de demanda entre las 11:30 am a 2:30 pm.

Entre las cargas más significativas se encuentran la embotelladora INGAORO, la fábrica PALMAR y la Cdla. Las Brisas, además del Barrio Bellavista; Clínica de la Mujer; Club Rotario; Banco Ecuatoriano de la Vivienda; Iglesia Espíritu Santo; Escuela Héroes de Paquisha; Jardín Amada Augurto; MIDUVI; parques; convento Las Carmelitas; mini urbanización Quirola; Urb. Palma Real; Cdla. Las Crucitas; Nueva Pajonal; escuela 25 de Junio; escuela Eloy Alfaro; urbanización Los Rosales.

En la curva de carga del día Feriado existe una significativa reducción en la carga debido a viajes de distracción a otras ciudades de los sectores residenciales.

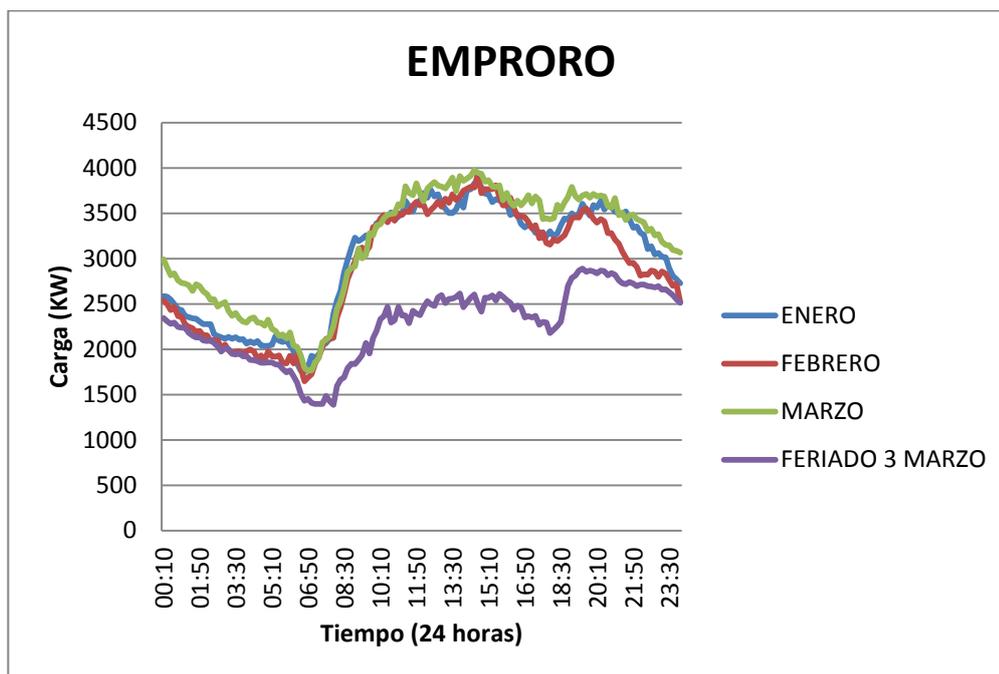


Figura 2.5 Comparación de curvas diaria de carga, alimentadora Emproro

2.4 DATOS DEL SISTEMA

En esta sección se presenta los datos relevantes de los equipos que son necesarios para realizar el flujo de carga correspondiente.

2.4.1 Datos de Transformadores de Fuerza

En resumen la Tabla 2.1 y Tabla 2.2 presentan las características más relevantes de los transformadores de fuerza que se encuentran actualmente instalados en la subestación Machala.

PARÁMETROS DEL T1	
Marca	Mitsubishi
Impedancia a 12.5 MVA	7,63%
BIL AT/BT	350 KV/110 KV

Potencia	
ONAN	10 [MVA]
ONAF	12,5 [MVA]
A.T.	69 KV 83,7/105 A
B.T.	13,8 KV 418/523 A
Cambiador de tomas	
TAP en A.T.	69 KV \pm 5%

Tabla 2.1 Transformador T1 marca Mitsubishi, relación 69/13,8 KV

PARÁMETROS DEL T2	
Potencia	
ONAN	10 [MVA]
H.V	67 KV 86,2 A
L.V	13,2 KV 437,4 A
BIL H.V/L.V/Terciario	350/110/75 KV
Impedancia Voltios H.V./L.V.	
70350 V	7,38%
67000 V	7,36%
63650 V	7,58%
Devanado Terciario (TERT)	
KVA	3500
KV	4,67
Amperios	432,7
Impedancia	H.V/TERT 10,34% L.V/TERT 2,93%
TAP en A.T.	69 KV \pm 5%

Tabla 2.2 Transformador T2 marca Brush, relación 67/13,2 KV

2.4.2 Datos de líneas y conductores

Los calibres de los conductores utilizados en las troncales de las alimentadoras con sus respectivos ramales se muestran en la Tabla 2.3, cuyas características técnicas [4] se presentan en la Tabla 2.4 y Tabla 2.5.

Alimentador	TRONCAL	RAMALES
Unioro	ACSR 4/0 AWG	ACSR: 3/0, 2/0 y 2 AWG
Madero Vargas		
Condado		
Expreso 2		
Emproro	ACSR 266.8 MCM	ACSR 4/0, 2/0 y 2 AWG

Tabla 2.3 Calibre de conductores de los alimentadores.

Tamaño fase	Hilos	Diámetro	GMR	Carga	Peso
		mm	mm	Rotura lb	lb/1000pies
2	6/1	8,026	1,402	2850	91,2
1	6/1	9,017	1,707	3550	115
1/0	6/1	10,109	2,164	4380	145
2/0	6/1	11,354	2,347	5300	183
3/0	6/1	12,751	2,743	6620	230
4/0	6/1	14,300	3,200	8350	291
266.8	18/1	15,469	6,005	6880	289

Tabla 2.4 Características técnicas de los conductores.

Secuencia Positiva				Secuencia Negativa				
Resistencia, ohm/Km				ohm/Km (T=50°C)		ohm/Km (T=50°C)		
D.C.	60 Hz			X1	Z1	R0	X0	Z0
20°C	25°C	50°C	75°C					
0,8314	0,8501	1,0105	1,1024	0,5235	1,1378	1,4156	1,7194	2,2271
0,6598	0,6755	0,8117	0,8868	0,5087	0,9814	1,2169	1,7046	2,0943
0,5226	0,5358	0,6470	0,7090	0,4907	0,8121	1,0522	1,6869	1,9880
0,4150	0,4268	0,5302	0,5774	0,4848	0,7183	0,9410	1,5528	1,8158
0,3291	0,3392	0,3963	0,4741	0,4730	0,6170	0,8072	1,5409	1,7397
0,2608	0,2697	0,3497	0,3796	0,4615	0,5789	0,7465	1,4645	1,6439
0,2113	0,2156	0,2372	0,2585	0,4139	0,4769	0,5786	1,3087	1,4307

Tabla 2.5 Impedancia de secuencia positiva y cero, con un GMD=4,8 pies.

Las corrientes máximas de diseño [4] de los conductores utilizados en las alimentadoras considerando o no la presencia del viento en la zona y con una temperatura del ambiente de 25°C o 40°C se presentan en la Tabla 2.6.

Fase	Conductor Temp=75°C				Conductor Temp=100°C	
	Ambiente=25°C		Ambiente=40°C		Ambiente=40°C	
	Sin Viento	Con Viento	Sin Viento	Con Viento	Sin Viento	Con Viento
2	114	184	86	151	128	197
1	133	211	100	173	149	227
1/0	156	243	117	199	174	261
2/0	180	277	135	227	203	300
3/0	208	315	156	258	226	329
4/0	243	363	182	296	274	394
266.8	303	449	227	366	342	487

Tabla 2.6 Ampacidad de los conductores de las troncales y ramales de los alimentadores.

Información adicional de las alimentadoras tales como: su recorrido, su respectiva longitud y el número de transformadores de distribución con su respectiva capacidad instalada monofásica y trifásica se presentan en la Tabla 2.7 y Tabla 2.8.

Alimentadora	Troncal (Km)	Total (Km)
Unioro	11,883	18,266
Madero Vargas	9,953	16,105
Condado	5,976	13,746
Expreso 2	6,466	9,189
Emproro	18,529	38,415

Tabla 2.7 Información de longitud de las alimentadoras.

A lo largo de las alimentadoras podemos encontrar instalados transformadores de distribución del tipo convencional y autoprotegido. Se tiene transformadores monofásicos cuyas capacidades están entre 10 y 75 KVA para carga del tipo residencial y bancos o transformadores trifásicos para el caso de las industrias.

Alimentadora	Cantidad de transformadores			Capacidad Instalada (KVA)		
	1Φ	3Φ	Total	1Φ	3Φ	Total
Unioro	57	1	58	1960	50	2010
Madero Vargas	150	31	181	5920	4375	10295
Condado	141	23	164	4550	3732,5	8282,5
Expreso 2	122	35	157	5597,5	3532,5	9130
Emproro	216	29	245	8545	6682,5	15227,5

Tabla 2.8 Información de transformadores de distribución por alimentadora.

Con la base de datos del GIS, CNEL-EI Oro, en los siguientes gráficos se presenta la aérea de cobertura del tramo aéreo y del tramo subterráneo de las alimentadoras.

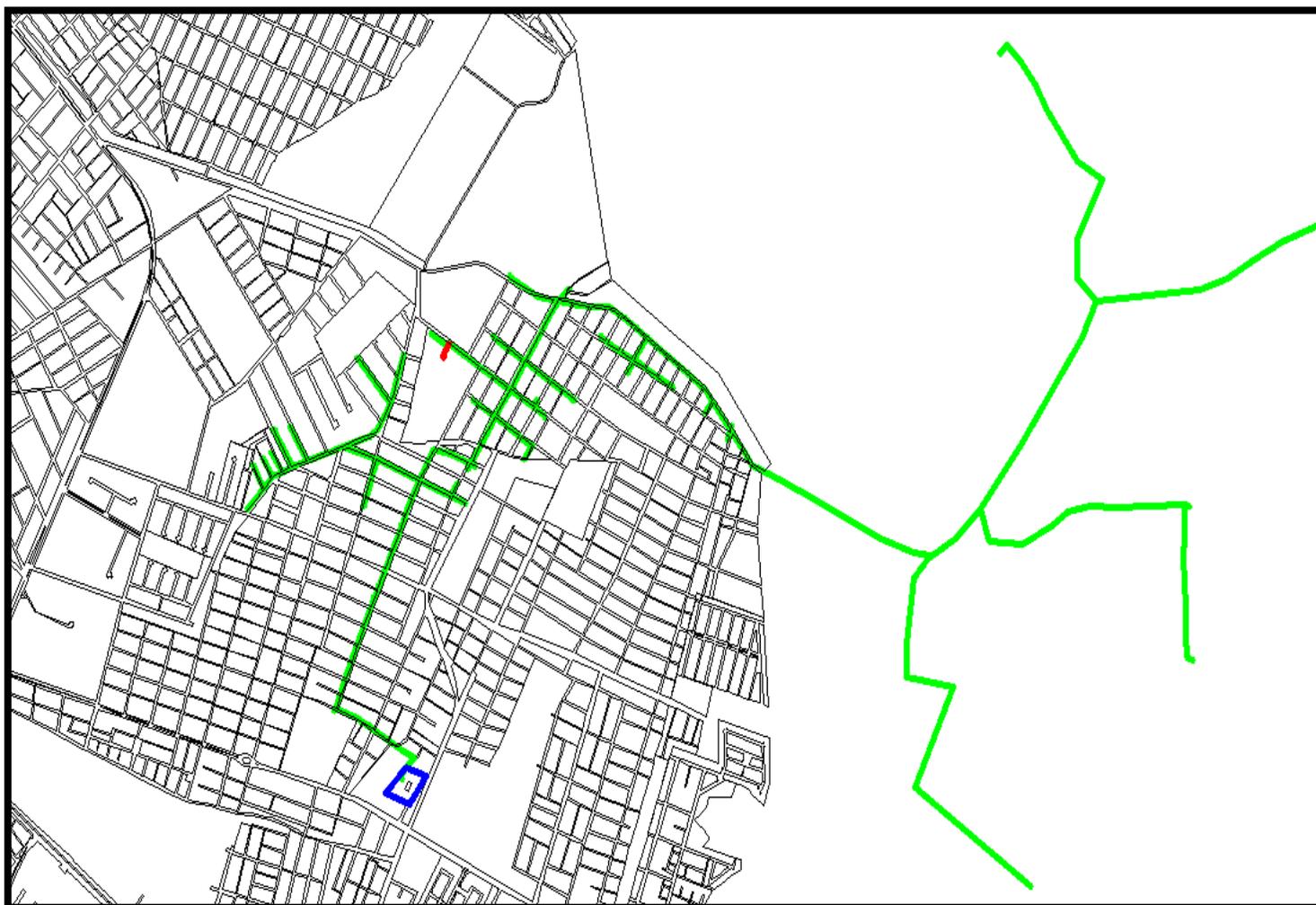


Figura 2.6 Cobertura del alimentador Uniuro



Figura 2.7 Cobertura del alimentador Madero Vargas

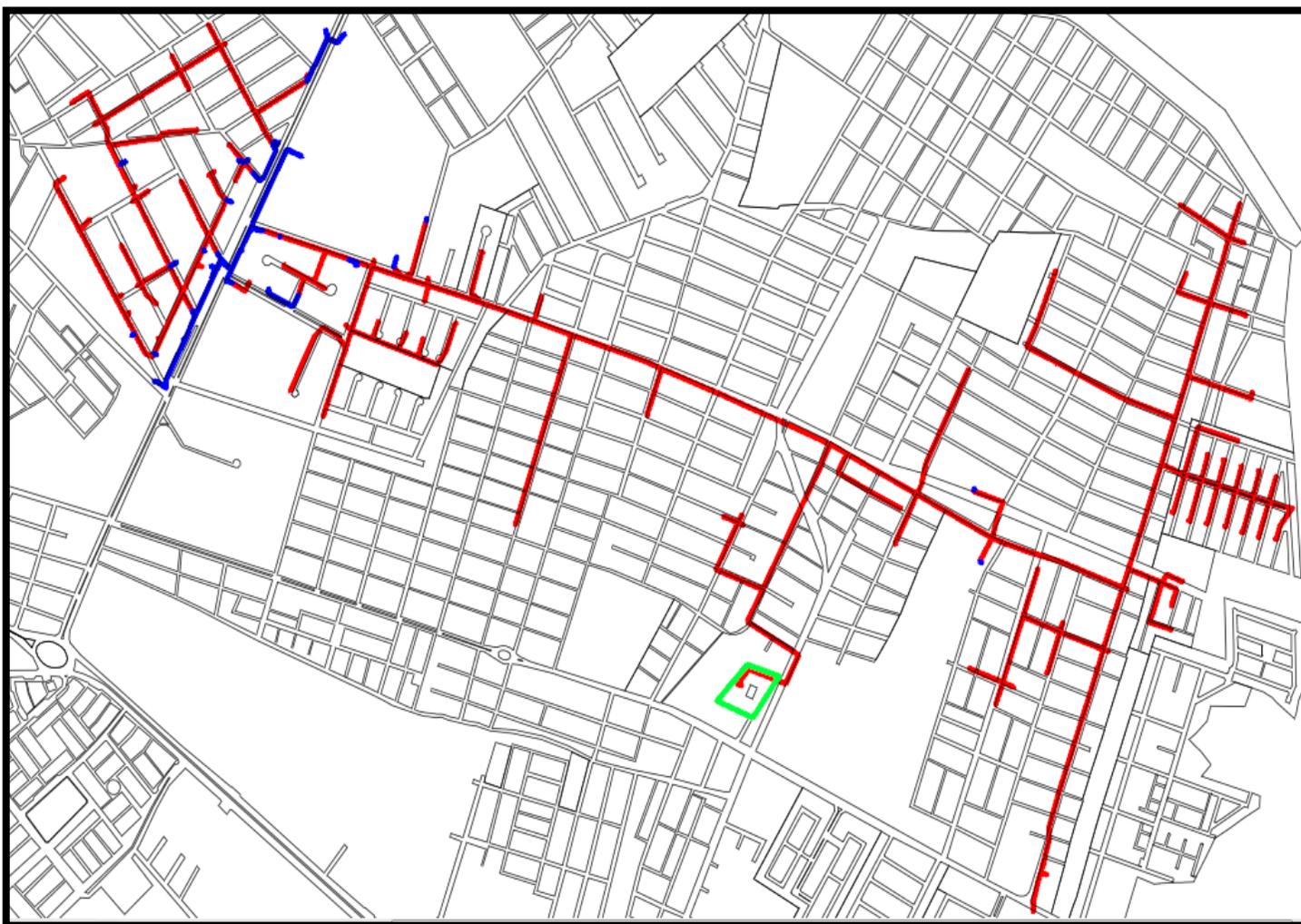


Figura 2.8 Cobertura del alimentador Condado

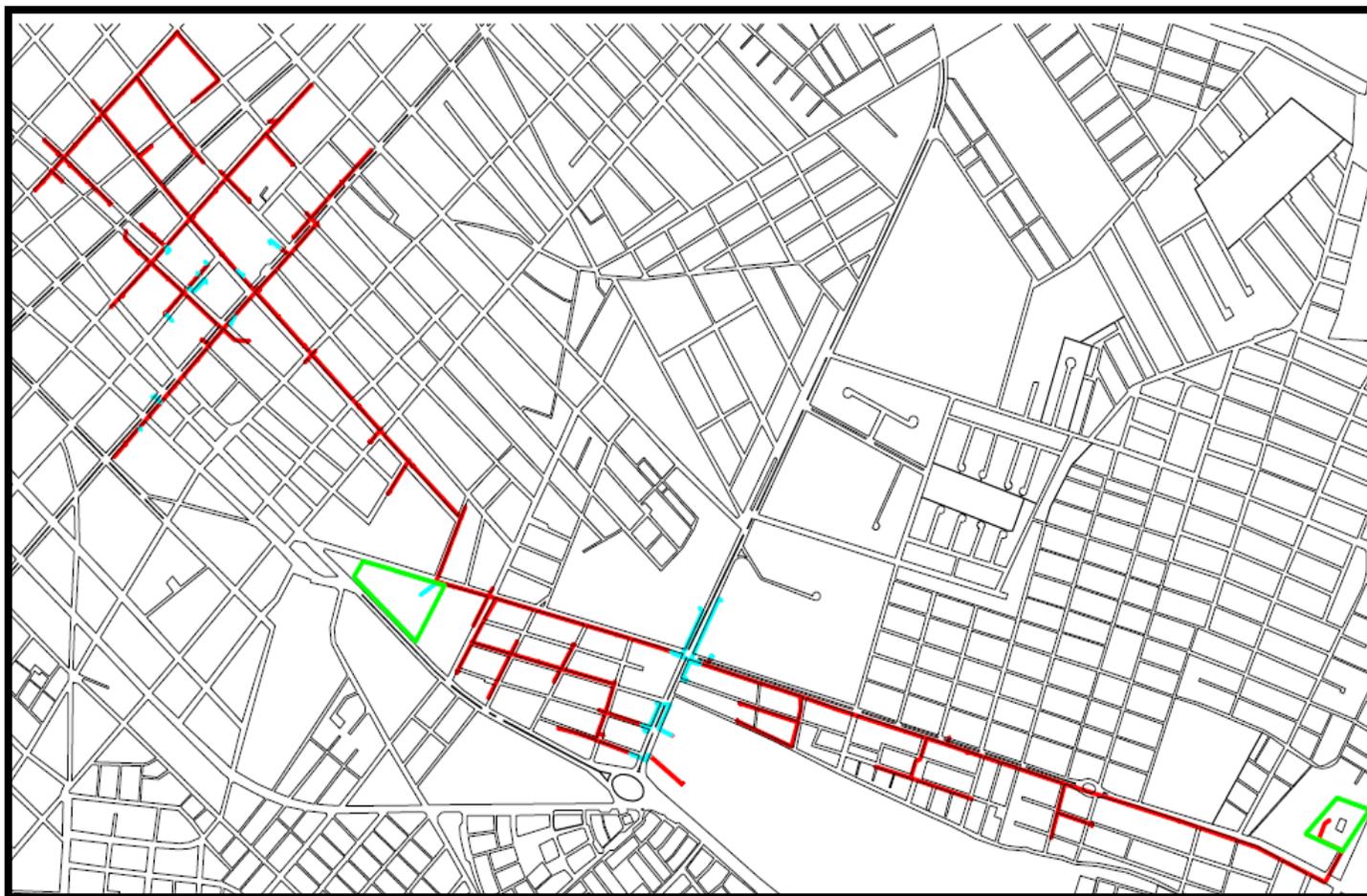


Figura 2.9 Cobertura del alimentador Expreso 2

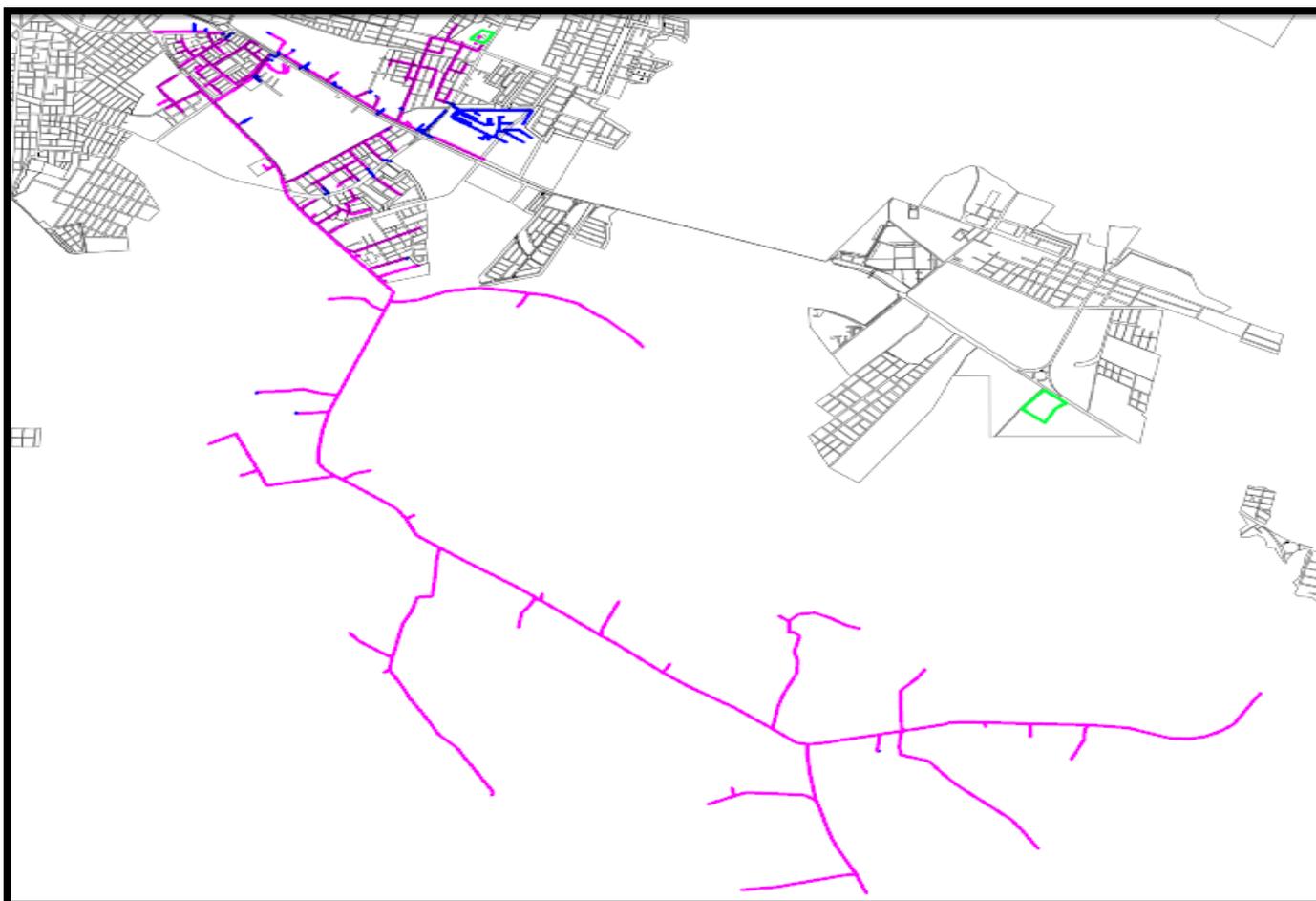


Figura 2.10 Cobertura del alimentador Emproro

2.4.3 Datos de barras de carga

La subestación Machala posee a la salida de cada una de sus alimentadoras registradores electrónicos, los cuales realizan mediciones de voltajes, corrientes, potencias, energía, factor de potencia y frecuencia de manera monofásica y trifásica en un periodo de tiempo de cada 10 minutos.

En base a unos datos históricos de carga proporcionados por la Empresa CNEL-El Oro del mes de marzo 2014, se procede a obtener los valores de máxima y mínima carga coincidente de cada alimentadora.

2.4.3.1 Máxima y Mínima Carga

Del histórico de carga se obtiene la demanda máxima y mínima coincidente del día 13 de Marzo en cada alimentadora, cuyos datos se muestran en la Tabla 2.9 y Tabla 2.10. Además en la Tabla 2.9 podemos observar el factor de potencia en condiciones de máxima carga, donde la alimentadora Expreso 2 según la regulación 004/02 del CONELEC posee un factor de potencia por debajo del límite permitido, el cual es de 0,92.

Alimentadora	Horas	Demanda Máxima			Factor de potencia
		MW	MVAR	MVA	
Unioro	19:30	0,740	0,321	0,807	0,921
Madero Vargas	19:30	3,806	0,771	3,883	0,980
Condado	19:30	2,031	0,613	2,121	0,957
Expreso 2	19:30	2,179	1,852	2,859	0,762
Emproro	19:30	3,697	0,538	3,736	0,989

Tabla 2.9 Datos de máxima carga de las alimentadoras de la S.E. Machala

Alimentadora	Horas	Demanda Mínima		
		MW	MVAR	MVA
Unioro	06:30	0,415	0,381	0,563
Madero Vargas	06:30	2,092	0,419	2,133
Condado	06:30	1,330	0,536	1,434
Expreso 2	06:30	1,117	1,173	1,620
Emproro	06:30	1,928	0,210	1,940

Tabla 2.10 Datos de mínima carga

Adicionalmente se presenta gráficos de barras para ilustrar y comparar datos entre las alimentadoras, donde en el Figura 2.11 se aprecia que las alimentadoras Madero Vargas y Emproro cuentan con la mayor demanda de potencia activa. En cambio se observa que la alimentadora Expreso 2 consume una gran cantidad de reactivos que es necesaria para el funcionamiento de motores y equipos utilizados en clínicas y hospitales.

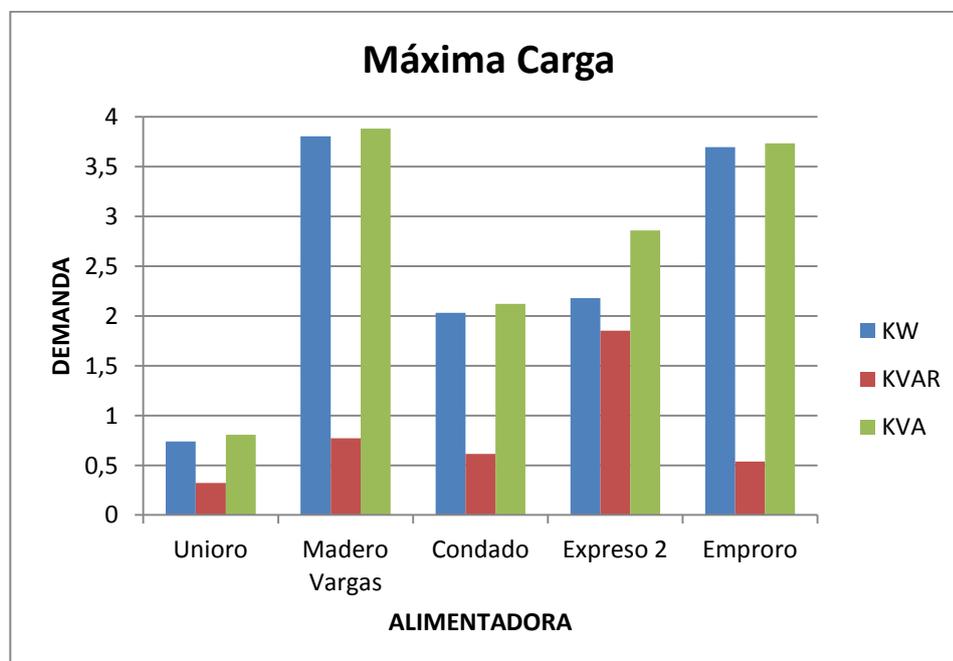


Figura 2.11 Comparación de KW y KVAR entre alimentadoras en condición de máxima carga.

De igual manera en el Figura 2. 12 se compara las potencias entre las alimentadoras pero en condición de mínima carga. En la alimentadora Expreso 2 se observa que existe un mayor consumo de reactivos que de activos y por ende un bajo factor de potencia, para ello es necesario corregirlo con un sistema de compensación.

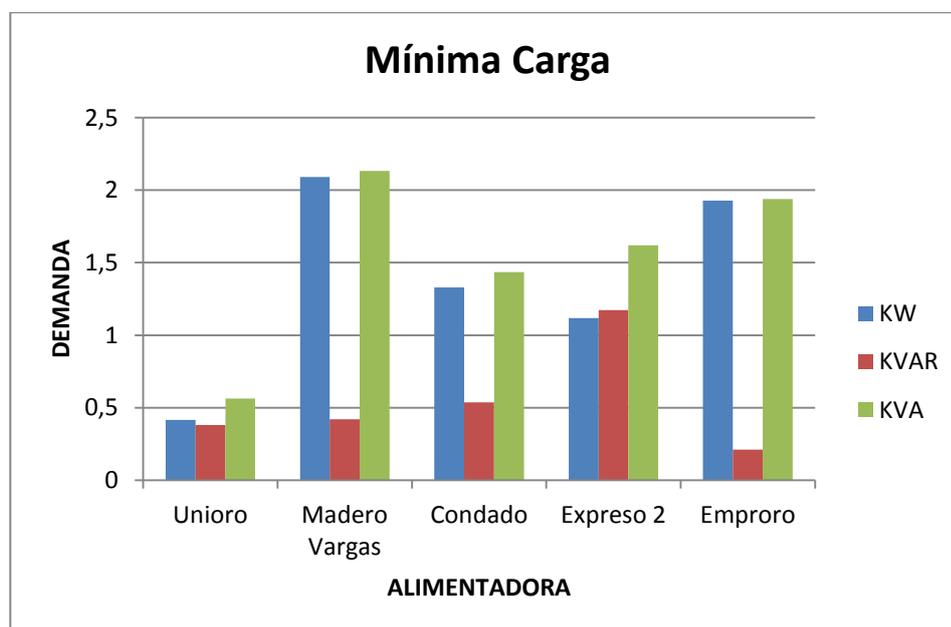


Figura 2. 12 Comparación de KW y KVAR entre alimentadoras en condición de mínima carga.

2.5 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA

Los resultados del Flujo de carga serán presentados en forma gráfica y tabulada por ser los métodos más concisos e informativos. El flujo del sistema puede ser rápidamente analizado con la presentación gráfica y relacionar la configuración del sistema, condiciones operativas y resultados.

El análisis del flujo de carga muestra lo siguiente:

- a) Voltaje en barras.
- b) Factor de Potencia. Requerimientos de potencia Reactiva.
- c) Carga sobre todos los conductores y transformadores. Verificar que la carga este dentro de la capacidad de transmisión para condiciones normales y contingencias operativas.
- d) Ajustes de TAPS de los Transformadores.

2.5.1 Casos bases

Con la ayuda de la herramienta computacional Power World se procede a realizar el flujo de carga para el caso de mínima y máxima carga, utilizando los datos obtenidos en secciones anteriores.

En el Anexo 3 se adjunta los resultados gráficos del Flujo de carga para máxima y mínima carga, que se resume a continuación:

2.5.1.1 Voltajes en barras

En las Tabla 2.11 y Tabla 2.12 se muestran los valores de voltaje en máxima y mínima carga en la barra de 69 KV y las de 13,8 KV.

Barra N°	Nombre	$V_{nominal}$ (KV)	$V_{p.u}$	Angulo de fase	V_{real} (KV)
1	Barra 69	69	1,0000	0°	69
2	Barra 13,8	13,8	0,9841	-3,651	13,58
3	Barra 13,8	13,8	0,9981	-0,808	13,77

Tabla 2.11 Voltajes en barras para carga máxima

Barra N°	Nombre	$V_{nominal}$ (KV)	$V_{p.u}$	Angulo de fase	V_{real} (KV)
1	Barra 69	69	1,0000	0°	69
2	Barra 13,8	13,8	0,9899	-2,036	13,66
3	Barra 13,8	13,8	1,0027	-0,413	13,84

Tabla 2.12 Voltajes en barras para carga mínima

2.5.1.2 Potencia del sistema

La potencia entregada por el sistema equivalente visto desde la barra de 69 KV aguas arriba, se presenta en la Tabla 2.13 y Tabla 2.14.

POTENCIA DEL SISTEMA	
Potencia Activa (KW)	12,46
Potencia Reactiva (KVAR)	4,84

Tabla 2.13 Potencia entregada por el sistema para condición de máxima carga.

POTENCIA DEL SISTEMA	
Potencia Activa (KW)	6,89
Potencia Reactiva (KVAR)	2,96

Tabla 2.14 Potencia entregada por el sistema para condición de mínima carga.

2.5.1.3 Carga de transformadores

Se considera a los transformadores de potencia ideales ya que no se tiene el dato de la relación X/R de T1 y T2, es decir, no se conoce su valor de resistencia.

En la Tabla 2.15 y Tabla 2.16 se muestra la máxima y mínima carga de los transformadores T1 y T2 respectivamente.

De	A	MW	MVAR	MVA	MVA Límite	% Límite	Perd. MW	Perd. MVAR	Corriente [A] baja
1	2	10,27	2,94	10,69	12,5	85,5	0,00	0,697	447,35
1	3	2,18	1,91	2,90	10,0	29,0	0,00	0,054	119,87

Tabla 2.15 Máxima carga en los transformadores T1 y T2.

De	A	MW	MVAR	MVA	MVA Límite	% Límite	Perd. MW	Perd. MVAR	Corriente [A] baja
1	2	5,77	1,77	6,03	12,5	48,3	0,00	0,222	252,42
1	3	1,12	1,19	1,63	10,0	16,3	0,00	0,016	67,39

Tabla 2.16 Mínima carga en los transformadores T1 y T2.

2.5.1.4 TAP de los transformadores de potencia

	Transformador	Posición	Tap en alta tensión
T1	Mitsubishi 69/13,8 KV 10/12,5 ONAN/ONAF	3	0%
T2	Brush 67/13,2 KV 10 ONAN	4	-2,5%

Tabla 2. 17 Ajuste del Tap en los transformadores T1 y T2

2.6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La subestación Machala es suministrada de energía eléctrica por medio de una sola línea trifásica de subtransmisión desde la Subestación El Cambio, lo cual indica un bajo nivel de confiabilidad, debido a que si sucede una falla en esta Subestación El Cambio, perjudicará directamente a la alimentación en la subestación, quedando así sin energía.
2. Para mejorar el nivel de confiabilidad de la Subestación Machala, se recomienda utilizar una configuración de barra partida, debido a que se tiene dos transformadores. Para ello, es necesario que los transformadores de potencia sean de la misma capacidad y que puedan individualmente abastecer la carga total de las alimentadoras, en caso de que uno deba de salir de operación.
3. Realizando un análisis en las cargas se observa que la curva de carga de las alimentadoras Unioro y Madero Vargas tienen un comportamiento de tipo residencial, ya que su mayor consumo de energía es en el horario nocturno, aunque la segunda tiene un mayor consumo de energía debido a la empresa PLASTIORO.
4. La curva de carga diaria de las alimentadoras El Condado y Emproro son de tipo comercial, esto se debe a que abastece a centros comerciales y residencias de alto consumo de energía, en la segunda tiene un mayor consumo de energía debido a que abastece a dos

cargas significativas como son la embotelladora INGAORO y la fábrica PALMAR. El mismo caso sucede con la alimentadora Expreso 2, debido a que su carga abastece a hospitales, clínicas y algunos colegios.

5. La alimentadora con mayor consumo de energía eléctrica es Madero Vargas con 3,883 MVA, seguida por Emproro con 3,736 MVA, luego Expreso 2 con 2,859, el Condado con 2,121 MVA y finalmente Unioro con 0,807 MVA que posee solo carga residencial. Estos datos son tomados en máxima carga.
6. Analizando el factor de potencia de las alimentadoras se observa que la alimentadora Expreso 2, no cumple con la regulación 004/02 del CONELEC, la cual estipula que el factor de potencia debe ser mayor a 0,92, lo que implica que una o varias de las cargas están provocando un bajo factor de potencia, de 0,762, que debe ser corregido.
7. El TAP en el que se encuentra trabajando el transformador 1 está en la posición 3, con una relación de transformación de 69:13,8 [KV] y el del transformador 2 se encuentra en la posición 4, con una relación de transformación de 65,325:13,2 [KV].
8. El voltaje en la barras de 69 [KV] con carga máxima es de 1 [p.u.], 0,9841 en la barra de 13,8 [KV] que abastece a 4 alimentadoras y 0,9981 en la barra de 13,8 [KV] que abastece a 1 alimentadora, cuyos

valores se encuentra dentro del 5% de acuerdo a la regulación de voltaje.

9. El voltaje en la barra de 69 [KV] con carga mínima es de 1 [p.u.], 0,9899 en la barra de 13,8 [KV] que abastece a 4 alimentadoras y 1,0027 en la barra de 13,8 [KV] que abastece a 1 alimentadora, cuyos valores se encuentra dentro del 5% de acuerdo a la regulación de voltaje.
10. La potencia que es entregada por el sistema en máxima carga es de 12,46 [KW] y 4,84 [KVAR], mientras que en mínima carga es de 6,89 [KW] y 2,96 [KVAR].
11. El transformador de la barra 2, de 10/12,5 [MVA] se encuentra trabajando al 85,5% de su capacidad, por lo que se debe sustituir el actual transformador por uno de mayor capacidad.

CAPÍTULO 3

ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

3.1 INTRODUCCIÓN

En el análisis de cortocircuito, las fallas del sistema se manifiestan como condiciones anormales de operación que nos podrían conducir a uno de los siguientes fenómenos:

- Indeseables flujos de Corrientes.
- Presencia de Corrientes de magnitudes exageradas que podrían dañar los equipos.
- Caída de Voltaje en la vecindad de la falla que puede afectar adversamente la operación de las maquinas rotatorias.
- Creación de condiciones peligrosas para la seguridad del personal.

El estudio de cortocircuito del sistema de la S.E. Machala se lo realiza para resolver las situaciones críticas señaladas, y obtener la información básica

para la coordinación de las protecciones. Se tienen los siguientes objetivos para dicho estudio:

- Determinar el efecto de las corrientes de falla en los componentes del sistema tales como: cables, barras y transformadores durante el tiempo que persista la falla.
- Los estudios determinan las zonas del sistema en donde la falla puede resultar en depresión inaceptable de voltajes.
- Determinar el ajuste de los equipos de protección, los cuales son establecidos considerando el sistema bajo condiciones de falla.

3.2 ALCANCE DE LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

Considerando que el sistema de la S.E. Machala se caracteriza por ser un sistema típicamente aterrizado en ambos transformadores, en el estudio de cortocircuito se considera los siguientes tipos de falla:

- Falla trifásica a tierra
- Falla de línea a tierra.
- Dos líneas a tierra
- Falla de línea- línea.

La falla trifásica a tierra es a menudo, para este tipo de sistema, la más severa de todas, por ello es costumbre de simular solamente la falla trifásica

cuando se busca las magnitudes máximas de corriente de falla; sin embargo se verificara que la corriente de falla a tierra no exceda la corriente trifásica.

3.3 DATOS DEL SISTEMA

CNEL-EI Oro nos ha facilitado los datos de las corrientes de cortocircuito y las Impedancias Thevenin en la Barra de Interconexión a 69 KV, de la Subestación de Distribución Machala.

3.3.1 Impedancias Equivalentes en el Punto de Entrega de CNEL

La información de la impedancia equivalente para máxima y mínima generación ha sido trasladada a la base de 100MVA y 69KV, tal como se indica en la Tabla 3.1 y Tabla 3.2.

Impedancia	R+jX (ohm)	R (p.u)	X (p.u)	X/R
Cero	2,9161 +j16,0748	0,06125	0,337635	5,512431
Positiva	2,2198+ j11,2353	0,046624	0,235986	5,061402
Negativa	2,2198+ j11,2353	0,046624	0,235986	5,061402

Tabla 3.1 Impedancias equivalentes en máxima generación.

Impedancia	R+jX (ohm)	R (p.u)	X (p.u)	X/R
Cero	2,9261+ j16,0748	0,061459	0,337635	5,493592
Positiva	3,2498+ j15,4043	0,068259	0,323573	4,740384

Negativa	3,2498+ j15,4043	0,068259	0,323573	4,740384
----------	------------------	----------	----------	----------

Tabla 3.2 Impedancias equivalentes en mínima generación.

Estas impedancias se aplican para los cálculos de la corriente momentánea y la corriente a interrumpir debido a que CNEL es considerada siempre como una barra infinita que se caracteriza por no tener decremento AC.

3.3.2 MVA de cortocircuito

La información de las corrientes de cortocircuito en la barra de 69 KV en máxima generación, así como los MVA de cortocircuito se observa en la Tabla 3.3.

Tipo de Falla	Corriente de Falla (p.u.)	Corriente de Falla (A)	MVA de cortocircuito
Trifásica	4,5725	3826	457,25
LLT	4,3609	3649	436,01
LL	3,9606	3314	396,06
LT	4,0036	3350	400,36

Tabla 3.3 MVA y corrientes de cortocircuito en máxima generación.

3.4 DATOS DE CONDUCTORES

Los conductores son elementos pasivos en el análisis de cortocircuito, sus características técnicas son similares a las aplicadas en los estudios de flujo de carga.

3.5 DATOS DE TRANSFORMADORES DE FUERZA

Igual que en el caso de los conductores los transformadores son elementos pasivos en el análisis de cortocircuito, sus características técnicas son similares a las aplicadas en los estudios de flujo de carga.

3.6 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando los criterios técnicos indicados en la sección 2.3. La falla trifásica a tierra y línea a tierra es simulada en cada barra del sistema.

3.6.1 Casos base

En el Anexo 4 se adjunta los resultados de las simulaciones de cortocircuito del caso base, que se resume a continuación:

3.6.1.1 Corrientes de falla en cada barra

Se procede a determinar las corrientes de falla en cada una de las barras, tanto para máxima y mínima generación, cuyos valores se muestran en la Tabla 3.4 y Tabla 3.5 respectivamente. Cabe mencionar que las corrientes por fase en amperios para una falla del tipo dos fases a tierra son diferentes.

Estos datos de cortocircuito son importantes en la coordinación de las protecciones, ya que con éste estudio se obtiene la corriente de falla máxima

y la corriente de falla mínima, es decir, el rango en donde los equipos de protección se deben coordinar.

Barra	Tipo de Falla	KV Prefalla	I de Falla (p.u)	Ángulo (°)	Falla (A)	MVA cortocircuito	
1	Trifásica	69	4,230	-77,30	3539,70	423,03	
1	LLT	69	3,252	100,90	2721,04	325,19	
1	LL	69	3,664	-167,30	3065,38	366,35	
1	LT	69	3,678	-78,31	3077,22	367,76	
2	Trifásica	13,8	1,196	-85,50	5003,42	119,59	
2	LLT	13,8	1,448	89,63	6058,50	144,81	
2	LL	13,8	1,036	-175,50	4333,18	103,57	
2	LT	13,8	1,311	-87,71	5485,61	131,12	
3	Trifásica	13,8	1,139	-86,40	4763,40	113,86	
3	LLT	13,8	1,372	90,96	5739,10	137,18	
3	LL	13,8	0,986	-176,40	4125,22	98,60	
3	LT	13,8	1,245	-87,60	5207,29	124,46	
CORRIENTE DE FALLA DE DOS LÍNEAS A TIERRA							
Barra	KV Prefalla	Ia [p.u]	Ia [A]	Ib [p.u]	Ib [A]	Ic [p.u]	Ic [A]
1	69	0,00	0,00	3,961	3314,42	4,055	3392,60
2	13,8	0,00	0,00	1,212	5071,87	1,313	5493,59
3	13,8	0,00	0,00	1,175	4915,34	1,227	5132,34

Tabla 3.4 Corrientes de cortocircuito para máxima generación.

Barra	Tipo de Falla	KV Prefalla	I de Falla (p.u.)	Ángulo (°)	Falla (A)	MVA cortocircuito	
1	Trifásica	69	3,068	-76,94	2566,86	306,76	
1	LLT	69	2,964	101,20	2480,23	296,42	
1	LL	69	2,657	-166,94	2222,97	265,67	
1	LT	69	3,015	-77,89	2523,13	301,54	
2	Trifásica	13,8	1,080	-84,79	4519,31	108,02	
2	LLT	13,8	1,392	91,07	5824,63	139,22	
2	LL	13,8	0,935	-174,79	3913,72	93,55	
2	LT	13,8	1,217	-86,60	5092,88	121,73	
3	Trifásica	13,8	1,033	-85,49	4321,84	103,30	
3	LLT	13,8	1,321	91,68	5528,48	132,14	
3	LL	13,8	0,895	-175,49	3742,82	89,46	
3	LT	13,8	1,160	-86,73	4852,70	115,99	
CORRIENTE DE FALLA DE DOS LÍNEAS A TIERRA							
Barra	KV Prefalla	Ia [p.u]	Ia [A]	Ib [p.u]	Ib [A]	Ic [p.u]	Ic [A]
1	69	0,00	0,00	3,000	2510,80	3,084	2580,29
2	13,8	0,00	0,00	1,125	4706,75	1,206	5044,21
3	13,8	0,00	0,00	1,086	4541,88	1,138	4761,21

Tabla 3.5 Corrientes de cortocircuito para mínima generación.

De las dos tablas anteriores se obtiene las $I_{cc_{max}}$ y las $I_{cc_{min}}$ tanto para el nivel de voltaje de 13,8 kV y de 69 kV, las cuales son utilizadas posteriormente para la coordinación de las protecciones.

En el lado de 13,8 kV la corriente de falla de dos líneas a tierra tanto en la barra 2 y en la barra 3 fue mayor que los demás tipos de fallas, sin embargo en la coordinación se considera la corriente que circula por cada fase, donde se tiene que la falla de línea a tierra es la mayor de todas y es la que ocurre con mayor frecuencia.

3.6.1.2 Voltajes de fallas en cada barra

En esta sección se determina el voltaje cuando ocurre una falla en cada barra del sistema. Se debe recordar que cuando ocurre una falla en algún punto del sistema, ésta produce un sobrevoltaje o una caída de voltaje dependiendo del tipo de falla en las fases. Además provoca que las barras del sistema adyacente a la falla se vean afectadas.

En la Tabla 3.6 y Tabla 3.7 se muestran los valores de voltaje en p.u de cada fase para los diferentes tipos de falla en cada barra del sistema.

Lugar de la Falla	Tipo de Falla	Voltaje [p.u] Barra 1 (69 KV)			Voltaje [p.u] Barra 2 (13,8 KV)			Voltaje [p.u] Barra 3 (13,8 KV)		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C
1	Trifásica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1	LLT	1,116	0,000	0,000	0,732	0,366	0,366	0,742	0,371	0,372
1	LL	1,000	0,500	0,500	0,984	0,492	0,492	0,998	0,499	0,499
1	LT	0,000	1,084	1,059	0,414	0,882	0,872	0,419	0,894	0,884
2	Trifásica	0,729	0,729	0,729	0,000	0,000	0,000	0,728	0,728	0,728
2	LLT	0,893	0,758	0,789	0,884	0,000	0,000	0,891	0,757	0,787
2	LL	1,000	0,775	0,836	0,984	0,492	0,492	0,998	0,773	0,835
2	LT	0,804	0,977	0,932	0,000	0,978	0,903	0,803	0,975	0,930
3	Trifásica	0,737	0,737	0,737	0,725	0,725	0,725	0,000	0,000	0,000
3	LLT	0,895	0,766	0,792	0,881	0,753	0,780	0,897	0,000	0,000
3	LL	1,000	0,785	0,835	0,984	0,773	0,822	0,998	0,499	0,499
3	LT	0,808	0,972	0,938	0,796	0,957	0,923	0,000	0,976	0,934

Tabla 3.6 Voltaje de cada fase en p.u. Generación máxima.

Lugar de la Falla	Tipo de Falla	Voltaje [p.u] Barra 1 (69 KV)			Voltaje [p.u] Barra 2 (13,8 KV)			Voltaje [p.u] Barra 3 (13,8 KV)		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C
1	Trifásica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1	LLT	1,017	0,000	0,000	0,671	0,335	0,335	0,679	0,339	0,339
1	LL	1,000	0,500	0,500	0,989	0,495	0,495	1,002	0,501	0,501
1	LT	0,000	1,022	0,995	0,341	0,879	0,868	0,346	0,890	0,880
2	Trifásica	0,659	0,659	0,659	0,000	0,000	0,000	0,661	0,661	0,661
2	LLT	0,855	0,696	0,729	0,849	0,000	0,000	0,857	0,698	0,731
2	LL	1,000	0,724	0,792	0,989	0,495	0,495	1,002	0,726	0,795
2	LT	0,745	0,967	0,918	0,000	0,966	0,901	0,747	0,969	0,920
3	Trifásica	0,668	0,668	0,668	0,662	0,662	0,662	0,000	0,000	0,000
3	LLT	0,859	0,705	0,736	0,851	0,698	0,728	0,864	0,000	0,000
3	LL	1,000	0,735	0,794	0,989	0,727	0,786	1,002	0,501	0,501
3	LT	0,752	0,964	0,923	0,745	0,959	0,914	0,000	0,969	0,925

Tabla 3.7 Voltaje de cada fase en p.u. Generación mínima.

3.7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El mayor MVA de cortocircuito, en máxima generación, a nivel de 69 [KV], es dado por la falla trifásica siendo este de 423,03 [MVA], mientras que el mínimo MVA de cortocircuito es de 306,76 [MVA] y resulta de una falla de línea a línea.
2. En máxima generación, la mayor corriente de falla obtenida en la barra 2 es de 5485,61 [A] y en la barra 3 es de 5207,29 [A], ambas producidas por una falla de línea a tierra (LT).
3. En máxima generación, la corriente de falla mínima obtenida en la barra 2 es de 4333,18 [A] y en la barra 3 de 4125,22 [A], ambas ocasionadas por una falla de una línea a línea (LL).
4. Una falla de una línea a tierra en máxima generación en la barra 2, produce en la barra 1 de 69 [KV], un bajo voltaje de 0,804 [p.u.], 0,977 [p.u.] y 0,932 [p.u.] y en la barra 3 de 13,8 [KV] también produce un bajo voltaje de 0,803 [p.u.], 0,975 [p.u.] y 0,93 [p.u.] en cada fase respectivamente.
5. Una falla de una línea a tierra en máxima generación en la barra 3, produce en la barra 1 de 69 [KV], un bajo voltaje de 0,808 [p.u.], 0,972 [p.u.] y 0,938 [p.u.] y en la barra 2 de 13,8 [KV] también produce un bajo voltaje de 0,796 [p.u.], 0,957 [p.u.] y 0,923 [p.u.].
6. Una falla de una línea a tierra en la barra 2, en mínima generación, produce en la barra 1 de 69 [KV], un bajo voltaje en sus tres líneas de

0,745 [p.u.], 0,967 [p.u.] y 0,918, mientras que en la barra 3 de 13,8 [KV] también produce un bajo voltaje de 0,747 [p.u.], 0,969 [p.u.] y en la otra línea de 0,92 [p.u.].

7. Una falla de línea a tierra en la barra 3 en mínima generación, produce en la barra 1 de 69 [KV] los siguientes voltajes: 0,752 [p.u.], 0,964 [p.u.], 0,923 [p.u.] y en la barra 2 de 13,8 [KV] produce un voltaje de 0,745 [p.u.], 0,959 [p.u.] y 0,914 [p.u.].

CAPÍTULO 4

PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se recomienda el cambio de los equipos de protección utilizados en la S.E. Machala, por unos de moderna tecnología.

Actualmente en la subestación existen relés de sobrecorriente del tipo electromecánico y los transformadores de potencia no poseen una protección diferencial, por lo que es necesario el empleo de relés digitales y brindar la adecuada protección a los transformadores de potencia.

En secciones posteriores se presentan los equipos de protección recomendados con sus respectivas características eléctricas y funciones principales a utilizar, así como su respectivo esquema de protecciones a implementar en la subestación.

4.2 ESQUEMA DE PROTECCIONES

En la subestación Machala existen equipos de protección con obsolescencia tecnológica e incluso algunos equipos de fuerza sin su debida protección. En la Figura 4. 1 se presenta el esquema de protecciones actual de la S.E. Machala donde se observa que los transformadores de potencia carecen de una protección diferencial (87), los cuales para su protección utilizan relés electromecánicos de sobrecorriente tanto en el lado de alta y baja tensión.

Posteriormente se presenta el esquema de protección de la subestación con la incorporación de relés digitales, donde la protección diferencial al transformador la brinda el relé TPU 2000R, y con ello las protecciones 46, 50, 51, 50N y 51N. También se reemplaza el relé de sobrecorriente electromecánico utilizado en la alimentadora Expreso 2 por un relé digital SPAJ 140C.

Además en cada transformador se observa la utilización de un relé de baja frecuencia para rechazo de carga del sistema automáticamente.

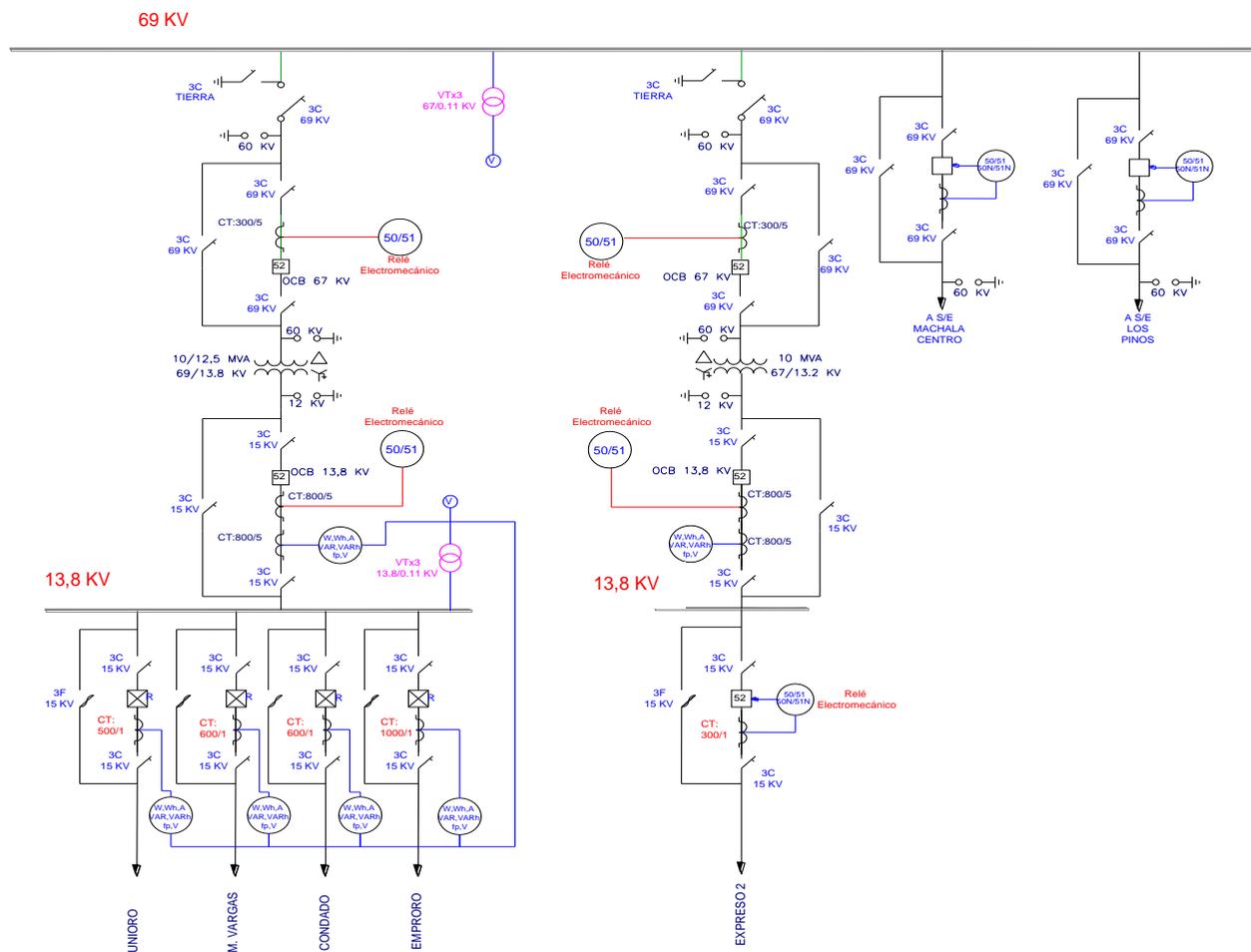


Figura 4. 1 Gráfico de esquema de protecciones antiguo (SIN TPU 2000R)

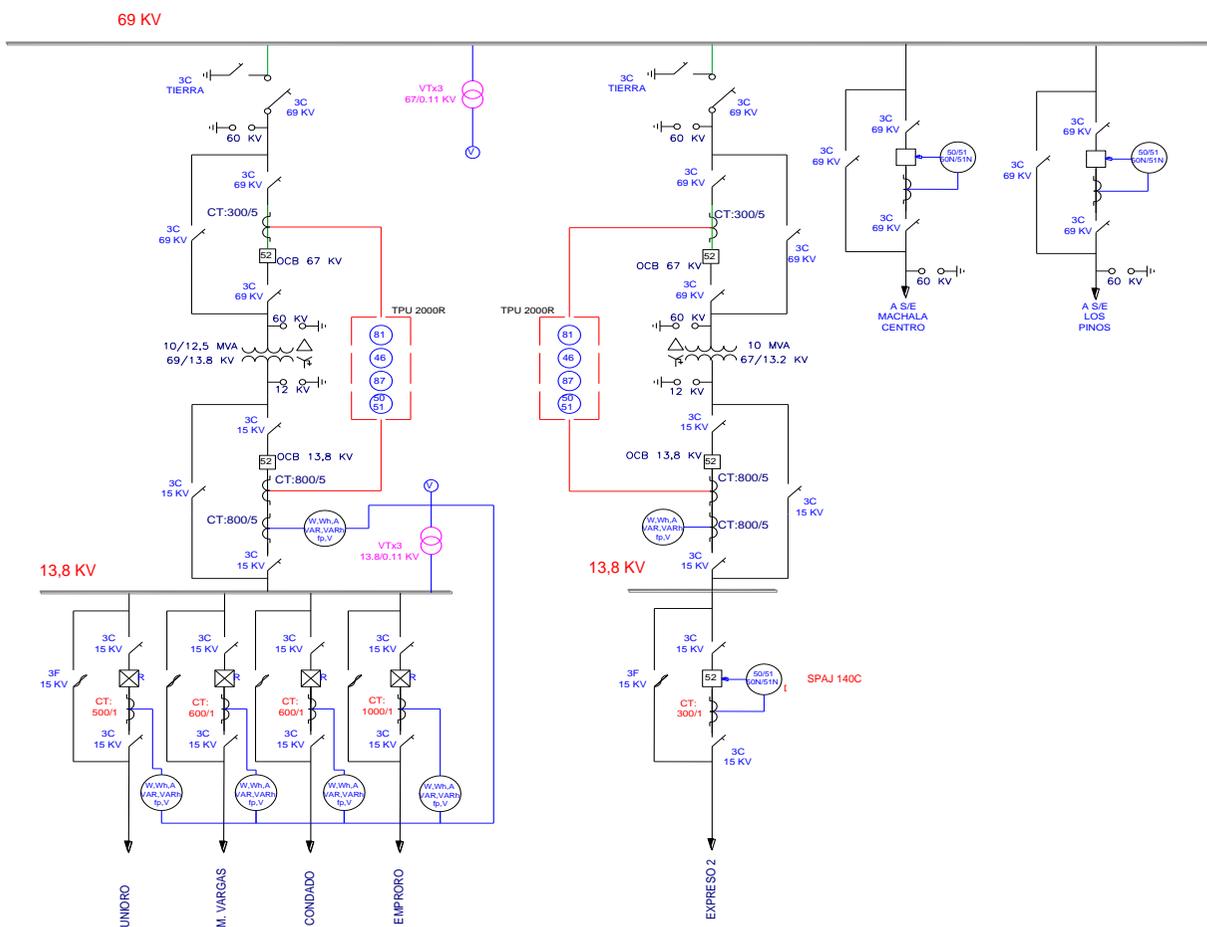


Figura 4.2 Esquema de protecciones con relé TPU 2000R

4.3 SELECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (CT)

Dado que no se obtuvo los valores actuales de relación de transformación de corriente (RTC) de los CT's, se procede a seleccionar la RTC en base a algunas Normas.

Para determinar la relación de transformación de los CT's se toma como referencia una sobrecarga permitida del 120% de su corriente nominal, para evitar posibles saturaciones. En la Tabla 4.1 se presenta los valores máximos de corriente de cortocircuito en cada una de las barras respectivas.

Barra	Tipo de Falla	KV Prefalla	I de Falla (p.u)	Ángulo (°)	Falla (A)	MVA cortocircuito
1	Trifásica	69	4,230	-77,30	3539,70	423,03
2	LT	13,8	1,311	-87,71	5485,61	131,12
3	LT	13,8	1,245	-87,60	5207,29	124,46

Tabla 4.1 Valores máximos de corriente de cortocircuito.

Según la Norma IEC 60044-1 "Instrument transformer-Part 1", [5] los valores estándar de corrientes secundarias nominales son de 1 A, 2 A y 5 A, pero el valor preferido es de 5 A en su secundario, mientras que en condiciones de falla la corriente que circula por el secundario no debe ser mayor a los 100 [A], para así evitar que se produzca una elevado voltaje que sature a los CT's.

Las corrientes en los transformadores de potencia en condiciones de máxima carga están dadas por la Ecuación 4. 1:

$$I_{transformador} = \frac{MVA}{\sqrt{3} * KV} \quad (4.1)$$

Basado en las condiciones previas de la Norma IEC 60044-1 y a los valores normalizados de RTC según la norma C57. 13-1993 ANSI/IEEE Standard, "Requirements For Instrument Transformers" [6] se ha seleccionado los siguientes transformadores de corriente, utilizando la Ecuación 4. 2:

$$I_{fs} = I_{falla}/RTC \quad (4.2)$$

✓ Transformador de Potencia T1

Lado 69KV: **300 [A] / 5[A]**

$$I_{fs} = \frac{3539,70}{300/5} = 58,995 [A] < 100[A]$$

Lado 13,8 KV: **800 [A] / 5[A]**

$$I_{fs} = \frac{5485,61}{800/5} = 34,28 [A] < 100[A]$$

✓ Transformador de Potencia T2

Lado 69KV: **300 [A] / 5[A]**

$$I_{fs} = \frac{3539,70}{300/5} = 58,995 [A] < 100[A]$$

Lado 13,8 KV: **800 [A] / 5[A]**

$$I_{fs} = \frac{5207,29}{800/5} = \mathbf{32,54 [A]} < 100[A]$$

I_{fs} = Corriente de falla referida al secundario de los CT's

Se ha verificado teóricamente que en condiciones de falla la corriente secundaria que circula por los CT's sea menor a los 100 [A].

4.4 PROTECCIÓN PARA LOS TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Actualmente los transformadores de potencia no disponen de protección diferencial, en este estudio se incluye la protección de los dos transformadores utilizando el relé TPU 2000R el cual es un relé digital.

Las funciones principales del Relé aplicables para la protección son las siguientes:

- Protección diferencial.
- Protección de sobrecorriente de tiempo inverso.
- Protección de sobrecorriente instantánea.
- Protección de sobrecorriente de tierra de tiempo inverso e instantánea.
- Protección de secuencia negativa.

4.4.1 Características de la protección diferencial 87 T

[7] La selección de la pendiente y los ajustes para la protección diferencial dependen del análisis de los errores de ángulo, errores de los instrumentos de medición, intercambio de TAP's, también puede detectar y despejar fallas de aislamiento en los devanados del transformador.

La protección del relé diferencial es exclusiva para la protección de una falla interna del transformador, por lo cual la función diferencial no opera ante una sobrecorriente.

Para que el relé diferencial opere, la corriente de operación debe ser mayor que la corriente mínima puesta en trabajo, esta corriente es la suma fasorial de las corrientes de restricción en por unidad de sus propios TAP's.

Las curvas características del relé diferencial TPU2000R, se enlistan a continuación:

- Ajuste del % de la pendiente lineal variable con corriente de operación mínima.
- Pendiente variable HU 30% con corriente de operación mínima.
- Pendiente variable HU 35% con corriente de operación mínima.
- Pendiente variable al 15%, 25% o 40% del TAP a una corriente de operación mínima.

En la Tabla 4.2 se muestran los parámetros característicos de la función 87T:

Parámetros de 87T	Rango	Incremento
Ajustes de tomas diferenciales Dev. 1 y 2		
TCs de 5 A	2 a 9 A	0,1 A
TCs de 1 A	0,4 a 1,8 A	0,02 A
TCs de 0,1 A (uso para TCs ópticos de ABB)	0,04 a 0,18 A	0,002 A
Ajuste de restricción armónica		
2da. Armónica	7,5 a 25% de la frecuencia fundamental	2,5%
5ta. Armónica	15 a 40% de la frecuencia fundamental	2,5%
Todas las armónicas	15 a 40% de la frecuencia fundamental	2,5%

Tabla 4.2 Parámetros de la función 87T

4.4.1.1 Ajustes del 87 T

Para el ajuste del relé diferencial se toma en cuenta la conexión del transformador.

- El Transformador 1, tiene una conexión de 69 [KV] en Delta/ 13,8 [KV] en Estrella, por lo tanto la corriente del primario atrasa en 30 grados a la corriente del secundario.
- El Transformador 1 tiene un intercambiador de tomas de carga de $\pm 2,5\%$.
- El Transformador 2, tiene una conexión de 69 [KV] en Delta/ 13,8 [KV] en Estrella, por lo tanto la corriente del primario atrasa en 30 grados a la corriente del secundario.

- El Transformador 2 tiene un intercambiador de tomas de carga de $\pm 2,5\%$.

Se realiza los siguientes pasos para calcular la corriente de puesta de trabajo para la protección diferencial.

1. Determinar el desfaseamiento del transformador de potencia

- ✓ Transformador de Potencia T1.

Se tiene una conexión del lado de alto voltaje en delta y en el lado de bajo voltaje en estrella, por lo que la corriente del primario atrasa en 30° a la corriente del secundario.

- ✓ Transformador de Potencia T2.

Se tiene una conexión del lado de alto voltaje en delta y en el lado de bajo voltaje en estrella, por lo que la corriente del primario atrasa en 30° a la corriente del secundario.

2. Máxima corriente de carga

Se considera una sobrecarga del 20%, la corriente del lado de 69 [KV] se representa con I_H , la del lado de 13,8 [KV] se representa con I_L , considerando un subíndice adicional dependiendo del transformador.

Utilizando la ecuación 4.1 se obtiene:

- ✓ Transformador de Potencia T1.

$$I_{H1} = \frac{MVA}{\sqrt{3} \times KV} \times 1,2 = \frac{12,5 * 1000}{\sqrt{3} \times 69} \times 1,2 = 125,51 [A]$$

$$I_{L1} = \frac{MVA}{\sqrt{3} \times KV} \times 1,2 = \frac{12,5 * 1000}{\sqrt{3} \times 13,8} \times 1,2 = 627,55 [A]$$

- ✓ Transformador de Potencia T2.

$$I_{H2} = \frac{MVA}{\sqrt{3} \times KV} \times 1,2 = \frac{10 * 1000}{\sqrt{3} \times 69} \times 1,2 = 100,41 [A]$$

$$I_{L2} = \frac{MVA}{\sqrt{3} \times KV} \times 1,2 = \frac{10 * 1000}{\sqrt{3} \times 13,8} \times 1,2 = 502,04 [A]$$

3. Máxima corriente de falla en ambos lados del transformador.

De acuerdo a los cálculos realizados en el Capítulo 3, se tiene los siguientes resultados.

- ✓ Transformador de Potencia T1.

En el lado de 13,8 [KV] la máxima falla que se produce es de una línea a tierra:

$$I_{Fl1} = 5485,61 [A]$$

- ✓ Transformador de Potencia T2.

En el lado de 13,8 [KV] la máxima falla que se produce es de una línea a tierra:

$$I_{Fl2} = 5207,29 [A]$$

- ✓ En el lado de 69 [KV]

La máxima corriente de falla es trifásica

$$I_{FH2} = 3539,70 [A]$$

4. Conexión de los CT's

De acuerdo a lo mencionado en la sección 4.3, se escoge los siguientes transformadores de corrientes mostrados en la Tabla 4.3.

Transformador 1		Transformador 2	
Alta (69 KV)	Baja (13,8 KV)	Alta (69 KV)	Baja (13,8 KV)
300/5 [A/A]	800/5 [A/A]	300/5 [A/A]	800/5 [A/A]

Tabla 4.3 Relación de transformación de los CT's

Los CT's en ambos transformadores de potencia, se conecta en el lado de alta tensión y baja tensión en estrella.

5. Corriente Máxima de carga en el lado secundario

La corriente en el lado secundario de los CT's seleccionados, para una corriente máxima de carga tienen la siguiente lectura:

- ✓ Transformador de Potencia 1

$$I_{Hs1} = 125,51 \times \frac{5}{300} = 2,092[A]$$

$$I_{Ls1} = 627,55 \times \frac{5}{800} = 3,922[A]$$

- ✓ Transformador de Potencia 2

$$I_{Hs1} = 100,41 \times \frac{5}{300} = 1,6735 [A]$$

$$I_{Ls1} = 502,04 \times \frac{5}{800} = 3,1377[A]$$

6. Corriente de Restricción

[7] En el manual del relé ABB, TPU2000R, en la Tabla 7-1 la cual se muestra a continuación, indica el factor de multiplicación (FM) interno para obtener la corriente mínima de restricción dependiendo de la conexión del transformador de potencia y de corriente.

Conexión del Transformador		Conexión Del TC		FM compensación interna		FM de compensación externa	
HS	LS	HS	LS	HS	LS	HS	LS
Y	Y	Δ	Δ	1	1	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$
		Y	Y	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1	1
Δ	Δ	Y	Y	1	1	1	1
Y	Δ	Y	Y	$\sqrt{3}$	1	1	1
		Δ	Y	1	1	$\sqrt{3}$	1
Δ	Y	Y	Δ	1	1	1	$\sqrt{3}$
		Y	Y	1	$\sqrt{3}$	1	1

Tabla 4. 4. Factor Multiplicación para compensación interna y externa.

Se selecciona el factor de multiplicación de compensación interna en el lado de alto voltaje de 1 y en el lado bajo voltaje de $\sqrt{3}$. Para el ajuste de la corriente de restricción se utiliza la Ecuación 4. 3 y Ecuación 4. 4 para la corriente del lado de alta tensión y baja tensión respectivamente.

$$I_{Hr} = I_{Hs} \times fac \quad (4.3)$$

$$I_{lr} = I_{ls} \times fac \quad (4.4)$$

✓ Transformador de Potencia 1

$$I_{Hr} = I_{Hs1} \times fac = 2,092 \times 1 = 2,092 [A]$$

$$I_{lr} = I_{ls1} \times fac = 3,922 \times \sqrt{3} = 6,793 [A]$$

✓ Transformador de Potencia 2

$$I_{Hr} = I_{Hs2} \times fac = 1,6735 \times 1 = 1,673 [A]$$

$$I_{lr} = I_{ls2} \times fac = 3,1377 \times \sqrt{3} = 5,434 [A]$$

Dado que los pasos de ajuste para los TAP's es de 0,1, los ajustes de ambos transformadores se muestran en la Tabla 4.5.

Transformador 1		Transformador 2	
Alta (69 KV)	Baja (13,8 KV)	Alta (69 KV)	Baja (13,8 KV)
2,1 [A]	6,8 [A]	1,7 [A]	5,4 [A]

Tabla 4.5 Ajustes del TAP para la protección diferencial del T1 y T2.

7. Porcentaje de error

El relé tiene un porcentaje de error intrínseco en la selección del TAP para la corriente nominal, se la puede calcular con la siguiente Ecuación

4. 5:

$$M = \left| \frac{100 \times \left(\frac{I_H}{I_l} - \frac{T_H}{T_l} \right)}{S} \right| \quad (4.5)$$

Donde S es el mayor valor entre las relaciones $\frac{I_H}{I_l}$ y $\frac{T_H}{T_l}$

✓ Transformador de Potencia 1

$$M = \frac{100 \times \left(\frac{2,092}{6,793} - \frac{2,1}{6,8} \right)}{\frac{2,092}{6,793}} = 0,28 \%$$

✓ Transformador de Potencia 2

$$M = \frac{100 \times \left(\frac{1,673}{5,434} - \frac{1,7}{5,4} \right)}{\frac{1,673}{5,434}} = 2,25 \%$$

[8] De acuerdo al libro Protective Relaying Principles and Applications, los relés diferenciales tienen un porcentaje de error entre el 20% y 60%, lo que indica que el mismatch obtenido es satisfactorio.

La corriente de magnetización de un transformador representa una condición semejante a una falla interna, en régimen normal de operación esta corriente está entre los valores del orden del 2% al 5% de la corriente nominal del transformador.

El transformador tiene un intercambiador de TAP de $\pm 5\%$ del voltaje máximo y el voltaje mínimo. [8] De acuerdo al libro Protective Relaying

Principles and Applications, indica que el valor del intercambiador de TAP es sumado al valor del mismatch obtenido.

[6] De acuerdo con la norma ANSI/ IEEE C57.13, en la sección 6.4, indica que para transformadores de corrientes de clase C o T cuando circula una corriente de 20 veces la corriente nominal se produce un error del 10%.

En la Tabla 4.6 se muestra la suma total de las restricciones para la selección de la curva de disparo.

Porcentaje de Error		
Restricción	T1	T2
Mismatch	0,28%	2,25%
Error de CT	10%	10%
Corriente de Magnetización	5%	5%
Intercambiador de TAP's	5%	5%
Total	20,28%	22,25%

Tabla 4.6 Porcentajes de Restricción en los transformadores T1 y T2.

El porcentaje de error obtenido es de 20,28% y 22,25% para los transformadores T1 y T2, por lo que el ajuste de la pendiente del relé diferencial será de 30%. [7] De acuerdo al manual del relé diferencial TPU2000R, al seleccionar un pendiente variable HU30% con una corriente de operación mínima fija a 0,3 por unidad de la toma.

El punto de operación para la pendiente de porcentaje variable se alcanza cuando la diferencia entre las dos corrientes de restricción,

excede el ajuste de la pendiente de porcentaje. La pendiente representa la suma de los errores.

En la Figura 4.3 se muestra el comportamiento del relé, con la pendiente de restricción de 30%, por encima de la curva el relé opera para corrientes pequeñas por fallas internas del transformador, esto evita que se produzca una falsa operación. La segunda pendiente se la coloca a 5 veces la corriente nominal para evitar operación del relé por fallas externas y evitar la saturación del CT.

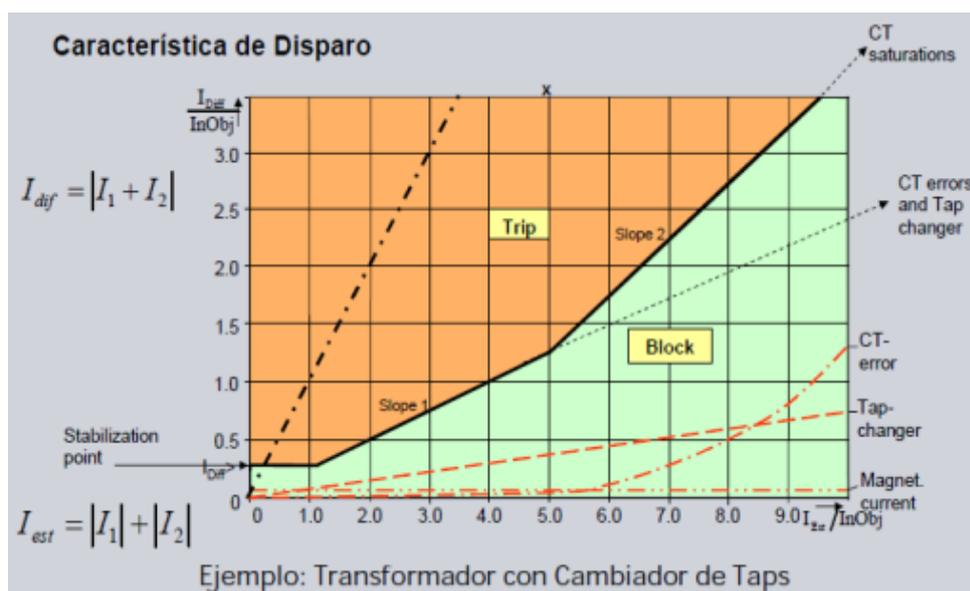


Figura 4.3 Característica de disparo de la unidad 87

[7] De acuerdo al manual del relé ABB, TPU2000R se selecciona el nivel de protección de armónica mayor al 15% debido a que ofrece una mayor seguridad, necesario cuando se tiene un transformador conectado en delta.

4.4.2 Característica de la protección diferencial 87H

La protección 87H, es una protección diferencial instantánea sin restricción de armónico en el lado de alta tensión, que tiene como objetivo que el relé no opere ante una corriente de inrush cuando se energiza el transformador. El ajuste de arranque se presenta en la Tabla 4.7.

Función	Rango	Incremento
87H	6 a 20 múltiplos de corriente de operación por unidad	0,1

Tabla 4.7 Característica de ajuste protección 87H

4.4.2.1 Ajuste del 87H

[7] El ajuste 87H, de acuerdo al manual TPU2000R se encuentra entre 8 a 10 veces la capacidad con auto enfriamiento. Se calcula la corriente en el lado secundario del transformador utilizando la Ecuación 4. 6 y para el ajuste de la protección 87H se utiliza la Ecuación 4. 7.

$$I = \frac{S_{OA}}{\sqrt{3} \times V \times R_{CT}} \quad (4.6)$$

$$I_{87H} = I \times \frac{10}{I_H} \quad (4.7)$$

✓ Transformador de Potencia 1

$$I = \frac{10000}{\sqrt{3} \times 69 \times \frac{300}{5}} = 1,39 [A]$$

$$I_{87H1} = I \times \frac{10}{I_{H1}} = 1,39 \times \frac{10}{2,1} = 6,64$$

✓ Transformador de Potencia 2

$$I = \frac{S_{OA}}{\sqrt{3} \times V \times R_{CTH}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \times 69 \times \frac{300}{5}} = 1,39 \text{ [A]}$$

$$I_{87H2} = I \times \frac{10}{I_{H2}} = 1,39 \times \frac{10}{1,7} = 8,20$$

4.4.3 Resumen de ajuste de la protección 87

En la Tabla 4.8 se muestran los ajustes de la protección diferencial de los dos transformadores de potencia.

	Transformador de Potencia 1	Transformador de Potencia 2
Datos del Sistema en Alta Tensión (69 KV)		
Conexión	Delta	Delta
Corriente Nominal	104,59 [A]	83,67 [A]
Corriente de Sobrecarga 20%	125,51 [A]	100,41 [A]
Relación de CT	300:5	300:5
Corriente secundaria	2,092 [A]	1,6735 [A]
Datos del Sistema en Baja Tensión (13,8 KV)		
Conexión	Estrella	Estrella
Corriente Nominal	522,96 [A]	418,37[A]
Corriente de Sobrecarga 20%	627,55 [A]	502,04 [A]
Relación de CT	800:5	800:5
Corriente secundaria	6,79 [A]	5,43 [A]
Ajuste		
TAP en alta	2,1 [A]	1,7 [A]
TAP en baja	6,8 [A]	5,4 [A]

Pendiente de Restricción	30%	30%
Pickup mínimo	0,3	0,3
Ajuste 87H	6,64	8,20

Tabla 4.8 Resumen de ajustes para la protección diferencial.

4.4.4 Características de la protección de sobrecorriente

Las fallas de los sistemas de potencia eléctricos normalmente causan niveles elevados de corrientes. La función de sobrecorriente consiste en proteger al transformador de las corrientes elevadas producidas por fallas externas.

4.4.4.1 Función de sobrecorriente temporizada de fase (51 P)

La protección de sobrecorriente temporizada de fase se la ajusta de acuerdo a la máxima corriente de carga, la cual al detectar una falla procede a operar con un retardo de tiempo. Los parámetros de la función 51 P se presentan en la Tabla 4.9

Parámetros	Rango	Incremento
Ajuste de Arranque, TC 5 A	1 a 12 A	0,1
Ajuste de Arranque, TC 1 A	0,2 2,4 A	0,02
Ajuste de Arranque, TC 0,1 A para usarse con TCs ópticos de ABB	0,02 a 0,24 A	0,002

Tabla 4.9 Parámetros de la función 51 P

Dependiendo de los requisitos de temporización, la función 51 P se puede programar en el TPU200R con cualquiera de las curvas de tiempo con

característica de sobrecorriente temporizada. Para el estudio se utiliza la curva extremadamente inversa. Ver Tabla 4.12.

De acuerdo al manual del relé, la Ecuación 4. 8 es usada para el tiempo de disparo cuando se utiliza la curva extremadamente inversa, mientras que la Ecuación 4. 9 se utiliza para el tiempo de reposición del relé.

$$Tiempo\ de\ Disparo = \left(\frac{A}{M^P - C} + B \right) \times \left(\frac{14n - 5}{9} \right) \quad (4.8)$$

$$Tiempo\ de\ Reposición = \left(\frac{D}{|1 - E * M|} \right) \times \left(\frac{14n - 5}{9} \right) \quad (4.9)$$

Donde

M: múltiplos de la corriente de arranque (I/I_{pu})

n: ajuste del dial de tiempo (rango de 1 a 10 en pasos de 0.1)

Para la obtención de los tiempos de disparo y reposición se utiliza los valores de la Tabla 4.10.

Curva	A	B	C	P	D	E
Extremadamente Inversa	6.407	0.025	1	2.0	3	0.998

Tabla 4.10 Valores para el tiempo de disparo y reposición de la curva extremadamente inversa.

4.4.4.2 Función de sobrecorriente instantánea de fase (50 P)

Los ajustes para la función 50 P son múltiplos de los ajustes de la función 51 P cuyos valores son adimensionales. Ante una corriente de falla mayor o igual al ajuste previamente seleccionado la protección de sobrecorriente opera sin retardo de tiempo.

Los parámetros de la función 50 P de ajuste de arranque y dial de tiempo se presentan en la Tabla 4.11.

Parámetros	Rango	Incremento
Ajuste de Arranque	0,5 a 20 veces	0,1 veces
Curvas:		
Instantánea	Sin retardo	
Instantánea inversa, Inversa de Corto Tiempo y Ext. Inv. de Coto Tiempo.	1 a 10 dial tiempo	0,1
Tiempo Definido	0 a 9,99 segundos	0,01 segundos

Tabla 4.11 Parámetros de la función 50 P

4.4.4.3 Función de sobrecorriente temporizada de tierra 51G

El dial y la curva se determinan de acuerdo con el estudio de cortocircuito. El relé de tres devanados dispone de una entrada adicional de TC, la cual dependiendo de lo requerido se puede seleccionar cualquiera de las curvas mostradas en la Tabla 4.12. Para el estudio se utiliza la curva de tiempo definido.

Curva	Dial de Tiempo/Retardo
Extremadamente Inversa	1,0 a 10
Muy Inversa	1,0 a 10
Inversa	1,0 a 10
Inversa-Tiempo Corto	1,0 a 10
Tiempo Definido	0,0 a 10 segundos
Ext. Inversa-Tiempo Largo	1,0 a 10
Muy Inversa-Tiempo Largo	1,0 a 10
Inversa-Tiempo Largo	1,0 a 10
Curva de Reconectador #8	1,0 a 10

Tabla 4.12 Curvas de Sobrecorriente Temporizada. Funciones 51 P, 51 G y

46

4.4.5 Características de la protección de sobrecorriente de secuencia negativa (46)

Estos tipos de relés no responden a cargas balanceadas o falla trifásicas debido a que no se generan corrientes de secuencia negativa, y son aplicables especialmente para transformadores cuya conexión es Delta-Estrella aterrizado. La función de secuencia negativa proporciona una mayor seguridad ante una falla de línea a línea.

Según el manual del relé TPU 2000R, existen dos modos de reposición disponibles para las funciones del 46. En el modo de reposición instantánea, la función se repone inmediatamente cuando la corriente cae por debajo del ajuste de arranque durante medio ciclo. En el modo de reposición retardada, la función sigue una característica de reposición lenta que depende de la duración de la condición de sobrecorriente y de la magnitud de la corriente de carga luego de la condición de sobrecorriente.

Para el estudio se utiliza la curva inversa. Ver Tabla 4.12.

4.5 RELÉ DE FRECUENCIA (81)

Se utiliza para el ajuste de la protección de baja frecuencia el relé de frecuencia Circuit Shield, tipo 81 de ABB, el cual está diseñado para detectar con precisión condiciones de frecuencia anormales en el sistema de potencia.

4.5.1 Características del 81

[9] El relé tiene una precisión de ajuste de 0,008 Hz. El temporizador empieza cuando el relé detecta por 3 veces consecutivas “malos” ciclos, luego de estos 3 ciclos el relé opera de acuerdo al retraso de tiempo ajustado en el relé. El temporizador se restablece totalmente si un “buen” ciclo se produce antes de la operación del relé.

Para 60 Hz, el ajuste del relé se encuentra entre 63,00 Hz y 54,00 Hz y su temporizador puede ser ajustado de 1 a 99 ciclos, añadiendo los 3 ciclos para que el relé detecte la falla, la precisión del temporizador típica es de ± 1 ciclo.

Para ajustar al relé se lo realiza por medio de switch, en la Tabla 4.13 se muestra los ajustes de las frecuencias según el esquema de alivio de baja frecuencia dada por el CENACE para el periodo de Abril a Septiembre del 2014

Paso	Frecuencia (Hz)	Switch
1	59,4	13 8 0 12
2	59,2	14 2 2 12
3	59,1	14 9 2 12
4	59,0	15 6 3 12
5	58,8	13 1 5 12
6	58,6	15 5 6 12
7	58,5	12 3 7 12

Tabla 4.13 Ajuste del switch del relé 81, ABB

4.6 PROTECCIÓN A LA ALIMENTADORA EXPRESO 2

En la alimentadora Expreso 2, se recomienda hacer el cambio del actual relé electromecánico debido a su tiempo de uso y para mejorar tecnológicamente, a un relé electrónico SPAJ 140 C de ABB.

4.6.1 Características del SPAJ 140 C

[10] Es un relé combinado de sobrecorriente y de tierra, el cual es utilizado para la protección selectiva contra cortocircuitos y fallas a tierra de las alimentadoras radiales. El relé de protección integrado posee las siguientes características:

- ✓ Unidad de sobrecorriente trifásica de ajuste inferior con característica de tiempo definido o tiempo inverso mínimo definido (I.D.M.T.).
- ✓ Unidad de sobrecorriente trifásica de ajuste superior con función instantánea o de tiempo definido.

- ✓ Unidad de falla a tierra no direccional de ajuste inferior con característica de tiempo definido o tiempo inverso mínimo definido (I.D.M.T.).
- ✓ Unidad de falla a tierra no direccional de ajuste superior con función instantánea o de tiempo definido.
- ✓ Función de protección de falla de interruptor incorporada.
- ✓ Dos relés de salida de servicio pesado y cuatro de señalización con posibilidades de configuración.
- ✓ Amplia capacidad de comunicación de datos sobre la puerta serial incorporada.
- ✓ Pantalla numérica de los valores de ajuste, valores de medida, valores de falla memorizados, códigos de falla, etc.
- ✓ Aumentada confiabilidad y disponibilidad del sistema debido a la autosupervisión continua del hardware y software con auto diagnóstico.
- ✓ Poderoso soporte de software para el ajuste y parametrización del relé y para el registro de los parámetros del relé con una PC portátil.

4.6.2 Descripción del funcionamiento

El relé combinado de sobrecorriente y falla a tierra es un relé secundario conectado a los transformadores de corriente del objeto protegido. La unidad de sobrecorriente trifásica y la unidad de falla a tierra miden continuamente

las corrientes de fase y la corriente de neutro del objeto protegido. Cuando se detecta una falla, el relé arranca, dispara el interruptor, inicia el recierre automático, provee la alarma, registra la información de la falla, etc. de acuerdo con las funciones de aplicación y configuración del relé.

Cuando la corriente de fase excede la corriente de arranque ajustada en el escalón de ajuste inferior $I_{>}$, la unidad de sobrecorriente emite una señal de arranque, después del tiempo de arranque pre-ajustado de 60 ms. La unidad de sobrecorriente opera, cuando transcurre el tiempo de operación ajustado con la operación de tiempo definido o el tiempo de operación calculado con la operación de tiempo inverso. De la misma manera opera cuando la corriente de fase excede la corriente de arranque ajustada en el escalón de ajuste superior $I_{>>}$, pero la unidad emite una señal de arranque, después del tiempo de arranque preajustado de 40 ms. La unidad de sobrecorriente opera, cuando transcurre el tiempo de operación ajustado.

Para conocer el motivo de la falla, se observa los leds, el indicador de operación Trip se enciende cuando opera una protección, si se desea conocer cuál es la causa de falla se observa los leds que se han encendido de color amarillo.

4.6.1 Características de ajuste del SPAJ 140 C

La unidad de sobrecorriente tiene las siguientes características que se muestran en la Tabla 4.14.

Unidad de Sobrecorriente	
Escalón de sobrecorriente de ajuste inferior I>	
Corriente de Arranque	
-Característica de tiempo definido	0,5... 5,0 x I _n
-Característica de tiempo inverso	0,5... 2,5 x I _n
Característica de tiempo/ corriente	
-Característica de tiempo definido tiempo de operación t>	0,05... 300s
Tiempo inverso mínimo definido (IDMT), característica según IEC 60255-3 y BS 142	Extremadamente Inversa Muy Inversa Normalmente Inversa Inversa de tiempo prolongado
Característica Inversa (tipo especial)	Inversa tipo RI Inversa tipo RXIDG
Multiplicador de tiempo k	0,05... 1,0
Escalón de sobrecorriente de ajuste inferior I>>	
Corriente de Arranque	0,5... 40 x I _n e ∞
Tiempo de operación t>>	0,04... 300s

Tabla 4.14 Parámetros de la función de sobrecorriente de fase

Cuando arranca el escalón de sobrecorriente de ajuste superior I>>, se inhibe la operación del escalón de sobrecorriente de ajuste inferior I>.

4.7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Se recomienda realizar la instalación de los relés diferenciales de marca ABB, modelo TPU 2000R para cada transformador de potencia, debido a que actualmente en la subestación ninguno de los dos transformadores posee protección diferencial.
2. Los CT's de lado de alta tensión y baja tensión de ambos transformadores fueron seleccionados en base a la corriente de

sobrecarga, es decir a 120% de su corriente nominal y tomando en consideración que en condiciones de falla la corriente que circule por el secundario no sea mayor a los 100 [A], de acuerdo a la norma IEC 60044-1 "Instrument Transformer- Part 1".

3. La relación de transformación de los CT's seleccionados en el lado de alta tensión son de 300/5 [A/A], mientras que los del lado de baja tensión son de 800/5 [A], los CT's seleccionados se encuentran entre los valores normalizados de RTC según la norma ANSI/IEEE Standard C57.13- 1993 "Requirements For Instrument Transformers".
4. La conexión de los CT's en ambos transformadores son en Y-Y.
5. La conexión de los transformadores de potencia son en Δ/Y .
6. El TAP de la protección diferencial (87) del transformador 1 en el lado de 69 [KV] es de 2,1 [A], mientras que en el lado de 13,8 [KV] es de 6,8 [A].
7. El TAP de la protección diferencial (87) del transformador 2 en el lado de 69 [KV] es de 1,7 [A], mientras que en el lado de 13,8 [KV] es de 5,4 [A].
8. La pendiente del relé diferencial en el transformador 1 es de 30%, la cual fue seleccionado en base a la suma de los errores causados por el Mismatch de 0,28%, el 10% debido al error del CT, al 5% por la corriente de magnetización y 5% por el intercambiado de TAP's.

9. La pendiente del relé diferencial en el transformador 2 es de 30%, la cual fue seleccionado en base a la suma de los errores causados por el Mismatch de 2,25%, el 10% debido al error del CT, al 5% por la corriente de magnetización y 5% por el intercambiado de TAP's.
10. La corriente mínima fija para la pendiente variable HU 30% es de 0,3pu de la toma de acuerdo al manual del relé TPU 2000R.
11. Se seleccionó el mayor nivel de protección de armónicos, del 15% debido a que ofrece una mayor seguridad.
12. Para que el relé TPU 2000R no opere ante una corriente inrush cuando se energiza el transformador, se ajustó con la protección 87H al transformador 1 con un TAP de 6,64 y el TAP del transformador 2 a 8,20.
13. Para la protección de sobrecorriente (51) se selecciona la curva extremadamente inversa para ambos transformadores.
14. Para el ajuste de la protección frecuencia (81) se recomienda el uso de un relé de frecuencia ABB, Circuit Shield tipo 81.
15. Se recomienda el cambio de los relés electromecánicos de marca General Electric por un relé SPAJ 140 C para la protección de sobrecorriente, debido a su tiempo de uso.

CAPÍTULO 5

COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

5.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se procede en base al análisis de flujo de carga y de cortocircuito la coordinación de las protecciones eléctricas con sus respectivos ajustes, aplicados a la subestación Machala.

Para el estudio y coordinación de las protecciones se utiliza la herramienta computacional CYMTCC 4.5R13. Se utiliza éste software debido a que posee una amplia base de datos de equipos de protección de antigua y moderna tecnología de distintos fabricantes, es decir, contiene los equipos de protección utilizados en la S.E. Machala para su respectiva coordinación.

En secciones posteriores se presenta de manera detallada como se realiza los ajustes de los equipos de protección y se muestran los resultados de las respectivas coordinaciones.

5.2 ESQUEMA DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

En la Figura 5.1 se presentan los equipos de protección a ser coordinados en la subestación Machala, donde se observa que se tiene dos casos de coordinación, es decir, debido a que no existe fusible principal en la troncal de los alimentadores, en el lado de la carga el primer circuito posee reconectadores y el segundo circuito posee un interruptor, los cuales ambos se coordinan con relés de sobrecorriente respectivos de los transformadores.

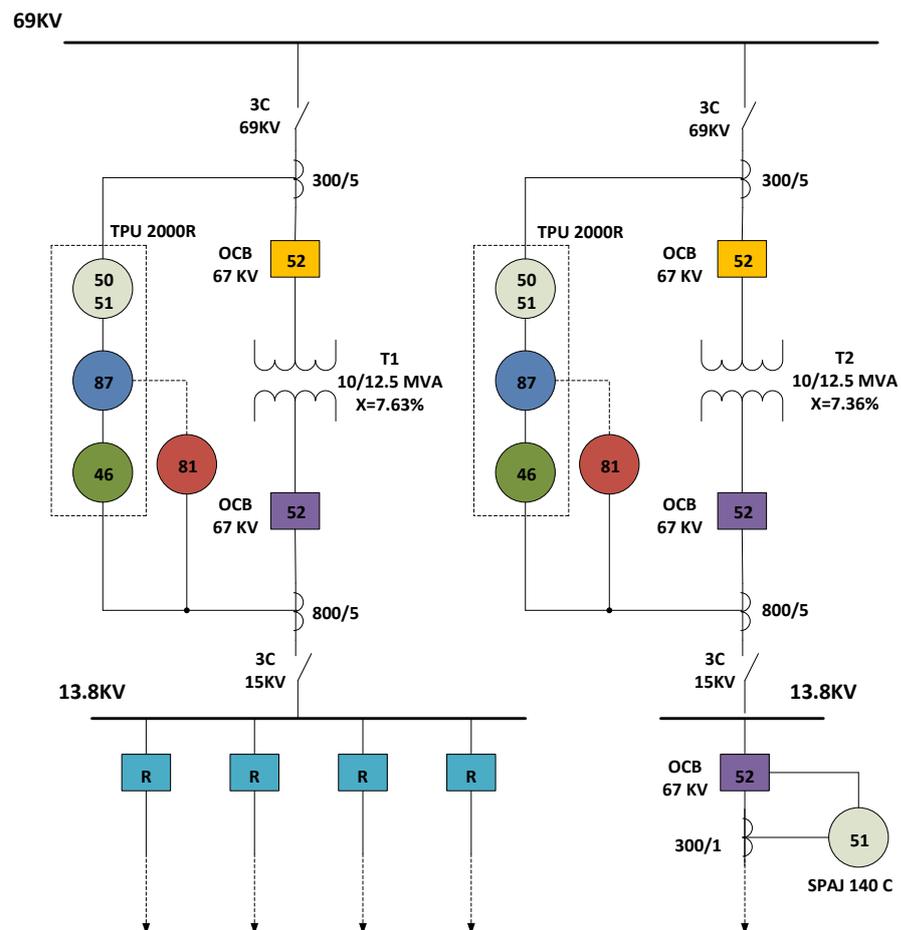


Figura 5.1 Esquema coordinación de protecciones.

5.3 CRITERIO DE ÁREAS DE SELECCIÓN

El sistema de potencia se divide en zonas de protección, las cuales están definidas por equipos como los interruptores de potencia y transformadores de corriente. El objetivo de aplicar el criterio de áreas de selección es que ninguna zona quede desprotegida ante una falla, debido a esto existe superposición entre los elementos que conforman la red de distribución, tal como se presenta en la Figura 5.2.

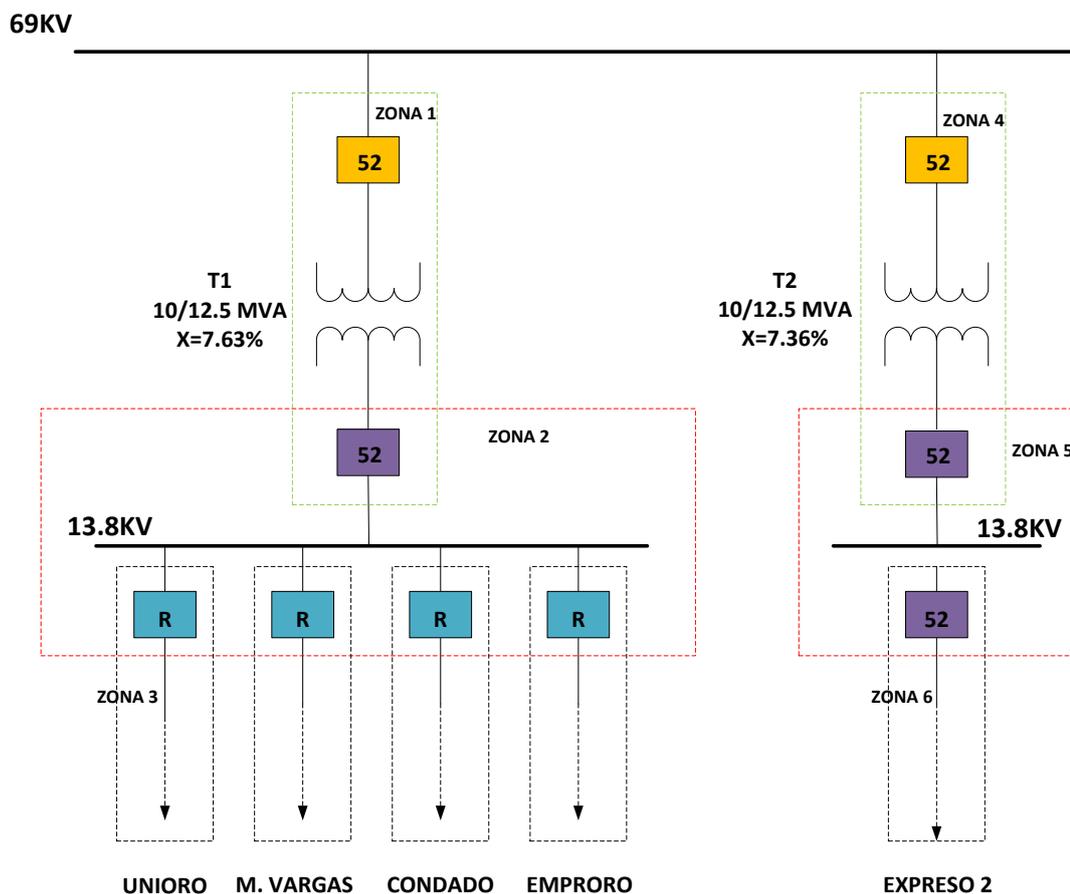


Figura 5.2 Zonas de protección aplicadas a la subestación Machala.

5.4 CRITERIOS GENERALES DE LA COORDINACIÓN

En la protección de un sistema de potencia se emplean relés de sobrecorriente, los cuales deben de cumplir con los siguientes requisitos:

- Velocidad: Tiempo que tarda el sistema de potencia en funcionar desde el instante en que ocurre una falla.
- Sensibilidad: El sistema de potencia debe detectar todo tipo de falla en cualquier parte de la sección a la que da protección

$$I_{Falla\ minima} < I_{carga\ normal\ hora\ demanda}$$

- Selectividad: Al ocurrir una falla, el sistema de potencia debe determinar el mínimo número de interruptores que deben abrir para desconectar y mantener, lo más posible, en funcionamiento el sistema.
- Confiabilidad: Guarda estrecha relación con el mantenimiento y calidad del equipo de protección.

5.5 COORDINACIÓN Y AJUSTES DE LAS PROTECCIÓN

Ante la no presencia de fusibles a lo largo de la troncal de cada una de las alimentadoras se empieza a coordinar con los reconectores o interruptores dependiendo del caso a analizar. Existen fusibles en los ramales, sub-ramales de los alimentadores, pero éstos son de baja de capacidad y ante cualquier falla de no operación de alguno de ellos, no debe de incurrir en la operación de los equipos de protección instalados en la subestación, tales

como: reconectadores, interruptores, relés de sobrecorriente, relé diferencial, etc.

Para la coordinación entre relés digitales de sobrecorriente, reconectadores se ha escogido un intervalo de tiempo de coordinación entre 0.20 a 0.25 segundos considerando la norma IEEE Std.242.2001 [11].

5.5.1 Ajuste de los Reconectadores

Los reconectadores usados en la subestación Machala son de Marca Cooper, ABB y ENTEC. La corriente mínima de operación debe ser 1,5 veces la corriente nominal de la alimentadora en condición de máxima carga.

- ✓ Alimentadora Unioro

$$I_{L1} = 39,06 \text{ Amp}$$

$$I_{R1} = 1,5 * I_{L1} = 58,6 \text{ Amp}$$

- ✓ Alimentadora M. Vargas

$$I_{L2} = 188,74 \text{ Amp}$$

$$I_{R2} = 1,5 * I_{L2} = 283,1 \text{ Amp}$$

- ✓ Alimentadora Condado

$$I_{L3} = 110,19 \text{ Amp}$$

$$I_{R3} = 1,5 * I_{L3} = 165,3 \text{ Amp}$$

- ✓ Alimentadora Emproro

$$I_{L4} = 190,34 \text{ Amp}$$

$$I_{R4} = 1,5 * I_{L4} = 285,5 \text{ Amp}$$

Para la selección del ajuste de la mínima corriente de arranque se debe de tener presente los mantenimientos programados, donde existe la transferencia de carga de una alimentadora a otra.

Para el caso más crítico de transferencia de carga M.Vargas-Emproro, tenemos:

$$I_{R2} = I_{R4} = I_{L2} + I_{L4} = 568,6 \text{ Amp}$$

Entonces, los ajustes seleccionados para los reconectores son:

Corriente mínima de operación: 630 Amp, donde la curva rápida es 102 y la curva lenta es 117.

5.5.2 Protección a los Transformadores de Potencia

5.5.2.1 Ajustes Diferencial 87T y 87H

En el Capítulo 4 se determina los ajustes para la protección diferencial 87, cuyos valores de ajustes se presentan en la sección 4.4.3.

5.5.2.2 Ajustes de Sobrecorriente

Se procede a obtener los ajustes de las diferentes funciones de sobrecorriente de tiempo inverso e instantáneo del relé TPU-2000R, es decir, seleccionar el ajuste del TAP y el ajuste del tiempo dial programable (TD).

5.5.2.3 Ajuste de la Función 51 P

Se procede a obtener el valor de la corriente mínima de operación del relé o también conocida como corriente de puesta de trabajo (I_{pt}), con un porcentaje de sobrecarga del 20%, con ello asegurando la vida útil de los transformadores y evitando de cierto modo la saturación de los transformadores de corriente.

- ✓ Transformador de Potencia 1

Corriente en el lado de alta tensión 69 [KV]

$$I_{H1} = \frac{MVA}{\sqrt{3} \times KV} \times 1,2 = \frac{12500}{\sqrt{3} \times 69} \times 1,2 = 125,51 [A]$$

$$I_{pt\ 51P-1} = 125,51 \times \frac{5}{300} = 2,092 [A]$$

$$\mathbf{TAP = 2,1\ Amp}$$

Corriente en el lado de baja tensión 13,8 [KV]

$$I_{L1} = \frac{MVA}{\sqrt{3} \times KV} \times 1,2 = \frac{12500}{\sqrt{3} \times 13,8} \times 1,2 = 627,55 [A]$$

$$I_{pt\ 51P-2} = 627,55 \times \frac{5}{800} = 3,922 [A]$$

$$\mathbf{TAP = 3,9\ Amp}$$

- ✓ Transformador de Potencia T2.

Corriente en el lado de alta tensión 69 [KV]

$$I_{H2} = \frac{MVA}{\sqrt{3} \times KV} \times 1,2 = \frac{10000}{\sqrt{3} \times 69} \times 1,2 = 100,41 [A]$$

$$I_{pt\ 51P-1} = 100,41 \times \frac{5}{300} = 1,67 [A]$$

$$\mathbf{TAP = 1,7 Amp}$$

Corriente en el lado de baja tensión 13,8 [KV]

$$I_{L2} = \frac{MVA}{\sqrt{3} \times KV} \times 1,2 = \frac{10000}{\sqrt{3} \times 13,8} \times 1,2 = 502,04 [A]$$

$$I_{pt\ 51P-2} = 502,04 \times \frac{5}{800} = 3,13 [A]$$

$$\mathbf{TAP = 3,1 Amp}$$

Con estos ajustes el interruptor es disparado en base a un TD al excederse el umbral del ajuste de arranque de 51 P. Se utiliza una curva del tipo Extremadamente Inversa ya que se asemeja con la curva lenta de los reconectores.

El ajuste del TD para el transformador T1 de capacidad 12,5 MVA se hace en 2,5 en el lado de baja y de 3,9 para el lado de alta tensión de manera que cumpla con el intervalo de coordinación. En cambio para el transformador T2 de 10 MVA sus ajustes de TD son de 2,5 y 4,1 para el lado de bajo y alto voltaje respectivamente.

5.5.2.4 Ajuste de la Función 50-P

[12] De acuerdo a la norma IEEE C37.91-2000, sección 6.3.2, la función 50-P se ajusta a una corriente del 125% al 200% de la corriente máxima de falla del lado del secundario para evitar falsas operaciones como la corriente “inrush” del transformador.

- ✓ Transformador de Potencia 1

La corriente del lado de alta tensión 69 [KV]

$$I_{pt} = \frac{1,25 * I_{fmax'}}{RTC * I_{pt\ 51-P}}$$

$$I_{pt\ 50\ P-1} = \frac{1,25 * (5485,61/5)}{\frac{300}{5} * 2,1} = \mathbf{10,8 [-]}$$

La corriente del lado de baja tensión 13,8 [KV] de la Barra 2

$$I_{pt} = \frac{1,25 * I_{fmax}}{RTC * I_{pt\ 51-P}}$$

$$I_{pt\ 50\ P-2} = \frac{1,25 * 5485,61}{\frac{800}{5} * 3,9} = \mathbf{11,0 [-]}$$

- ✓ Transformador de Potencia T2.

La corriente del lado de alta tensión 69 [KV]

$$I_{pt} = \frac{1,25 * I_{fmax'}}{RTC * I_{pt\ 51-P}}$$

$$I_{pt\ 50\ P-1} = \frac{1,25 * (5207,29/5)}{\frac{300}{5} * 1,7} = \mathbf{12,7 [-]}$$

La corriente del lado de baja tensión 13,8 [KV] de la Barra 3

$$I_{pt} = \frac{1,25 * I_{fmax}}{RTC * I_{pt\ 51-P}}$$

$$I_{pt\ 50\ P-2} = \frac{1,25 * 5207,29}{\frac{800}{5} * 3,1} = \mathbf{13,1 [-]}$$

Los múltiplos seleccionados del T1 son 11,0 en el lado de bajo voltaje y 10,8 en el lado de alto voltaje y para el T2 son de 13,1 y 12,7 para el lado bajo y alto voltaje respectivamente, los cuales están dentro del rango de ajuste que brinda la función 50 P. Además el tiempo de la función instantánea debe ser mayor 0,1 seg. si se ajusta con la corriente “inrush” del transformador. En este caso se utiliza un factor de 1,25 siendo el tiempo de operación de 0,01 seg.

5.5.2.5 Ajuste de la Función 51 G

[13] El valor de la corriente de puesta en trabajo de los relés de sobrecorriente de tierra se lo ajusta de acuerdo al Documento IEB-0350-00-01 “GUÍAS PARA EL BUEN AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DEL STN” la que recomienda *utilizar un valor del 40% de la corriente nominal del transformador, dado que los niveles de desbalance*

esperados en el sistema son inferiores a este valor. Si el relé de sobrecorriente a ajustar sólo tiene unidad de tiempo definido, la corriente de arranque se ajusta con el criterio ya recomendado y el tiempo de operación se escogerá de acuerdo con los estudios de cortocircuito. Si la unidad no es de tiempo definido sino que es del tipo instantáneo sin posibilidad de retardo intencional, la unidad deberá quedar inhabilitada, excepto si se trata de un devanado de alimentación en delta, en cuyo caso es recomendable ajustarla al 10% de la corriente de carga.

Como en el relé a utilizar la función 51G posee una curva de tiempo definido, el valor de la corriente puesta en trabajo se la ajusta a un 40% de la corriente nominal del transformador según lo mencionado.

- ✓ Transformador de Potencia T1.

$$I_{pt\ 51G-2} = \frac{0,4 * 522,96}{800/5}$$

$$I_{pt\ 51G-2} = \mathbf{1,3\ Amp}$$

- ✓ Transformador de Potencia T2.

$$I_{pt\ 51G-2} = \frac{0,4 * 418,37}{800/5}$$

$$I_{pt\ 51G-2} = \mathbf{1,0\ Amp}$$

El ajuste del TD para el T1 es de 1,3 y el TD para T2 es de 1,5.

5.5.2.6 Ajuste de la Función 46

La función de secuencia negativa proporciona una mayor seguridad ante una falla de línea a línea. De acuerdo a la norma IEEE C37.91-2000 sección 6.6.2, indica que el relé operará para el 58% de la corriente de carga.

- ✓ Transformador de Potencia 1

La corriente del lado de alta tensión 69 [KV]

$$I_{pt\ 46-1} = 0,58 * \frac{104,59\ Amp}{\frac{300}{5}} = 1,01\ Amp$$

$$I_{pt\ 46-1} = 1,0\ Amp \quad y \quad TD = 2,3$$

La corriente del lado de baja tensión 13,8 [KV]

$$I_{pt\ 46-2} = 0,58 * \frac{522,96\ Amp}{\frac{800}{5}} = 1,89\ Amp$$

$$I_{pt\ 46-2} = 1,9\ Amp \quad y \quad TD = 1,5$$

- ✓ Transformador de Potencia 2

La corriente del lado de alta tensión 69 [KV]

$$I_{pt\ 46-1} = 0,58 * \frac{83,67\ Amp}{\frac{300}{5}} = 0,81\ Amp$$

$$I_{pt\ 46-1} = 1,0\ Amp \quad y \quad TD = 2,0$$

La corriente del lado de baja tensión 13,8 [KV]

$$I_{pt\ 46-2} = 0,58 * \frac{418,37\ Amp}{\frac{800}{5}} = 1,52\ Amp$$

$$I_{pt\ 46-2} = 1,5\ Amp \quad y \quad TD = 1,5$$

5.5.3 Ajuste del relé de frecuencia

[14] *El desbalance entre la carga y la generación, ocasionado por disturbios en el sistema eléctrico, tales como la pérdida de generación, carga y/o por fallas en la red de transmisión, se ve representado por la variación de la frecuencia del sistema. Cuando es necesaria la desconexión de la carga debido a la baja frecuencia del sistema, se utiliza el relé de frecuencia, por lo que se implementa el esquema de alivio de carga para frecuencias inferiores a 59,5 Hz, según CENACE. En la Tabla 5.1 se muestra el esquema de alivio de carga por baja frecuencia para el período de Abril- Septiembre del 2014.*

Porcentajes de Desconexión de Carga				
Paso	Frecuencia (Hz)	Tiempos de actuación (ciclos)	Desconexión de carga (%)	Desconexión acumulada de carga (%)
1	59.4	12	6%	6%
2	59.2	12	6%	12%
3	59.1	12	7%	19%
4	59.0	12	7%	26%
5	58.8	12	7%	33%
6	58.6	12	7%	40%
7	58.5	12	7%	47%

Tabla 5.1 Esquema de alivio de carga por baja frecuencia diseñado según CENACE

Según lo mencionado en la sección se ajusta al relé de frecuencia, ABB Circuit Shield, a 59 Hz a 7 ciclos.

La configuración en el relé para ajustar a esa frecuencia es: **15 6 3 12**.

5.5.4 Ajustes del relé de la alimentadora Expreso 2

En base a unos datos históricos de carga proporcionados por la Empresa CNEL-El Oro del mes de marzo 2014, la corriente máxima promedio de carga actual de la alimentadora es de 176 [A]. Además se tiene un CT con relación de transformación de 300:1.

5.5.4.1 Ajuste de sobrecorriente de tiempo inverso de fase (51-P)

1. Se calcula la corriente máxima con sobrecarga del 20% ya que se debe tener la posibilidad de transferencia de carga de una alimentadora a otra, debido a que en un futuro se instalaran nuevas alimentadoras en la subestación

$$I_{pt} = 1,2 \times 176 = 212 \text{ [A]}$$

2. Se ajusta la corriente de operación de la protección de sobrecorriente temporizada a la corriente secundaria del CT. Recordar que el relé SPAJ 140 C se lo ajusta desde 0,5 a 5 multiplicado por la corriente nominal.

$$I_{51P} = 211 \times \frac{1}{300} = 0,71 \text{ [A]}$$

Entonces, el valor que se ajusta en el relé SPAJ 140 C es:

$$\frac{0,71}{5} = 0,14 [A]$$

3. La curva utilizada es la Extremadamente Inversa con un TD de 0,25.
El relé debe de operar para fallas en la troncal de la alimentadora Expreso 2.

5.5.4.2 Ajuste de sobrecorriente instantáneo de fase (50-P)

1. Se ajusta la función 50-P a una corriente del 125% de la corriente máxima de falla a 13.8 kV en la barra 3.

$$I_{pt} = 1,25 \times 5207 = 6509 [A]$$

2. Se ajusta la corriente de operación de la protección de sobrecorriente instantánea a la corriente secundaria del CT.

$$I_{51P} = 6509 \times \frac{1}{300} = 21,7 [A]$$

Entonces, el valor que se ajusta en el relé SPAJ 140 C es:

$$\frac{21,7}{5} = 4,4 [A]$$

5.5.4.3 Ajuste de sobrecorriente de tiempo inverso de tierra (51-G)

1. Se debe considerar que la corriente de puesta de trabajo es el 20% de la corriente a plena carga.

$$I_{pt} = 0,2 \times 176 = 35,2 [A]$$

2. Se ajusta la corriente de operación de la protección de sobrecorriente temporizada a la corriente secundaria del CT.

$$I_{51G} = 35,2 \times \frac{1}{300} = 0,12 [A]$$

Entonces, el valor que se ajusta en el relé SPAJ 140 C es:

$$\frac{0,12}{5} = 0,024 [A]$$

3. La curva utilizada es la Extremadamente Inversa con un TD de 0,20.

5.6 RESULTADOS DE LA COORDINACIÓN DE LA SUBESTACIÓN Y RED DE DISTRIBUCIÓN MACHALA

A continuación se muestran los resultados de manera gráfica para la coordinación de las Protecciones en las 5 alimentadores que actualmente tiene la subestación Machala.

5.6.1 Coordinación - Relés de sobrecorriente de tierra.

En la se muestra los resultados de la coordinación entre los relés de tierra del T2 y la alimentadora Expreso 2.

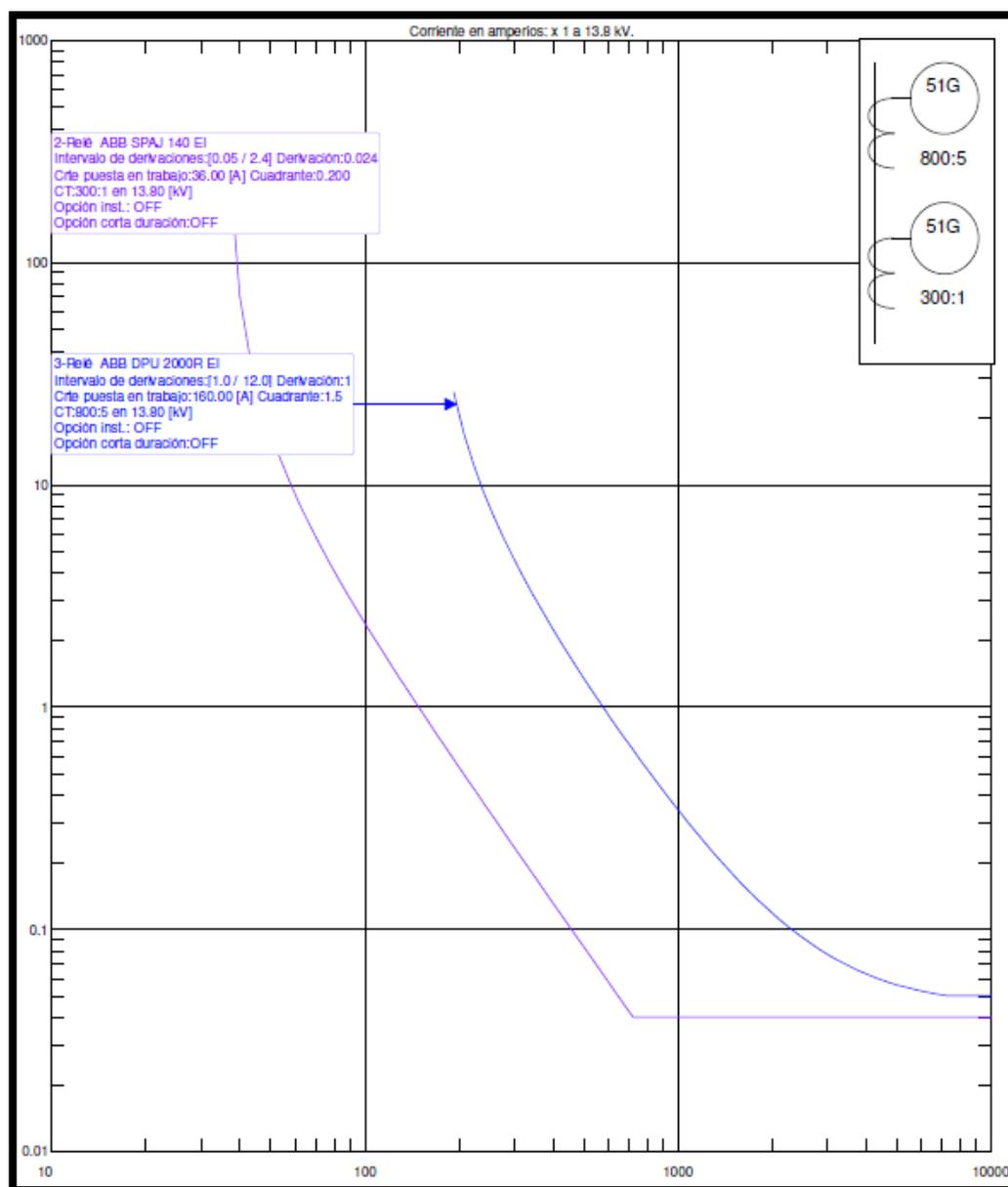


Figura 5. 3 Coordinación de los relés de sobrecorriente de tierra entre el T2 y alimentadora Expreso 2.

5.6.2 Coordinación – Alimentadora Uniro

En la Figura 5.4 se muestra los resultados de la coordinación de los equipos de protección de la alimentadora Uniro.

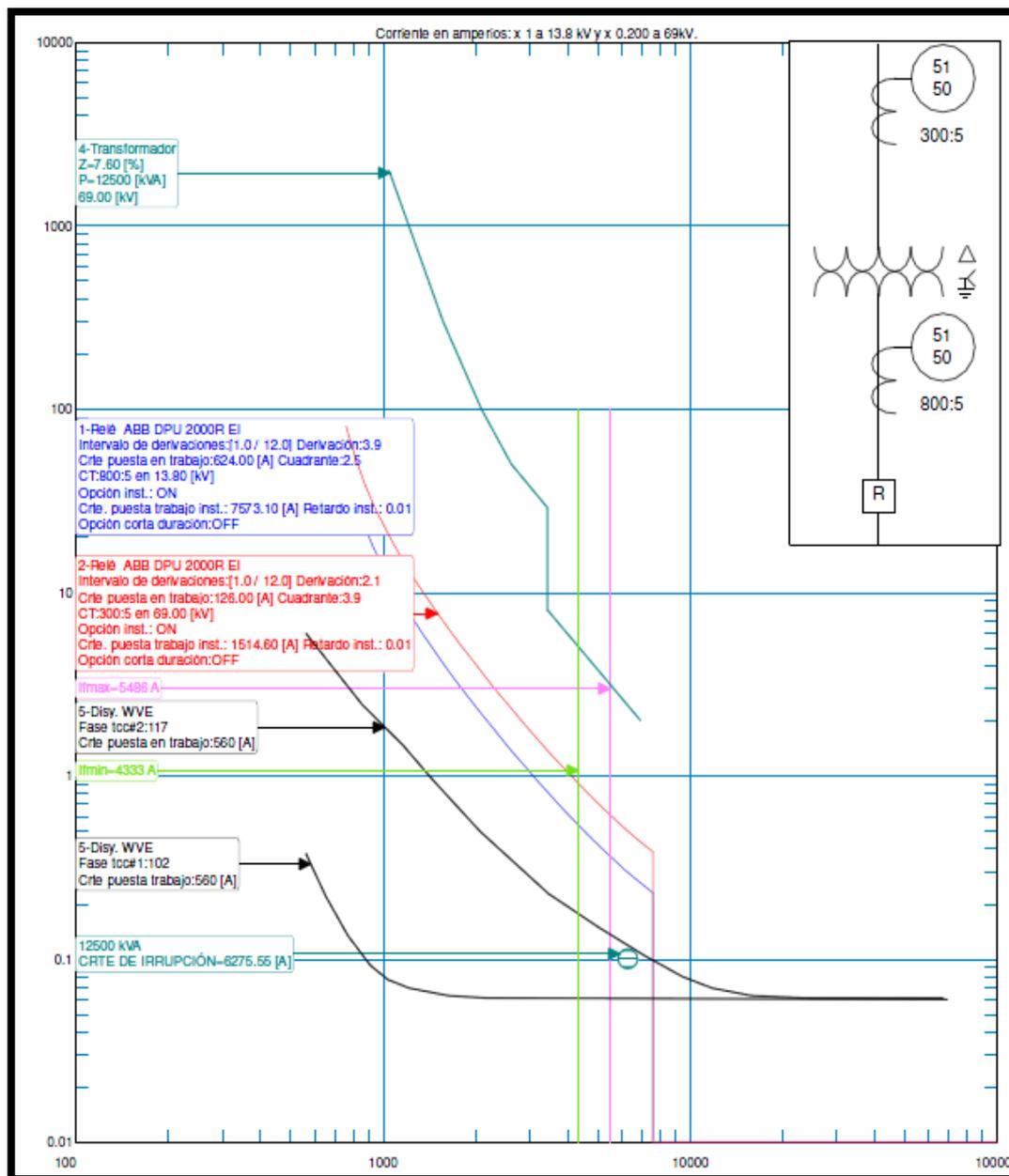


Figura 5.4 Coordinación de Protecciones de la alimentadora Uniro.

5.6.3 Coordinación – Alimentadora Madero Vargas

En la Figura 5.5 se muestra los resultados de la coordinación de los equipos de protección de la alimentadora Madero Vargas.

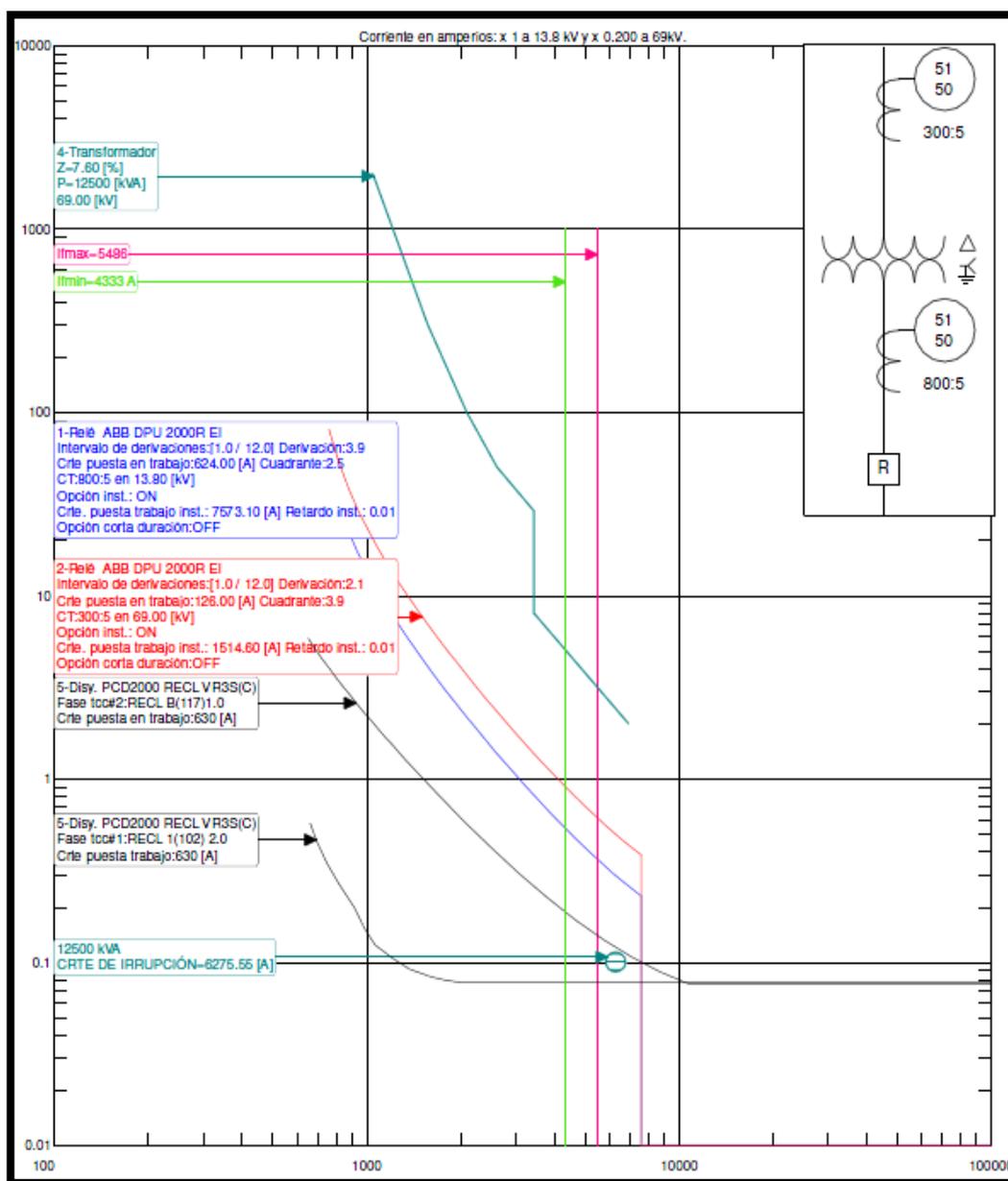


Figura 5.5 Coordinación de Protecciones de la alimentadora Madero Vargas.

5.6.4 Coordinación – Alimentadora Condado

En la Figura 5.6 se muestra los resultados de la coordinación de los equipos de protección de la alimentadora Condado.

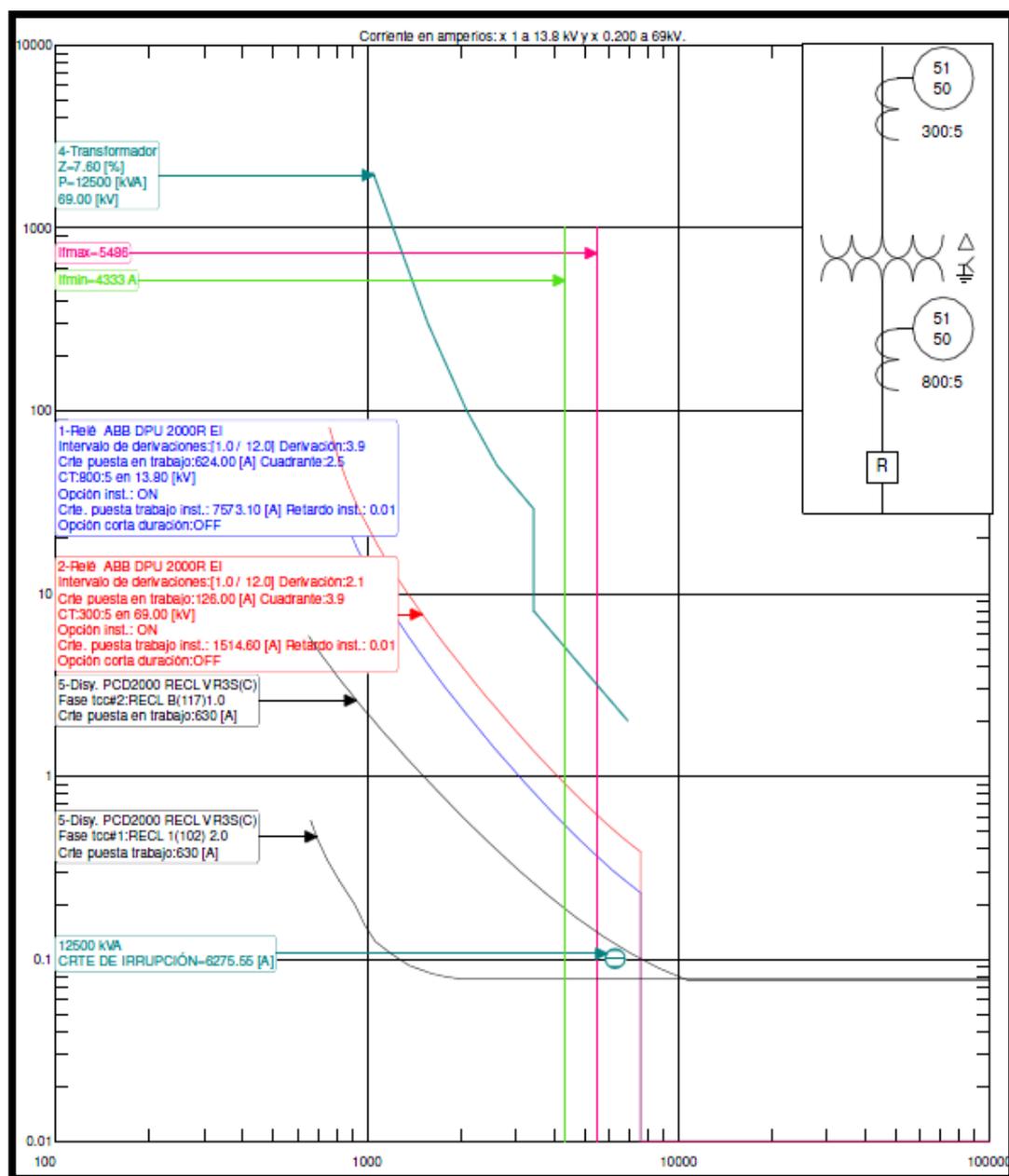


Figura 5.6 Coordinación de Protecciones de la alimentadora Condado.

5.6.5 Coordinación – Alimentadora Emproro

En la Figura 5.7 se muestra los resultados de la coordinación de los equipos de protección de la alimentadora Emproro.

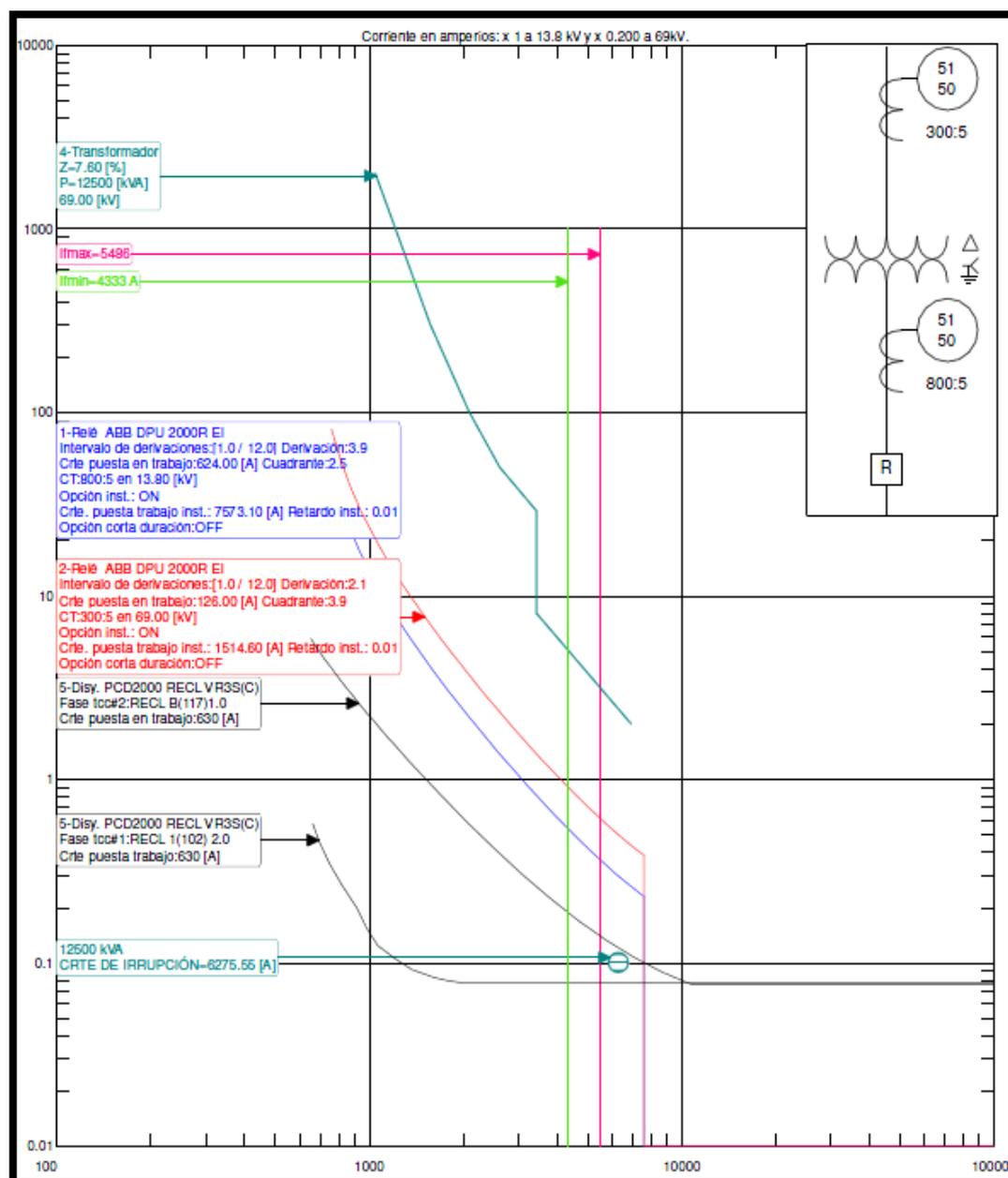


Figura 5.7 Coordinación de Protecciones de la alimentadora Madero Vargas.

5.6.6 Coordinación – Alimentadora Expreso 2

En la Figura 5.8 se muestra los resultados de la coordinación de los equipos de protección de la alimentadora Expreso 2.

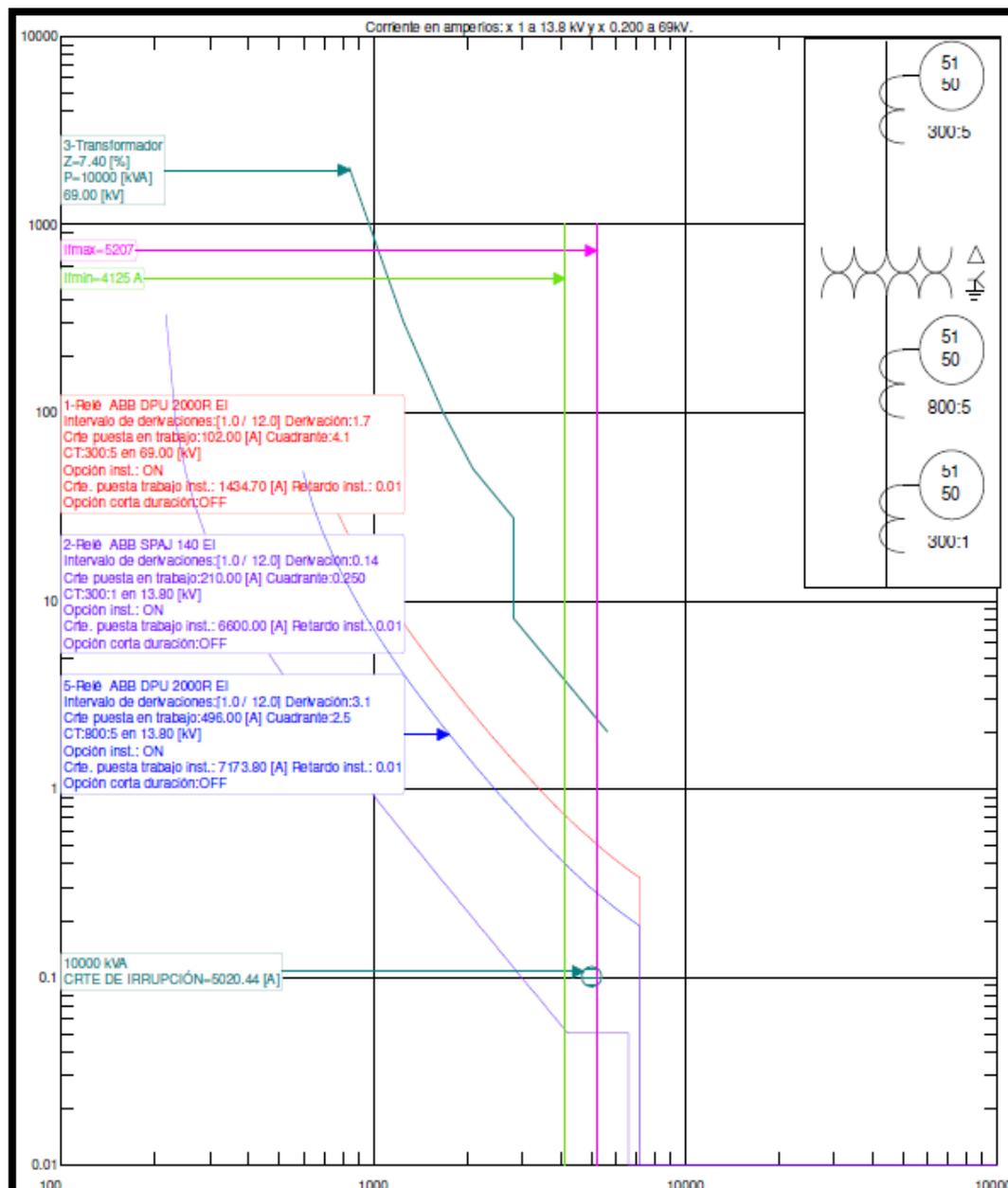


Figura 5.8 Coordinación de Protecciones de la alimentadora Expreso 2.

5.7 RESUMEN DE AJUSTES

En las siguientes tablas se presentan los ajustes de protección de los relés utilizados en la subestación Machala.

Tipo	KV	Iprimaria (A)	Relación CT	TAP (A)	Tipo Curva	TD
Transformador T1 (12,5 MVA)						
51P-1	69	126	300/5	2,1	E.I	3,9
51P-2	13,8	624	800/5	3,9	E.I	2,5
50P-1	69	1515	300/5	10,8*	Inst.	-
50P-2	13,8	7573	800/5	11,0*	Inst.	-
51G	13,8	208	800/5	1,3	E.I	1,3
46-1	69	60	300/5	1,0	Inversa	2,3
46-2	13,8	304	800/5	1,9	Inversa	1,5
Transformador T2 (10 MVA)						
51P-1	69	102	300/5	1,7	E.I	4,1
51P-2	13,8	496	800/5	3,1	E.I	2,5
50P-1	69	1435	300/5	12,7*	Inst.	-
50P-2	13,8	7174	800/5	13,1*	Inst.	-
51G	13,8	160	800/5	1,0	E.I	1,5
46-1	69	60	300/5	1,0	Inversa	2,0
46-2	13,8	240	800/5	1,5	Inversa	1,5

Tabla 5.2 Ajustes de la protección 51 P, 50 P, 51 G, 46 del relé TPU 2000R.

Tipo	KV	Iprimaria (A)	Relación CT	TAP (A)	Tipo Curva	TD
Transformador T1 (12,5 MVA)						
51P	13,8	210	300/1	0,14	E.I	0,25
50P	13,8	6600	300/1	4,4	Inst.	-
51G	13,8	36	300/1	0,024	E.I	0,20

Tabla 5. 3 Ajuste del relé SPAJ 140C

Nota: * Es un valor múltiplo del ajuste de la función 51P.

	Transformador de Potencia 1	Transformador de Potencia 2
Datos del Sistema en Alta Tensión (69 KV)		
Conexión	Delta	Delta
Corriente Nominal	104,59 [A]	83,67 [A]
Corriente de Sobrecarga 20%	125,51 [A]	100,41 [A]
Relación de CT	300:5	300:5
Corriente secundaria	2,092 [A]	1,674 [A]
Datos del Sistema en Baja Tensión (13,8 KV)		
Conexión	Estrella	Estrella
Corriente Nominal	522,96 [A]	418,37[A]
Corriente de Sobrecarga 20%	627,55 [A]	502,04 [A]
Relación de CT	800:5	800:5
Corriente secundaria	6,79 [A]	5,43 [A]
Ajuste		
TAP en alta	2,1 [A]	1,7 [A]
TAP en baja	6,8 [A]	5,4 [A]
Pendiente de Restricción	30%	30%
Pickup mínimo	0,3	0,3
Ajuste 87H	6,64	8,20

Tabla 5.4 Ajustes de la protección 87 del relé TPU 2000R

5.8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Los equipos que fueron coordinados en la sección del lado del transformador 1 fueron: dos disyuntores, uno del lado de 69 [KV] y otro en el lado de 13,8 [KV] y los reconectores de las cuatro alimentadoras.

2. Los equipos que fueron coordinados en la sección del lado del transformador 2 fueron tres disyuntores, uno del lado de 69 [KV] y dos en el lado de 13,8 [KV].
3. De acuerdo a la norma IEEE Std.242.2001 se seleccionó un intervalo de tiempo de coordinación entre las curvas de protección entre 0,20 a 0,25 segundos.
4. El ajuste de la protección de sobrecorriente temporizada (51) del T1 en el lado de baja tensión es de 3,9 [A], se seleccionó una curva de tipo Extremadamente Inversa para que coordine con la curva del reconectador con un TD de 2,5.
5. El ajuste de la protección de sobrecorriente temporizada (51) del transformador 1 en el lado de alta tensión es de 2,1 [A], se seleccionó una curva tipo Extremadamente Inversa con un TD de 3,9.
6. El ajuste de la protección de sobrecorriente temporizada (51) del transformador 2 en el lado de baja tensión es de 3,1 [A], se seleccionó una curva de tipo Extremadamente Inversa con un TD de 2,5.
7. El ajuste de la protección de sobrecorriente temporizada (51) del transformador 2 en el lado de alta tensión es de 1,7 [A], se seleccionó una curva de tipo Extremadamente Inversa con un TD de 4,1.
8. La protección de sobrecorriente instantánea (50) se ajusta al 125% de la corriente máxima de falla en el lado secundario de acuerdo a la norma IEEE C37.91-2000.

9. El ajuste de la protección de sobrecorriente instantánea (50) del transformador 1 en el lado de 13,8 [KV] es de 11, mientras que en el lado de 69 [KV] es de 10,8.
10. El ajuste de la protección de sobrecorriente instantánea (50) del transformador 2 en el lado de 13,8 [KV] es de 13,1; mientras que en el lado de 69 [KV] es de 12,7.
11. La protección de sobrecorriente de tierra (51G) se lo ajustó al 40% de la corriente nominal. En el transformador 1 se ajustó a 1,3 [A] mientras que en el transformador 2 a 1,0 [A].
12. De acuerdo a la norma IEEE C37.91-2000 se ajustó a la función de secuencia negativa (46) al 58% la corriente de carga.
13. El ajuste de la protección 46 de transformador 1 en el lado de 69 [KV] es de 1,0 [A], mientras que en el lado de 13,8 [KV] a un TAP de 1,9 [A].
14. El ajuste de la protección 46 de transformador 1 en el lado de 69 [KV] es de 1,0 [A], mientras que en el lado de 13,8 [KV] a un TAP de 1,5 [A].
15. La corriente mínima de operación de los reconectores COOPER, ABB y ENTEC se lo ajustó a 1,5 veces la corriente nominal de la alimentadora en condición de máxima carga.

16. Para el ajuste de la mínima corriente de los reconectores, se tuvo presente los mantenimientos programados donde existen transferencia de carga de una alimentadora a otra.
17. La corriente mínima de operación de los reconectores es de 630 [A], donde la curva rápida es 102 y la curva lenta es 117.
18. Para la protección de baja frecuencia, se ajustó al relé CIRCUIT SHIELD de ABB para que opere a 59 Hz con un tiempo de 7 ciclos.
19. La configuración de ajuste de frecuencia en el relé 81 para 59 HZ es 15 6 3 12.
20. La alimentadora Expreso 2 no posee reconector sino un disyuntor, por lo que se utiliza un relé SPAJ 140C para su protección.
21. La relación de transformación del CT utilizado es de 300:1, que es que actualmente se encuentra en la subestación.
22. El TAP de la protección 51 de la alimentadora Expreso 2 es de 0,14 con una curva Extremadamente Inversa con un TD de 0,25.

CONCLUSIONES

1. El transformador de la barra 2 se encuentra trabajando al 85,5% de su capacidad ONAF (12,5 [MVA]), es decir, el transformador está trabajando sobrecargado reduciendo así su tiempo de vida útil.
2. El mayor MVA de cortocircuito, en máxima generación, a nivel de 69 [KV], es dado por la falla trifásica siendo este de 457,25 [MVA], mientras que el mínimo MVA de cortocircuito es de 396,06 [MVA] y resulta de una falla de línea a línea.
3. En máxima generación, la mayor corriente de falla obtenida en la barra 2 es de 5485,61 [A] y en la barra 3 es de 5207,29 [A], ambas producidas por una falla de línea a tierra (LT).
4. Para el ajuste de la mínima corriente de los reconectores, se tuvo presente los mantenimientos programados donde existen transferencia de carga de una alimentadora a otra.
5. Con el análisis de flujo de carga se tiene que el TAP en el transformador T1 debe de estar en la posición 3, mientras que el TAP en el transformador T2 debe de estar en la posición 4.

6. La alimentadora Expreso 2 en su histórico de carga tiene una potencia activa de 2,18 MW y una potencia reactiva de 1,85 MVAR. Con estos datos se observa que se tiene una potencia reactiva muy elevada ocasionado un factor de potencia por debajo del límite permitido según la regulación 004/02 del CONELEC.
7. En los ajustes obtenidos del relé SPAJ 140C que protege a la alimentadora Expreso 2 no se considera el efecto de transferencia de carga de una alimentadora a otra, debido a que por el momento existe solo ésta alimentadora conectada al transformador de potencia T2.
8. Con los ajustes de corriente y de tiempo obtenidos en éste trabajo se permite efectuar comparaciones y sugerencias a CNEL-EI Oro, que permitan una mejora en la protección actual.

RECOMENDACIONES

1. Para mejorar el nivel de confiabilidad de la Subestación Machala, se recomienda utilizar una configuración de barra partida, debido a que se tiene dos transformadores. Para ello, es necesario que los transformadores de potencia sean de la misma capacidad y que puedan individualmente abastecer la carga total de las alimentadoras, en caso de que uno deba de salir de operación.
2. El transformador de potencia T1 con capacidad de 10/12,5 [MVA] se lo debe sustituir por uno de mayor capacidad 18/24 MVA.
3. Se recomienda realizar la instalación de los relés diferenciales de marca ABB, modelo TPU 2000R para cada transformador de potencia.
4. Para el ajuste de la protección frecuencia (81) se recomienda el uso de un relé de frecuencia ABB, Circuit Shield tipo 81.
5. Se recomienda el cambio de los relés electromecánicos de marca General Electric por un relé SPAJ 140 C para la protección de sobrecorriente, debido a su tiempo de uso.

6. Se debe realizar un estudio minucioso en las cargas que posee la alimentadora Expreso 2, y con ello proponer una solución al problema de bajo factor de potencia.
7. Se recomienda que cuando se construyan las nuevas alimentadoras que van conectadas al transformador T2 debido al incremento en la demanda, se realice el respectivo cambio en los ajustes del relé SPAJ 140C de la alimentadora Expreso y con ello se permita la transferencia de carga de una alimentadora a otra.

ANEXOS

ANEXO 2

HISTÓRICO DE CARGA DE LAS ALIMENTADORAS DE LA SUBESTACIÓN MACHALA

En este anexo se presentan los históricos de carga para las cinco alimentadoras de la S.E. del 13 de Marzo del presente año, cuyos datos se han utilizado para el flujo de carga y coordinación de las protecciones.

UNIORO

Hora	KW total	KVAR total	KVA total	FP (%)	Corriente [A]
0:00	542,56	315,39	627,57	86,45	26,26
0:10	515,02	322,11	607,46	84,78	25,41
0:20	496,07	319,88	590,27	84,04	24,69
0:30	482,63	328,93	584,06	82,63	24,44
0:40	477,00	329,54	579,76	82,27	24,26
0:50	481,80	324,65	580,97	82,93	24,31
1:00	470,91	325,76	572,60	82,24	23,96
1:10	462,50	325,71	565,68	81,76	23,67
1:20	454,39	328,26	560,56	81,06	23,45
1:30	446,65	326,34	553,16	80,74	23,14
1:40	439,52	328,27	548,58	80,12	22,95
1:50	438,86	331,63	550,07	79,78	23,01
2:00	426,03	335,16	542,06	78,59	22,68
2:10	423,43	340,76	543,51	77,91	22,74
2:20	426,96	332,22	540,99	78,92	22,63
2:30	426,85	331,92	540,71	78,94	22,62
2:40	424,64	329,06	537,22	79,04	22,48
2:50	413,19	335,50	532,25	77,63	22,27
3:00	411,32	344,08	536,26	76,70	22,44
3:10	417,12	339,36	537,73	77,57	22,50
3:20	422,03	331,47	536,64	78,64	22,45
3:30	403,49	338,14	526,44	76,64	22,02

3:40	400,28	336,06	522,65	76,59	21,87
3:50	398,28	341,47	524,62	75,92	21,95
4:00	399,88	344,08	527,54	75,80	22,07
4:10	401,52	335,35	523,15	76,75	21,89
4:20	408,19	333,95	527,39	77,40	22,06
4:30	410,74	334,68	529,83	77,52	22,17
4:40	393,31	345,75	523,67	75,11	21,91
4:50	386,93	347,58	520,12	74,39	21,76
5:00	398,10	341,73	524,65	75,88	21,95
5:10	390,19	354,05	526,88	74,06	22,04
5:20	407,54	349,03	536,57	75,95	22,45
5:30	405,48	352,52	537,29	75,47	22,48
5:40	410,01	351,94	540,34	75,88	22,61
5:50	412,69	354,98	544,36	75,81	22,77
6:00	421,17	346,35	545,29	77,24	22,81
6:10	432,75	346,51	554,38	78,06	23,19
6:20	439,93	348,54	561,27	78,38	23,48
6:30	414,64	380,64	562,86	73,67	23,55
6:40	379,48	420,04	566,07	67,04	23,68
6:50	390,71	414,49	569,61	68,59	23,83
7:00	387,80	421,94	573,08	67,67	23,98
7:10	398,99	409,28	571,58	69,80	23,91
7:20	384,99	413,79	565,19	68,12	23,65
7:30	402,60	401,33	568,46	70,82	23,78
7:40	416,03	393,98	572,98	72,61	23,97
7:50	404,93	396,12	566,46	71,48	23,70
8:00	411,32	386,55	564,45	72,87	23,61
8:10	431,42	389,36	581,14	74,24	24,31
8:20	405,43	389,04	561,90	72,15	23,51
8:30	434,52	377,34	575,49	75,50	24,08
8:40	433,01	370,09	569,61	76,02	23,83
8:50	436,84	367,41	570,81	76,53	23,88
9:00	432,49	370,76	569,66	75,92	23,83
9:10	447,58	345,43	565,37	79,16	23,65
9:20	459,46	339,75	571,43	80,41	23,91
9:30	449,71	355,73	573,40	78,43	23,99
9:40	454,16	352,30	574,79	79,01	24,05
9:50	471,27	340,30	581,29	81,07	24,32
10:00	479,07	340,56	587,78	81,51	24,59
10:10	482,77	339,89	590,42	81,77	24,70
10:20	487,22	335,47	591,55	82,36	24,75
10:30	490,57	331,27	591,95	82,87	24,77
10:40	483,04	344,93	593,55	81,38	24,83

10:50	487,87	339,74	594,51	82,06	24,87
11:00	488,86	337,21	593,88	82,32	24,85
11:10	498,58	340,16	603,57	82,61	25,25
11:20	510,12	330,06	607,59	83,96	25,42
11:30	518,95	334,85	617,60	84,03	25,84
11:40	522,28	343,94	625,36	83,52	26,16
11:50	542,52	333,86	637,01	85,17	26,65
12:00	532,68	322,55	622,73	85,54	26,05
12:10	534,29	340,43	633,53	84,34	26,51
12:20	537,57	336,91	634,42	84,73	26,54
12:30	533,18	325,84	624,86	85,33	26,14
12:40	544,93	332,71	638,47	85,35	26,71
12:50	539,03	327,15	630,54	85,49	26,38
13:00	561,71	324,15	648,53	86,61	27,13
13:10	543,72	327,01	634,48	85,69	26,54
13:20	542,99	332,61	636,77	85,27	26,64
13:30	549,13	315,13	633,13	86,73	26,49
13:40	546,12	324,84	635,43	85,95	26,58
13:50	537,51	319,67	625,38	85,95	26,16
14:00	544,59	311,97	627,61	86,77	26,26
14:10	547,93	312,36	630,71	86,87	26,39
14:20	566,21	311,39	646,18	87,62	27,03
14:30	545,28	321,33	632,92	86,15	26,48
14:40	554,20	321,52	640,71	86,50	26,81
14:50	563,73	318,14	647,30	87,09	27,08
15:00	548,37	319,32	634,57	86,42	26,55
15:10	550,10	321,58	637,20	86,33	26,66
15:20	554,86	317,07	639,06	86,82	26,74
15:30	540,05	325,00	630,30	85,68	26,37
15:40	510,29	325,95	605,51	84,27	25,33
15:50	522,48	323,18	614,35	85,05	25,70
16:00	523,82	333,59	621,02	84,35	25,98
16:10	513,46	327,95	609,26	84,28	25,49
16:20	518,47	339,81	619,91	83,64	25,94
16:30	526,49	331,17	621,99	84,65	26,02
16:40	512,70	323,89	606,44	84,54	25,37
16:50	515,98	334,31	614,82	83,92	25,72
17:00	509,56	332,33	608,36	83,76	25,45
17:10	509,43	346,03	615,84	82,72	25,76
17:20	507,48	349,99	616,47	82,32	25,79
17:30	514,49	346,36	620,21	82,95	25,95
17:40	522,85	345,57	626,73	83,42	26,22
17:50	530,16	350,78	635,70	83,40	26,60

18:00	531,08	357,09	639,97	82,99	26,77
18:10	556,26	365,90	665,82	83,55	27,86
18:20	573,42	367,20	680,91	84,21	28,49
18:30	611,19	336,50	697,70	87,60	29,19
18:40	642,37	326,16	720,43	89,16	30,14
18:50	695,79	307,73	760,80	91,45	31,83
19:00	723,13	304,08	784,46	92,18	32,82
19:10	738,33	316,14	803,16	91,93	33,60
19:20	733,83	316,22	799,06	91,84	33,43
19:30	739,82	320,44	806,23	91,76	33,73
19:40	753,84	321,25	819,43	91,99	34,28
19:50	734,18	323,56	802,32	91,51	33,57
20:00	744,06	324,83	811,87	91,65	33,97
20:10	739,21	326,89	808,27	91,46	33,82
20:20	733,32	327,60	803,17	91,30	33,60
20:30	725,13	333,54	798,16	90,85	33,39
20:40	746,59	329,49	816,07	91,49	34,14
20:50	728,34	335,41	801,86	90,83	33,55
21:00	730,15	336,60	804,00	90,81	33,64
21:10	724,13	337,32	798,85	90,65	33,42
21:20	735,08	325,45	803,90	91,44	33,63
21:30	731,41	334,35	804,21	90,95	33,65
21:40	719,55	348,62	799,55	89,99	33,45
21:50	727,46	346,74	805,87	90,27	33,72
22:00	710,53	338,79	787,17	90,26	32,93
22:10	692,56	333,36	768,61	90,11	32,16
22:20	681,23	342,00	762,26	89,37	31,89
22:30	679,97	338,54	759,59	89,52	31,78
22:40	661,71	340,66	744,25	88,91	31,14
22:50	649,44	343,84	734,84	88,38	30,74
23:00	642,33	345,45	729,34	88,07	30,51
23:10	598,59	334,17	685,55	87,32	28,68
23:20	595,21	333,06	682,05	87,27	28,54
23:30	570,09	326,23	656,83	86,79	27,48
23:40	547,64	328,71	638,72	85,74	26,72
23:50	536,64	323,11	626,41	85,67	26,21

MADERO VARGAS

Hora	KW total	KVAR total	KVA total	FP (%)	Corriente [A]
0:00	3.258,26	608,94	3.314,68	(98,30)	138,68
0:10	3.132,13	593,48	3.187,86	(98,25)	133,37
0:20	3.022,58	589,74	3.079,58	(98,15)	128,84
0:30	2.943,99	570,89	2.998,83	(98,17)	125,46
0:40	2.893,60	574,32	2.950,05	(98,09)	123,42
0:50	2.851,43	569,69	2.907,78	(98,06)	121,65
1:00	2.817,43	559,83	2.872,51	(98,08)	120,18
1:10	2.745,21	553,32	2.800,42	(98,03)	117,16
1:20	2.686,74	552,26	2.742,91	(97,95)	114,76
1:30	2.615,55	532,16	2.669,13	(97,99)	111,67
1:40	2.588,20	535,49	2.643,01	(97,93)	110,58
1:50	2.564,78	519,35	2.616,83	(98,01)	109,48
2:00	2.551,60	526,87	2.605,43	(97,93)	109,00
2:10	2.524,61	550,48	2.583,93	(97,70)	108,10
2:20	2.496,91	509,45	2.548,35	(97,98)	106,62
2:30	2.458,43	498,03	2.508,37	(98,01)	104,94
2:40	2.442,83	495,32	2.492,54	(98,01)	104,28
2:50	2.414,65	496,29	2.465,12	(97,95)	103,13
3:00	2.413,13	493,12	2.463,00	(97,98)	103,04
3:10	2.376,24	491,30	2.426,50	(97,93)	101,52
3:20	2.353,84	466,45	2.399,61	(98,09)	100,39
3:30	2.328,73	467,40	2.375,17	(98,04)	99,37
3:40	2.315,10	476,67	2.363,66	(97,95)	98,89
3:50	2.288,98	480,40	2.338,85	(97,87)	97,85
4:00	2.285,33	472,22	2.333,61	(97,93)	97,63
4:10	2.289,86	476,22	2.338,85	(97,91)	97,85
4:20	2.271,66	480,19	2.321,86	(97,84)	97,14
4:30	2.258,97	466,11	2.306,55	(97,94)	96,50
4:40	2.235,43	469,25	2.284,15	(97,87)	95,56
4:50	2.233,87	473,75	2.283,55	(97,82)	95,54
5:00	2.198,39	464,13	2.246,85	(97,84)	94,00
5:10	2.203,40	444,91	2.247,87	(98,02)	94,04
5:20	2.220,53	451,60	2.265,99	(97,99)	94,80
5:30	2.201,42	447,75	2.246,49	(97,99)	93,99
5:40	2.236,56	449,96	2.281,38	(98,04)	95,45
5:50	2.196,01	442,14	2.240,07	(98,03)	93,72
6:00	2.171,26	434,88	2.214,38	(98,05)	92,64
6:10	2.187,06	448,37	2.232,55	(97,96)	93,40

6:20	2.173,68	436,83	2.217,14	(98,04)	92,76
6:30	2.092,09	419,08	2.133,65	(98,05)	89,27
6:40	2.045,07	372,73	2.078,76	(98,38)	86,97
6:50	2.064,92	384,59	2.100,43	(98,31)	87,88
7:00	2.118,82	387,68	2.154,00	(98,37)	90,12
7:10	2.182,69	392,34	2.217,67	(98,42)	92,78
7:20	2.218,98	399,08	2.254,59	(98,42)	94,33
7:30	2.254,93	409,71	2.291,85	(98,39)	95,88
7:40	2.269,05	408,19	2.305,47	(98,42)	96,45
7:50	2.319,88	425,81	2.358,64	(98,36)	98,68
8:00	2.282,40	413,13	2.319,49	(98,40)	97,04
8:10	2.428,26	517,87	2.482,87	(97,80)	103,88
8:20	2.541,85	551,01	2.600,89	(97,73)	108,81
8:30	2.606,39	552,10	2.664,23	(97,83)	111,46
8:40	2.685,48	568,39	2.744,97	(97,83)	114,84
8:50	2.715,72	601,27	2.781,49	(97,64)	116,37
9:00	2.767,46	586,32	2.828,89	(97,83)	118,35
9:10	2.845,47	595,15	2.907,05	(97,88)	121,62
9:20	2.859,47	595,07	2.920,73	(97,90)	122,19
9:30	2.875,65	604,17	2.938,44	(97,86)	122,94
9:40	2.863,79	621,58	2.930,47	(97,72)	122,60
9:50	2.907,49	672,10	2.984,16	(97,43)	124,85
10:00	2.933,11	651,53	3.004,60	(97,62)	125,70
10:10	2.970,27	671,92	3.045,32	(97,54)	127,41
10:20	2.959,07	678,70	3.035,91	(97,47)	127,01
10:30	2.980,22	673,21	3.055,31	(97,54)	127,82
10:40	2.940,25	672,82	3.016,25	(97,48)	126,19
10:50	2.966,43	662,62	3.039,54	(97,59)	127,17
11:00	3.028,52	679,42	3.103,80	(97,57)	129,85
11:10	3.046,92	727,20	3.132,50	(97,27)	131,05
11:20	3.198,13	745,86	3.283,95	(97,39)	137,39
11:30	3.235,59	751,21	3.321,65	(97,41)	138,97
11:40	3.212,42	768,56	3.303,08	(97,26)	138,19
11:50	3.325,72	801,12	3.420,85	(97,22)	143,12
12:00	3.328,34	794,11	3.421,76	(97,27)	143,16
12:10	3.441,30	797,19	3.532,43	(97,42)	147,79
12:20	3.409,02	771,33	3.495,20	(97,53)	146,23
12:30	3.394,19	767,70	3.479,93	(97,54)	145,59
12:40	3.392,13	741,97	3.472,33	(97,69)	145,27
12:50	3.395,28	750,81	3.477,30	(97,64)	145,48
13:00	3.382,42	707,04	3.455,52	(97,88)	144,57
13:10	3.445,49	727,70	3.521,50	(97,84)	147,33
13:20	3.461,77	742,43	3.540,49	(97,78)	148,12

13:30	3.453,00	715,22	3.526,30	(97,92)	147,53
13:40	3.468,80	715,20	3.541,76	(97,94)	148,18
13:50	3.439,15	722,56	3.514,24	(97,86)	147,03
14:00	3.513,67	718,41	3.586,36	(97,97)	150,04
14:10	3.557,72	770,93	3.640,29	(97,73)	152,30
14:20	3.580,59	807,43	3.670,50	(97,55)	153,56
14:30	3.583,45	784,01	3.668,21	(97,69)	153,47
14:40	3.560,50	757,54	3.640,19	(97,81)	152,29
14:50	3.563,18	754,94	3.642,28	(97,83)	152,38
15:00	3.613,89	795,50	3.700,41	(97,66)	154,81
15:10	3.558,82	770,64	3.641,30	(97,73)	152,34
15:20	3.555,64	779,03	3.639,98	(97,68)	152,29
15:30	3.503,73	757,56	3.584,69	(97,74)	149,97
15:40	3.478,32	773,03	3.563,18	(97,62)	149,07
15:50	3.515,46	785,47	3.602,14	(97,59)	150,70
16:00	3.462,95	783,13	3.550,40	(97,54)	148,54
16:10	3.409,11	763,88	3.493,64	(97,58)	146,16
16:20	3.412,07	783,66	3.500,91	(97,46)	146,47
16:30	3.436,86	788,20	3.526,09	(97,47)	147,52
16:40	3.462,13	820,93	3.558,13	(97,30)	148,86
16:50	3.421,06	789,20	3.510,91	(97,44)	146,89
17:00	3.389,62	777,95	3.477,75	(97,47)	145,50
17:10	3.292,47	721,80	3.370,66	(97,68)	141,02
17:20	3.223,46	708,02	3.300,30	(97,67)	138,07
17:30	3.220,23	672,50	3.289,70	(97,89)	137,63
17:40	3.236,51	688,09	3.308,84	(97,81)	138,43
17:50	3.216,06	673,12	3.285,75	(97,88)	137,47
18:00	3.203,34	656,54	3.269,93	(97,96)	136,80
18:10	3.181,60	629,63	3.243,30	(98,10)	135,69
18:20	3.226,16	603,99	3.282,21	(98,29)	137,32
18:30	3.315,87	668,10	3.382,51	(98,03)	141,51
18:40	3.043,84	533,54	3.090,25	(98,50)	129,29
18:50	3.140,41	570,30	3.191,77	(98,39)	133,53
19:00	3.137,36	557,62	3.186,53	(98,46)	133,31
19:10	3.642,06	755,60	3.719,61	(97,91)	155,62
19:20	3.762,37	775,88	3.841,54	(97,94)	160,72
19:30	3.806,15	770,56	3.883,36	(98,01)	162,47
19:40	3.815,19	766,36	3.891,40	(98,04)	162,80
19:50	3.818,51	747,27	3.890,95	(98,14)	162,79
20:00	3.867,66	776,26	3.944,79	(98,04)	165,04
20:10	3.852,81	751,91	3.925,50	(98,15)	164,23
20:20	3.838,29	739,06	3.908,79	(98,20)	163,53
20:30	3.818,69	750,53	3.891,74	(98,12)	162,82

20:40	3.845,18	747,84	3.917,23	(98,16)	163,88
20:50	3.851,39	742,37	3.922,29	(98,19)	164,10
21:00	3.807,38	733,44	3.877,38	(98,19)	162,22
21:10	3.848,99	728,76	3.917,37	(98,25)	163,89
21:20	3.837,43	735,77	3.907,33	(98,21)	163,47
21:30	3.804,32	731,60	3.874,03	(98,20)	162,08
21:40	3.827,19	736,07	3.897,33	(98,20)	163,05
21:50	3.865,57	745,42	3.936,79	(98,19)	164,70
22:00	3.789,02	730,28	3.858,75	(98,19)	161,44
22:10	3.784,68	739,73	3.856,29	(98,14)	161,34
22:20	3.803,07	750,10	3.876,34	(98,11)	162,17
22:30	3.766,10	721,41	3.834,57	(98,21)	160,43
22:40	3.736,68	731,21	3.807,55	(98,14)	159,30
22:50	3.696,97	732,07	3.768,75	(98,10)	157,67
23:00	3.698,10	733,77	3.770,20	(98,09)	157,73
23:10	3.561,20	645,17	3.619,17	(98,40)	151,42
23:20	3.460,78	647,36	3.520,80	(98,30)	147,30
23:30	3.456,62	635,79	3.514,60	(98,35)	147,04
23:40	3.338,00	621,77	3.395,41	(98,31)	142,05
23:50	3.301,26	623,19	3.359,57	(98,26)	140,55

CONDADO

Hora	KW total	KVAR total	KVA total	FP (%)	Corriente [A]
0:00	2.052,18	655,03	2.154,18	(95,26)	90,12
0:10	1.992,88	646,83	2.095,23	(95,12)	87,66
0:20	1.973,06	647,83	2.076,69	(95,01)	86,88
0:30	1.919,54	639,55	2.023,28	(94,87)	84,65
0:40	1.919,64	653,09	2.027,70	(94,67)	84,83
0:50	1.873,06	629,07	1.975,87	(94,80)	82,66
1:00	1.857,60	636,99	1.963,79	(94,59)	82,16
1:10	1.854,43	649,04	1.964,73	(94,39)	82,20
1:20	1.805,80	644,68	1.917,43	(94,18)	80,22
1:30	1.790,66	648,87	1.904,60	(94,02)	79,68
1:40	1.777,09	652,57	1.893,12	(93,87)	79,20
1:50	1.749,81	648,08	1.865,97	(93,77)	78,07
2:00	1.723,33	643,24	1.839,47	(93,69)	76,96
2:10	1.680,39	637,75	1.797,34	(93,49)	75,20
2:20	1.676,38	618,41	1.786,81	(93,82)	74,75

2:30	1.687,24	618,15	1.796,92	(93,90)	75,18
2:40	1.670,23	614,62	1.779,73	(93,85)	74,46
2:50	1.663,29	620,66	1.775,32	(93,69)	74,27
3:00	1.621,40	620,80	1.736,18	(93,39)	72,64
3:10	1.626,63	628,04	1.743,67	(93,29)	72,95
3:20	1.622,80	587,71	1.725,94	(94,02)	72,21
3:30	1.568,09	592,60	1.676,33	(93,54)	70,13
3:40	1.540,94	581,92	1.647,16	(93,55)	68,91
3:50	1.567,18	586,60	1.673,36	(93,65)	70,01
4:00	1.526,99	591,11	1.637,41	(93,26)	68,50
4:10	1.507,14	558,71	1.607,37	(93,76)	67,25
4:20	1.501,90	548,00	1.598,75	(93,94)	66,89
4:30	1.501,54	572,18	1.606,86	(93,45)	67,23
4:40	1.475,88	575,09	1.583,97	(93,18)	66,27
4:50	1.473,93	568,51	1.579,77	(93,30)	66,09
5:00	1.459,67	569,34	1.566,77	(93,16)	65,55
5:10	1.473,25	568,75	1.579,22	(93,29)	66,07
5:20	1.491,13	567,76	1.595,57	(93,45)	66,75
5:30	1.468,47	576,33	1.577,52	(93,09)	66,00
5:40	1.471,31	571,81	1.578,52	(93,21)	66,04
5:50	1.448,12	568,97	1.555,88	(93,07)	65,09
6:00	1.456,72	570,82	1.564,56	(93,11)	65,46
6:10	1.428,41	548,71	1.530,18	(93,35)	64,02
6:20	1.360,46	574,77	1.476,90	(92,12)	61,79
6:30	1.330,39	536,49	1.434,49	(92,74)	60,01
6:40	1.243,54	506,66	1.342,80	(92,61)	56,18
6:50	1.264,89	488,90	1.356,09	(93,28)	56,73
7:00	1.237,83	499,60	1.334,85	(92,73)	55,85
7:10	1.290,58	479,33	1.376,72	(93,74)	57,60
7:20	1.300,70	483,58	1.387,68	(93,73)	58,06
7:30	1.318,77	464,02	1.398,02	(94,33)	58,49
7:40	1.296,28	496,68	1.388,18	(93,38)	58,08
7:50	1.334,21	508,17	1.427,71	(93,45)	59,73
8:00	1.402,88	526,80	1.498,53	(93,62)	62,69
8:10	1.435,95	568,20	1.544,28	(92,98)	64,61
8:20	1.460,78	591,01	1.575,81	(92,70)	65,93
8:30	1.454,10	572,36	1.562,69	(93,05)	65,38
8:40	1.474,17	574,66	1.582,22	(93,17)	66,20
8:50	1.563,82	595,74	1.673,45	(93,45)	70,01
9:00	1.550,48	626,92	1.672,42	(92,71)	69,97
9:10	1.605,56	628,21	1.724,08	(93,13)	72,13
9:20	1.657,90	626,12	1.772,19	(93,55)	74,14
9:30	1.621,15	609,38	1.731,90	(93,61)	72,46

9:40	1.640,09	608,12	1.749,20	(93,76)	73,18
9:50	1.630,13	612,48	1.741,39	(93,61)	72,85
10:00	1.682,50	630,32	1.796,70	(93,64)	75,17
10:10	1.689,12	645,90	1.808,40	(93,40)	75,66
10:20	1.642,73	636,38	1.761,69	(93,25)	73,70
10:30	1.726,21	668,37	1.851,09	(93,25)	77,44
10:40	1.682,67	639,21	1.799,99	(93,48)	75,31
10:50	1.681,44	637,27	1.798,15	(93,51)	75,23
11:00	1.652,15	645,66	1.773,83	(93,14)	74,21
11:10	1.706,56	675,40	1.835,35	(92,98)	76,79
11:20	1.718,91	681,46	1.849,07	(92,96)	77,36
11:30	1.750,32	677,71	1.876,94	(93,25)	78,53
11:40	1.794,85	710,28	1.930,28	(92,98)	80,76
11:50	1.795,80	725,69	1.936,89	(92,72)	81,03
12:00	1.719,84	634,82	1.833,26	(93,81)	76,70
12:10	1.695,83	630,96	1.809,41	(93,72)	75,70
12:20	1.720,70	617,60	1.828,18	(94,12)	76,49
12:30	1.672,48	608,74	1.779,82	(93,97)	74,46
12:40	1.688,22	585,74	1.786,95	(94,48)	74,76
12:50	1.730,38	624,49	1.839,62	(94,06)	76,96
13:00	1.692,35	614,06	1.800,31	(94,00)	75,32
13:10	1.728,96	602,59	1.830,96	(94,43)	76,60
13:20	1.726,98	599,31	1.828,01	(94,47)	76,48
13:30	1.779,16	647,05	1.893,17	(93,98)	79,20
13:40	1.770,67	621,99	1.876,74	(94,35)	78,52
13:50	1.772,07	621,60	1.877,93	(94,36)	78,57
14:00	1.792,99	640,39	1.903,92	(94,17)	79,65
14:10	1.820,04	648,45	1.932,11	(94,20)	80,83
14:20	1.850,19	666,64	1.966,62	(94,08)	82,28
14:30	1.856,44	632,09	1.961,10	(94,66)	82,05
14:40	1.899,01	686,47	2.019,28	(94,04)	84,48
14:50	1.907,16	709,94	2.035,01	(93,72)	85,14
15:00	1.898,79	675,76	2.015,46	(94,21)	84,32
15:10	1.890,05	691,22	2.012,48	(93,92)	84,20
15:20	1.884,98	698,17	2.010,12	(93,77)	84,10
15:30	1.839,92	684,58	1.963,15	(93,72)	82,13
15:40	1.869,47	699,64	1.996,10	(93,66)	83,51
15:50	1.798,24	671,74	1.919,61	(93,68)	80,31
16:00	1.834,20	682,18	1.956,95	(93,73)	81,87
16:10	1.780,01	663,42	1.899,62	(93,70)	79,47
16:20	1.770,65	655,95	1.888,24	(93,77)	79,00
16:30	1.782,63	662,95	1.901,91	(93,73)	79,57
16:40	1.749,39	630,80	1.859,64	(94,07)	77,80

16:50	1.754,75	655,37	1.873,14	(93,68)	78,37
17:00	1.778,13	652,55	1.894,08	(93,88)	79,24
17:10	1.764,11	639,28	1.876,37	(94,02)	78,50
17:20	1.752,98	622,59	1.860,25	(94,23)	77,83
17:30	1.757,13	627,44	1.865,79	(94,18)	78,06
17:40	1.731,06	603,67	1.833,30	(94,42)	76,70
17:50	1.699,84	593,22	1.800,38	(94,42)	75,32
18:00	1.686,55	573,98	1.781,55	(94,67)	74,53
18:10	1.726,69	566,78	1.817,33	(95,01)	76,03
18:20	1.755,51	551,32	1.840,05	(95,41)	76,98
18:30	1.807,53	579,43	1.898,13	(95,23)	79,41
18:40	1.890,07	600,46	1.983,16	(95,31)	82,97
18:50	1.976,40	628,45	2.073,91	(95,30)	86,77
19:00	2.037,81	622,65	2.130,81	(95,64)	89,15
19:10	1.992,36	611,07	2.083,97	(95,60)	87,19
19:20	2.000,40	598,98	2.088,15	(95,80)	87,36
19:30	2.030,83	612,94	2.121,32	(95,73)	88,75
19:40	2.087,81	619,14	2.177,68	(95,87)	91,11
19:50	2.076,36	620,98	2.167,23	(95,81)	90,67
20:00	2.052,19	609,02	2.140,65	(95,87)	89,56
20:10	2.091,93	626,09	2.183,61	(95,80)	91,36
20:20	2.125,15	619,82	2.213,69	(96,00)	92,61
20:30	2.121,55	620,10	2.210,31	(95,98)	92,47
20:40	2.159,26	625,26	2.247,97	(96,05)	94,05
20:50	2.115,05	618,79	2.203,71	(95,98)	92,20
21:00	2.123,44	623,10	2.212,98	(95,95)	92,58
21:10	2.164,44	637,61	2.256,40	(95,92)	94,40
21:20	2.150,05	633,16	2.241,34	(95,93)	93,77
21:30	2.169,71	625,18	2.257,98	(96,09)	94,47
21:40	2.174,85	630,41	2.264,37	(96,05)	94,73
21:50	2.182,63	630,60	2.271,90	(96,07)	95,05
22:00	2.192,00	646,44	2.285,33	(95,92)	95,61
22:10	2.174,46	656,78	2.271,48	(95,73)	95,03
22:20	2.175,61	668,73	2.276,07	(95,59)	95,22
22:30	2.197,87	677,76	2.300,00	(95,56)	96,23
22:40	2.201,59	677,02	2.303,33	(95,58)	96,36
22:50	2.176,63	673,27	2.278,38	(95,53)	95,32
23:00	2.149,89	692,38	2.258,64	(95,19)	94,49
23:10	2.111,82	624,94	2.202,35	(95,89)	92,14
23:20	2.095,98	633,33	2.189,57	(95,73)	91,61
23:30	2.065,55	629,23	2.159,27	(95,66)	90,34
23:40	2.033,79	627,73	2.128,46	(95,55)	89,05
23:50	1.985,29	641,31	2.086,30	(95,16)	87,28

EMPRORO

Hora	KW total	KVAR total	KVA total	FP (%)	Corriente [A]
0:00	3.053,42	414,69	3.081,45	(99,09)	128,92
0:10	2.992,39	394,81	3.018,32	(99,14)	126,28
0:20	2.899,19	380,03	2.923,99	(99,15)	122,33
0:30	2.817,09	367,56	2.840,96	(99,16)	118,86
0:40	2.838,56	370,53	2.862,64	(99,16)	119,76
0:50	2.759,18	359,56	2.782,51	(99,16)	116,41
1:00	2.732,05	348,54	2.754,19	(99,20)	115,23
1:10	2.725,66	357,99	2.749,07	(99,15)	115,01
1:20	2.704,98	373,05	2.730,58	(99,06)	114,24
1:30	2.641,99	344,03	2.664,29	(99,16)	111,47
1:40	2.718,07	368,66	2.742,95	(99,09)	114,76
1:50	2.695,17	382,10	2.722,12	(99,01)	113,89
2:00	2.638,52	367,35	2.663,97	(99,04)	111,45
2:10	2.608,89	363,92	2.634,14	(99,04)	110,20
2:20	2.545,90	335,16	2.567,87	(99,14)	107,43
2:30	2.550,17	328,22	2.571,21	(99,18)	107,57
2:40	2.469,70	303,56	2.488,28	(99,25)	104,10
2:50	2.497,85	330,58	2.519,63	(99,14)	105,41
3:00	2.518,86	319,73	2.539,08	(99,20)	106,23
3:10	2.422,52	305,50	2.441,71	(99,21)	102,15
3:20	2.366,95	281,22	2.383,60	(99,30)	99,72
3:30	2.400,25	275,58	2.416,02	(99,35)	101,08
3:40	2.337,89	278,42	2.354,41	(99,30)	98,50
3:50	2.305,94	267,99	2.321,47	(99,33)	97,12
4:00	2.294,05	271,86	2.310,10	(99,31)	96,65
4:10	2.338,24	299,36	2.357,33	(99,19)	98,62
4:20	2.352,48	299,77	2.371,50	(99,20)	99,22
4:30	2.294,07	295,02	2.312,97	(99,18)	96,77
4:40	2.291,45	297,34	2.310,66	(99,17)	96,67
4:50	2.258,36	296,65	2.277,76	(99,15)	95,29
5:00	2.325,40	322,60	2.347,67	(99,05)	98,22
5:10	2.225,02	287,62	2.243,53	(99,17)	93,86
5:20	2.204,10	294,24	2.223,66	(99,12)	93,03
5:30	2.147,21	280,89	2.165,50	(99,16)	90,60
5:40	2.164,26	265,64	2.180,50	(99,26)	91,23
5:50	2.118,60	254,99	2.133,89	(99,28)	89,28
6:00	2.186,06	277,25	2.203,58	(99,21)	92,19
6:10	2.042,74	240,48	2.056,84	(99,31)	86,05

6:20	2.028,44	249,84	2.043,76	(99,25)	85,50
6:30	1.928,15	210,10	1.939,56	(99,41)	81,15
6:40	1.793,41	190,07	1.803,46	(99,44)	75,45
6:50	1.761,42	192,14	1.771,87	(99,41)	74,13
7:00	1.767,83	79,82	1.769,63	(99,90)	74,04
7:10	1.850,18	105,04	1.853,16	(99,84)	77,53
7:20	1.906,32	214,79	1.918,39	(99,37)	80,26
7:30	2.081,15	256,90	2.096,95	(99,25)	87,73
7:40	2.104,95	243,99	2.119,04	(99,33)	88,65
7:50	2.140,50	262,77	2.156,57	(99,25)	90,22
8:00	2.251,28	290,36	2.269,93	(99,18)	94,97
8:10	2.441,74	350,51	2.466,77	(98,99)	103,20
8:20	2.529,25	416,99	2.563,39	(98,67)	107,24
8:30	2.662,57	405,63	2.693,29	(98,86)	112,68
8:40	2.850,18	439,92	2.883,94	(98,83)	120,66
8:50	2.896,16	451,59	2.931,16	(98,81)	122,63
9:00	2.912,72	444,55	2.946,45	(98,86)	123,27
9:10	3.110,17	477,98	3.146,69	(98,84)	131,65
9:20	3.003,19	470,31	3.039,80	(98,80)	127,18
9:30	3.037,19	467,05	3.072,89	(98,84)	128,56
9:40	3.279,57	530,34	3.322,17	(98,72)	138,99
9:50	3.255,28	524,47	3.297,25	(98,73)	137,95
10:00	3.366,70	505,64	3.404,46	(98,89)	142,43
10:10	3.377,75	504,14	3.415,16	(98,90)	142,88
10:20	3.445,23	536,71	3.486,79	(98,81)	145,88
10:30	3.486,21	573,21	3.533,02	(98,68)	147,81
10:40	3.490,36	550,54	3.533,51	(98,78)	147,83
10:50	3.497,63	559,10	3.542,03	(98,75)	148,19
11:00	3.602,00	592,18	3.650,35	(98,68)	152,72
11:10	3.580,88	589,78	3.629,12	(98,67)	151,83
11:20	3.799,17	635,19	3.851,91	(98,63)	161,15
11:30	3.725,19	613,54	3.775,38	(98,67)	157,95
11:40	3.701,10	629,85	3.754,31	(98,58)	157,07
11:50	3.828,06	663,41	3.885,12	(98,53)	162,54
12:00	3.717,57	598,08	3.765,38	(98,73)	157,53
12:10	3.631,50	587,69	3.678,75	(98,72)	153,91
12:20	3.773,12	609,48	3.822,02	(98,72)	159,90
12:30	3.813,83	630,65	3.865,62	(98,66)	161,73
12:40	3.845,43	612,24	3.893,87	(98,76)	162,91
12:50	3.804,24	598,46	3.851,02	(98,79)	161,12
13:00	3.795,74	626,03	3.847,02	(98,67)	160,95
13:10	3.774,63	578,79	3.818,74	(98,84)	159,76
13:20	3.829,51	594,50	3.875,38	(98,82)	162,13

13:30	3.891,73	614,65	3.939,97	(98,78)	164,84
13:40	3.740,75	549,60	3.780,91	(98,94)	158,18
13:50	3.909,45	613,64	3.957,32	(98,79)	165,56
14:00	3.858,27	603,50	3.905,18	(98,80)	163,38
14:10	3.882,35	607,94	3.929,66	(98,80)	164,41
14:20	3.909,33	641,60	3.961,63	(98,68)	165,74
14:30	3.975,30	674,12	4.032,05	(98,59)	168,69
14:40	3.945,65	633,11	3.996,12	(98,74)	167,19
14:50	3.936,30	615,43	3.984,11	(98,80)	166,68
15:00	3.845,68	594,90	3.891,43	(98,82)	162,81
15:10	3.866,23	599,97	3.912,51	(98,82)	163,69
15:20	3.794,19	590,85	3.839,92	(98,81)	160,65
15:30	3.785,90	603,02	3.833,62	(98,76)	160,39
15:40	3.809,86	622,35	3.860,35	(98,69)	161,51
15:50	3.642,46	551,35	3.683,95	(98,87)	154,13
16:00	3.724,25	616,57	3.774,94	(98,66)	157,93
16:10	3.622,94	605,28	3.673,15	(98,63)	153,67
16:20	3.579,24	600,57	3.629,28	(98,62)	151,84
16:30	3.640,26	597,64	3.689,00	(98,68)	154,34
16:40	3.586,24	596,46	3.635,51	(98,64)	152,10
16:50	3.634,82	582,64	3.681,22	(98,74)	154,01
17:00	3.699,50	632,57	3.753,19	(98,57)	157,02
17:10	3.609,01	588,09	3.656,61	(98,70)	152,98
17:20	3.684,68	639,78	3.739,81	(98,53)	156,46
17:30	3.644,21	599,63	3.693,22	(98,67)	154,51
17:40	3.434,00	525,92	3.474,04	(98,85)	145,34
17:50	3.446,21	549,83	3.489,80	(98,75)	146,00
18:00	3.432,72	524,31	3.472,53	(98,85)	145,28
18:10	3.447,19	532,94	3.488,14	(98,83)	145,93
18:20	3.594,44	554,01	3.636,89	(98,83)	152,16
18:30	3.539,87	573,94	3.586,09	(98,71)	150,03
18:40	3.618,55	584,59	3.665,47	(98,72)	153,35
18:50	3.679,22	605,95	3.728,78	(98,67)	156,00
19:00	3.792,37	602,38	3.839,91	(98,76)	160,65
19:10	3.689,70	562,34	3.732,31	(98,86)	156,15
19:20	3.649,32	529,42	3.687,52	(98,96)	154,27
19:30	3.696,99	538,38	3.735,99	(98,96)	156,30
19:40	3.712,35	542,33	3.751,75	(98,95)	156,96
19:50	3.672,64	539,98	3.712,12	(98,94)	155,30
20:00	3.713,90	541,43	3.753,16	(98,95)	157,02
20:10	3.684,98	533,74	3.723,43	(98,97)	155,78
20:20	3.696,80	543,13	3.736,49	(98,94)	156,32
20:30	3.685,48	536,40	3.724,31	(98,96)	155,81

20:40	3.575,59	491,93	3.609,27	(99,07)	151,00
20:50	3.563,10	493,38	3.597,10	(99,05)	150,49
21:00	3.666,54	510,38	3.701,89	(99,05)	154,88
21:10	3.478,90	483,64	3.512,36	(99,05)	146,95
21:20	3.505,02	496,55	3.540,01	(99,01)	148,10
21:30	3.425,08	486,44	3.459,45	(99,01)	144,73
21:40	3.477,27	500,61	3.513,12	(98,98)	146,98
21:50	3.485,86	491,42	3.520,33	(99,02)	147,28
22:00	3.435,35	499,75	3.471,51	(98,96)	145,24
22:10	3.416,62	507,31	3.454,08	(98,92)	144,51
22:20	3.400,71	483,04	3.434,84	(99,01)	143,70
22:30	3.305,01	474,61	3.338,91	(98,98)	139,69
22:40	3.331,25	498,64	3.368,37	(98,90)	140,92
22:50	3.255,25	478,68	3.290,25	(98,94)	137,65
23:00	3.269,68	475,62	3.304,10	(98,96)	138,23
23:10	3.185,09	411,26	3.211,53	(99,18)	134,36
23:20	3.150,36	393,17	3.174,80	(99,23)	132,82
23:30	3.145,00	400,53	3.170,40	(99,20)	132,64
23:40	3.092,90	404,60	3.119,25	(99,16)	130,50
23:50	3.086,83	423,75	3.115,78	(99,07)	130,35

EXPRESO 2

Hora	KW total	KVAR total	KVA total	FP (%)	Corriente [A]
0:00	1.664,73	1.559,87	2.281,34	(72,97)	95,44
0:10	1.610,38	1.507,39	2.205,80	(73,01)	92,28
0:20	1.562,56	1.499,47	2.165,64	(72,15)	90,60
0:30	1.522,52	1.484,13	2.126,19	(71,61)	88,95
0:40	1.526,23	1.473,12	2.121,19	(71,95)	88,74
0:50	1.478,18	1.462,01	2.079,06	(71,10)	86,98
1:00	1.481,68	1.461,30	2.081,05	(71,20)	87,06
1:10	1.439,80	1.427,94	2.027,81	(71,00)	84,84
1:20	1.404,63	1.417,17	1.995,33	(70,40)	83,48
1:30	1.406,52	1.423,06	2.000,85	(70,30)	83,71
1:40	1.375,42	1.383,81	1.951,08	(70,50)	81,63
1:50	1.350,39	1.370,47	1.923,99	(70,19)	80,49
2:00	1.343,21	1.371,67	1.919,82	(69,97)	80,32
2:10	1.309,46	1.363,43	1.890,40	(69,27)	79,09
2:20	1.315,40	1.322,70	1.865,42	(70,51)	78,04

2:30	1.292,60	1.311,97	1.841,76	(70,18)	77,05
2:40	1.292,67	1.322,15	1.849,07	(69,91)	77,36
2:50	1.277,78	1.331,64	1.845,53	(69,24)	77,21
3:00	1.276,25	1.311,27	1.829,83	(69,75)	76,55
3:10	1.257,72	1.314,63	1.819,37	(69,13)	76,12
3:20	1.255,29	1.261,50	1.779,64	(70,54)	74,45
3:30	1.241,98	1.254,71	1.765,45	(70,35)	73,86
3:40	1.245,34	1.268,37	1.777,53	(70,06)	74,37
3:50	1.239,42	1.281,95	1.783,14	(69,51)	74,60
4:00	1.236,68	1.273,56	1.775,21	(69,66)	74,27
4:10	1.219,17	1.247,64	1.744,41	(69,89)	72,98
4:20	1.198,38	1.248,35	1.730,46	(69,25)	72,40
4:30	1.213,18	1.256,90	1.746,88	(69,45)	73,08
4:40	1.206,20	1.250,49	1.737,43	(69,42)	72,69
4:50	1.189,85	1.256,94	1.730,80	(68,75)	72,41
5:00	1.183,23	1.241,46	1.715,00	(68,99)	71,75
5:10	1.203,63	1.251,31	1.736,23	(69,32)	72,64
5:20	1.179,22	1.232,67	1.705,89	(69,13)	71,37
5:30	1.173,26	1.225,41	1.696,52	(69,16)	70,98
5:40	1.187,94	1.225,32	1.706,64	(69,61)	71,40
5:50	1.187,51	1.243,57	1.719,49	(69,06)	71,94
6:00	1.161,36	1.224,10	1.687,36	(68,83)	70,59
6:10	1.185,69	1.238,07	1.714,26	(69,17)	71,72
6:20	1.152,95	1.221,00	1.679,33	(68,66)	70,26
6:30	1.117,98	1.173,13	1.620,54	(68,99)	67,80
6:40	1.107,32	1.187,90	1.623,97	(68,19)	67,94
6:50	1.149,89	1.201,48	1.663,08	(69,14)	69,58
7:00	1.224,26	1.265,86	1.761,02	(69,52)	73,68
7:10	1.306,98	1.305,85	1.847,55	(70,74)	77,30
7:20	1.352,76	1.335,90	1.901,21	(71,15)	79,54
7:30	1.442,09	1.413,36	2.019,21	(71,42)	84,48
7:40	1.509,84	1.444,32	2.089,42	(72,26)	87,41
7:50	1.581,42	1.495,89	2.176,82	(72,65)	91,07
8:00	1.725,79	1.574,60	2.336,18	(73,87)	97,74
8:10	1.863,62	1.790,69	2.584,50	(72,11)	108,13
8:20	1.909,59	1.804,06	2.627,01	(72,69)	109,91
8:30	1.962,80	1.840,29	2.690,59	(72,95)	112,57
8:40	2.021,89	1.890,90	2.768,31	(73,04)	115,82
8:50	2.070,35	1.928,74	2.829,55	(73,17)	118,38
9:00	2.156,69	1.981,05	2.928,46	(73,65)	122,52
9:10	2.222,08	2.033,00	3.011,76	(73,78)	126,00
9:20	2.279,67	2.074,73	3.082,44	(73,96)	128,96
9:30	2.304,80	2.064,11	3.093,97	(74,49)	129,44

9:40	2.360,81	2.134,07	3.182,40	(74,18)	133,14
9:50	2.414,20	2.192,85	3.261,43	(74,02)	136,45
10:00	2.431,19	2.181,51	3.266,45	(74,43)	136,66
10:10	2.480,10	2.250,04	3.348,67	(74,06)	140,10
10:20	2.505,15	2.276,75	3.385,16	(74,00)	141,63
10:30	2.495,66	2.223,27	3.342,34	(74,67)	139,83
10:40	2.520,02	2.260,82	3.385,53	(74,44)	141,64
10:50	2.506,15	2.292,78	3.396,71	(73,78)	142,11
11:00	2.530,61	2.260,49	3.393,20	(74,58)	141,96
11:10	2.568,73	2.340,73	3.475,25	(73,91)	145,39
11:20	2.568,31	2.336,97	3.472,41	(73,96)	145,28
11:30	2.652,10	2.385,38	3.567,02	(74,35)	149,23
11:40	2.663,38	2.504,59	3.656,03	(72,85)	152,96
11:50	2.698,90	2.489,66	3.671,85	(73,50)	153,62
12:00	2.693,10	2.487,26	3.665,95	(73,46)	153,37
12:10	2.676,48	2.475,44	3.645,73	(73,41)	152,53
12:20	2.659,58	2.432,62	3.604,31	(73,79)	150,79
12:30	2.692,96	2.438,74	3.633,11	(74,12)	152,00
12:40	2.674,21	2.372,65	3.575,04	(74,80)	149,57
12:50	2.610,63	2.344,28	3.508,70	(74,40)	146,79
13:00	2.662,72	2.386,39	3.575,60	(74,47)	149,59
13:10	2.665,21	2.332,61	3.541,81	(75,25)	148,18
13:20	2.668,19	2.366,25	3.566,28	(74,82)	149,20
13:30	2.696,56	2.342,33	3.571,83	(75,50)	149,43
13:40	2.714,80	2.376,60	3.608,10	(75,24)	150,95
13:50	2.712,28	2.359,83	3.595,17	(75,44)	150,41
14:00	2.693,21	2.321,75	3.555,83	(75,74)	148,77
14:10	2.710,64	2.325,15	3.571,26	(75,90)	149,41
14:20	2.774,94	2.393,45	3.664,54	(75,72)	153,31
14:30	2.752,55	2.398,36	3.650,84	(75,39)	152,74
14:40	2.755,23	2.406,56	3.658,26	(75,32)	153,05
14:50	2.810,98	2.453,35	3.731,02	(75,34)	156,09
15:00	2.773,55	2.414,89	3.677,54	(75,42)	153,86
15:10	2.783,67	2.397,81	3.674,01	(75,77)	153,71
15:20	2.826,04	2.490,48	3.766,83	(75,02)	157,59
15:30	2.742,06	2.406,91	3.648,57	(75,15)	152,65
15:40	2.727,77	2.403,13	3.635,35	(75,03)	152,09
15:50	2.696,98	2.413,67	3.619,32	(74,52)	151,42
16:00	2.677,21	2.395,30	3.592,34	(74,53)	150,29
16:10	2.658,80	2.402,61	3.583,54	(74,19)	149,92
16:20	2.591,74	2.352,02	3.499,87	(74,05)	146,42
16:30	2.606,09	2.354,23	3.511,99	(74,21)	146,93
16:40	2.606,17	2.336,13	3.499,94	(74,46)	146,43

16:50	2.542,09	2.304,74	3.431,33	(74,08)	143,56
17:00	2.486,03	2.225,43	3.336,60	(74,51)	139,59
17:10	2.523,29	2.335,76	3.438,42	(73,39)	143,85
17:20	2.491,91	2.294,27	3.387,23	(73,57)	141,71
17:30	2.447,77	2.220,88	3.305,13	(74,06)	138,28
17:40	2.407,65	2.221,94	3.276,24	(73,49)	137,07
17:50	2.418,48	2.218,14	3.281,65	(73,70)	137,29
18:00	2.440,72	2.225,69	3.303,15	(73,89)	138,19
18:10	2.365,23	2.124,56	3.179,32	(74,39)	133,01
18:20	2.440,58	2.143,53	3.248,25	(75,14)	135,90
18:30	2.419,48	2.129,82	3.223,35	(75,06)	134,86
18:40	2.421,43	2.119,53	3.218,03	(75,25)	134,63
18:50	2.427,43	2.063,47	3.185,96	(76,19)	133,29
19:00	2.345,70	1.991,35	3.076,98	(76,23)	128,73
19:10	2.245,72	1.891,04	2.935,86	(76,49)	122,83
19:20	2.191,70	1.861,78	2.875,72	(76,21)	120,31
19:30	2.179,24	1.852,42	2.860,17	(76,19)	119,66
19:40	2.154,89	1.848,37	2.839,02	(75,90)	118,78
19:50	2.135,31	1.822,27	2.807,17	(76,07)	117,44
20:00	2.113,12	1.809,45	2.781,98	(75,96)	116,39
20:10	2.108,38	1.779,47	2.758,94	(76,42)	115,43
20:20	2.123,17	1.796,01	2.780,92	(76,35)	116,35
20:30	2.097,36	1.787,91	2.756,00	(76,10)	115,30
20:40	2.127,68	1.806,38	2.791,06	(76,23)	116,77
20:50	2.131,41	1.821,94	2.804,00	(76,01)	117,31
21:00	2.109,89	1.810,53	2.780,22	(75,89)	116,32
21:10	2.048,00	1.768,47	2.705,88	(75,69)	113,21
21:20	2.060,57	1.768,70	2.715,56	(75,88)	113,61
21:30	2.070,71	1.784,71	2.733,68	(75,75)	114,37
21:40	2.025,26	1.750,63	2.677,01	(75,65)	112,00
21:50	2.022,51	1.759,48	2.680,73	(75,45)	112,15
22:00	1.986,36	1.749,05	2.646,66	(75,05)	110,73
22:10	1.900,14	1.709,81	2.556,17	(74,34)	106,94
22:20	1.924,72	1.747,88	2.599,93	(74,03)	108,77
22:30	1.893,49	1.719,50	2.557,73	(74,03)	107,01
22:40	1.880,67	1.699,46	2.534,77	(74,19)	106,05
22:50	1.855,49	1.711,77	2.524,48	(73,50)	105,62
23:00	1.836,09	1.724,45	2.518,92	(72,89)	105,38
23:10	1.798,36	1.554,79	2.377,28	(75,65)	99,46
23:20	1.760,49	1.550,29	2.345,79	(75,05)	98,14
23:30	1.737,48	1.543,26	2.323,89	(74,77)	97,22
23:40	1.707,71	1.541,73	2.300,69	(74,23)	96,25
23:50	1.677,52	1.529,68	2.270,24	(73,89)	94,98

ANEXO 3

ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA

Se presenta los flujos de carga simulados en Power World tanto para máxima como mínima carga.

Anexo 3. a

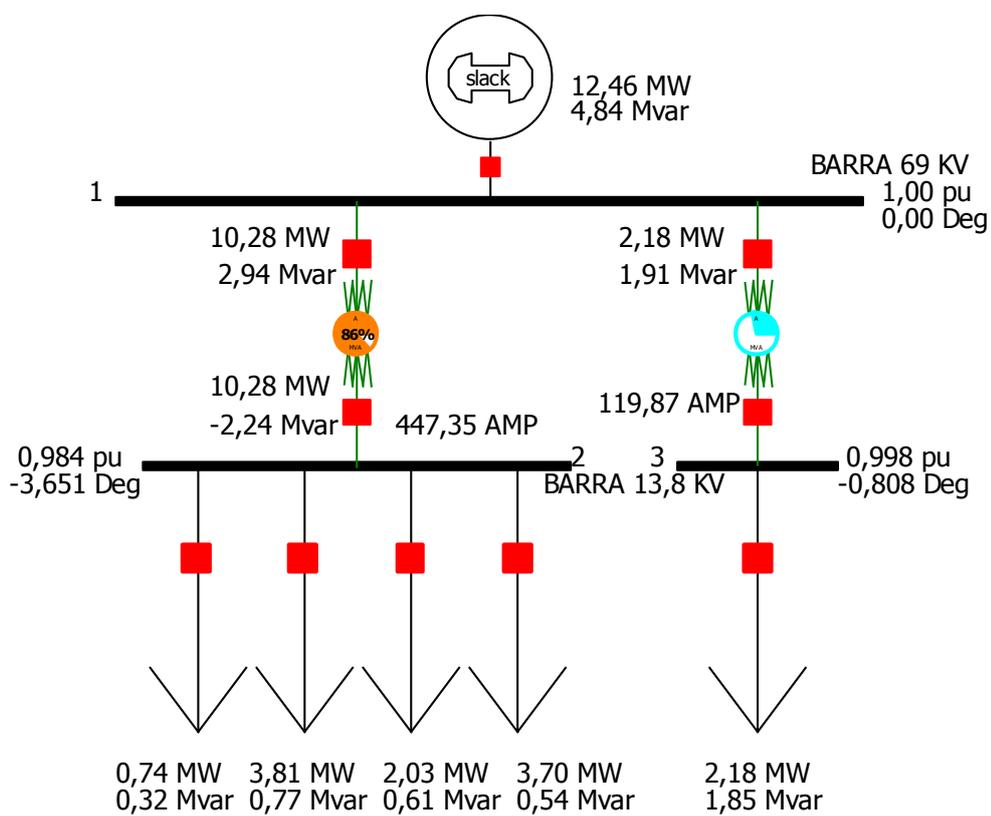


Figura 3. a Resultados de la simulación de flujo de carga para máxima generación

Anexo 3.b

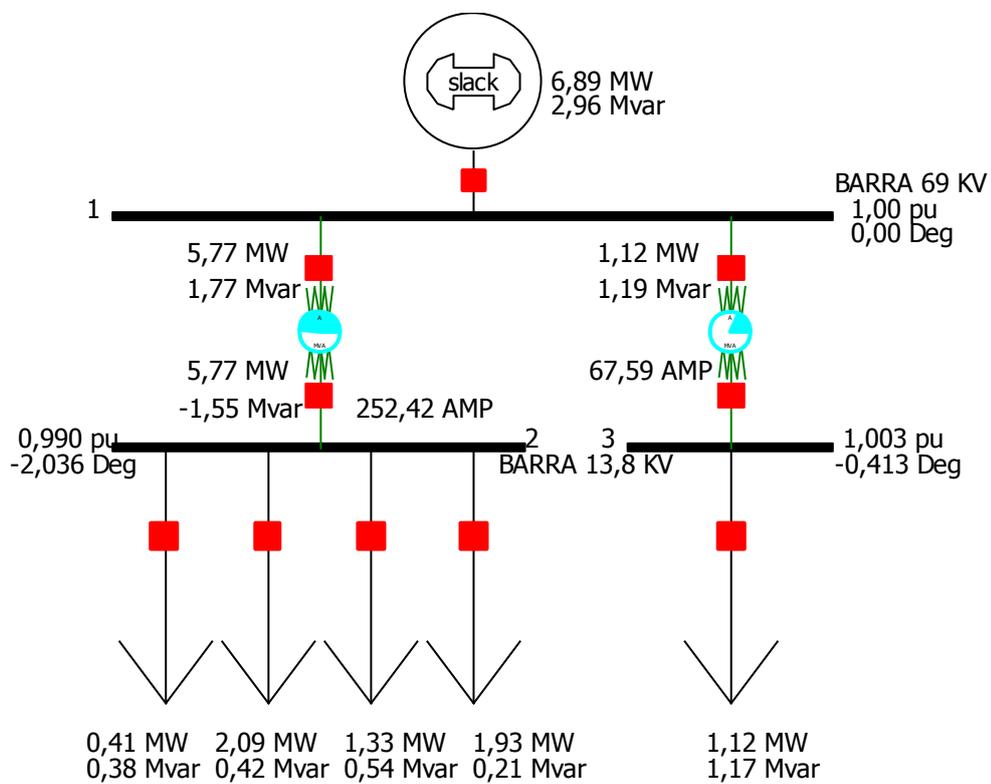


Figura 3. b Resultados de la simulación de flujo de carga para mínima generación

ANEXO 4

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Se presenta los estudios de cortocircuito simulados en Power World tanto para máxima como mínima generación.

Anexo 4. a

Se muestra los datos obtenidos ante una falla en la barra de 69 KV con máxima carga.

Choose the Faulted Bus

Sort by Name Number

1 (BARRA 69 KV) [69 kv]
 2 (BARRA 13,8 KV T1) [13,8 kv]
 3 (BARRA 13,8 KV T2) [13,8 kv]

Fault Location
 Bus Fault
 In-Line Fault

Fault Type
 Single Line-to-Ground 3 Phase Balanced
 Line-to-Line Double Line-to-Ground

Location % 0

Fault Impedance
 R : 0,00000
 X : 0,00000

Fault Current
 Scale Current By: 1,00000
 If Magnitude: 3,015 p.u.
 If Scaled Mag: 3,015 p.u.
 If Angle: -77,89 deg.

Units
 p.u. Amps

Subtransient Phase Current
 p.u. deg.
 A 3,015 -77,89
 B 0,000 0,00
 C 0,000 0,00

Bus Records Lines Generators Loads Switched Shunt Buses Y-Bus Matrices

Number	Name	Phase Volt A	Phase Volt B	Phase Volt C	Phase Ang A	Phase Ang B	Phase Ang C
1	BARRA 69 KV	0,00000	1,02264	0,99482	0,00	-120,38	121,32
2	BARRA 13,8 KV T1	0,34146	0,87931	0,86880	-0,24	-103,23	99,29
3	BARRA 13,8 KV T2	0,34587	0,89068	0,88005	1,38	-101,60	100,91

Figura 4a. 1 Resultados de la simulación de la falla de una línea a tierra en la barra de 69 KV con máxima carga.

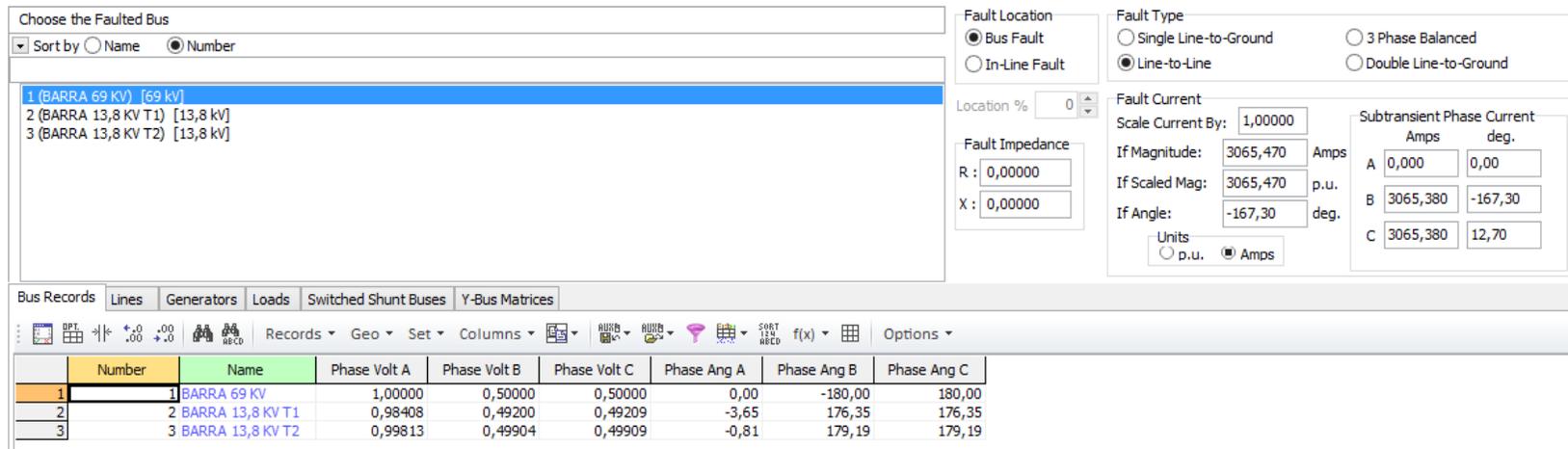


Figura 4a. 2 Resultados de la simulación de la falla de línea a línea en la barra de 69 KV con máxima carga.

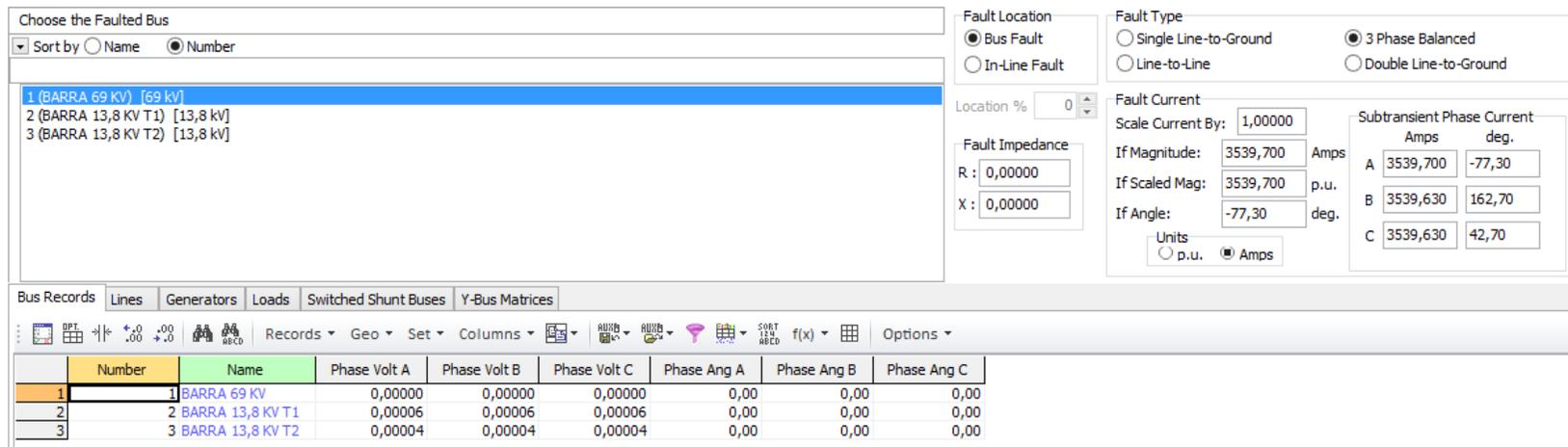


Figura 4a. 3 Resultados de la simulación de la falla trifásica en la barra de 69 KV con máxima carga.

Choose the Faulted Bus

Sort by Name Number

1 (BARRA 69 KV) [69 kV]
 2 (BARRA 13,8 KV T1) [13,8 kV]
 3 (BARRA 13,8 KV T2) [13,8 kV]

Fault Location
 Bus Fault
 In-Line Fault

Fault Type
 Single Line-to-Ground
 Line-to-Line
 3 Phase Balanced
 Double Line-to-Ground

Location % 0

Fault Impedance
 R : 0,00000
 X : 0,00000

Fault Current
 Scale Current By: 1,00000
 If Magnitude: 2721,040 Amps
 If Scaled Mag: 2721,040 p.u.
 If Angle: 100,90 deg.

Subtransient Phase Current
 Amps deg.
 A 0,000 0,00
 B 3314,430 168,48
 C 3392,600 36,33

Units
 p.u. Amps

Bus Records Lines Generators Loads Switched Shunt Buses Y-Bus Matrices

Records Geo Set Columns f(x) Options

	Number	Name	Phase Volt A	Phase Volt B	Phase Volt C	Phase Ang A	Phase Ang B	Phase Ang C
1	1	BARRA 69 KV	1,11590	0,00000	0,00000	0,62	0,00	0,00
2	2	BARRA 13,8 KV T1	0,73210	0,36600	0,36609	-3,03	176,97	176,97
3	3	BARRA 13,8 KV T2	0,74254	0,37125	0,37130	-0,19	179,82	179,81

Figura 4a. 4 Resultados de la simulación de la falla doble fase a tierra en la barra de 69 KV con máxima carga.

Anexo 4. b

Se muestra los datos obtenidos ante una falla en la barra de 13,8 KV del transformador T1 con máxima carga.

Choose the Faulted Bus

Sort by Name Number

1 (BARRA 69 KV) [69 kv]
 2 (BARRA 13,8 KV T1) [13,8 kv]
 3 (BARRA 13,8 KV T2) [13,8 kv]

Bus Records | Lines | Generators | Loads | Switched Shunt Buses | Y-Bus Matrices

Records | Geo | Set | Columns | Options

Bus Fault
 In-Line Fault

Single Line-to-Ground
 Line-to-Line
 3 Phase Balanced
 Double Line-to-Ground

Location %: 0

Fault Impedance
 R: 0,00000
 X: 0,00000

Fault Current
 Scale Current By: 1,00000
 If Magnitude: 5485,610 Amps
 If Scaled Mag: 5485,610 p.u.
 If Angle: -87,71 deg.

Units
 p.u. Amps

Subtransient Phase Current
 Amps deg.
 A 5485,610 -87,71
 B 0,000 0,00
 C 0,000 0,00

	Number	Name	Phase Volt A	Phase Volt B	Phase Volt C	Phase Ang A	Phase Ang B	Phase Ang C
1	1	BARRA 69 KV	0,80428	0,97699	0,93216	3,52	-114,26	115,50
2	2	BARRA 13,8 KV T1	0,00000	0,97832	0,90322	0,00	-117,66	112,50
3	3	BARRA 13,8 KV T2	0,80278	0,97516	0,93042	2,71	-115,07	114,70

Figura 4b. 1 Resultados de la simulación de la falla de línea a tierra en la barra de 13,8 KV.

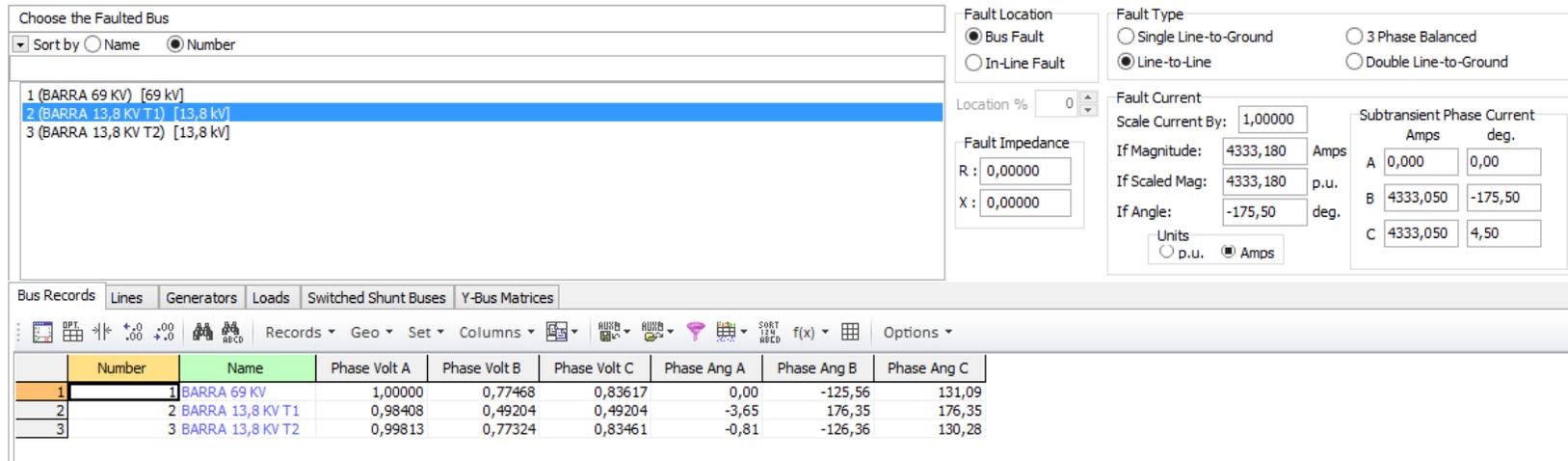


Figura 4b. 2 Resultados de la simulación de la falla de línea a línea en la barra de 13,8 KV.

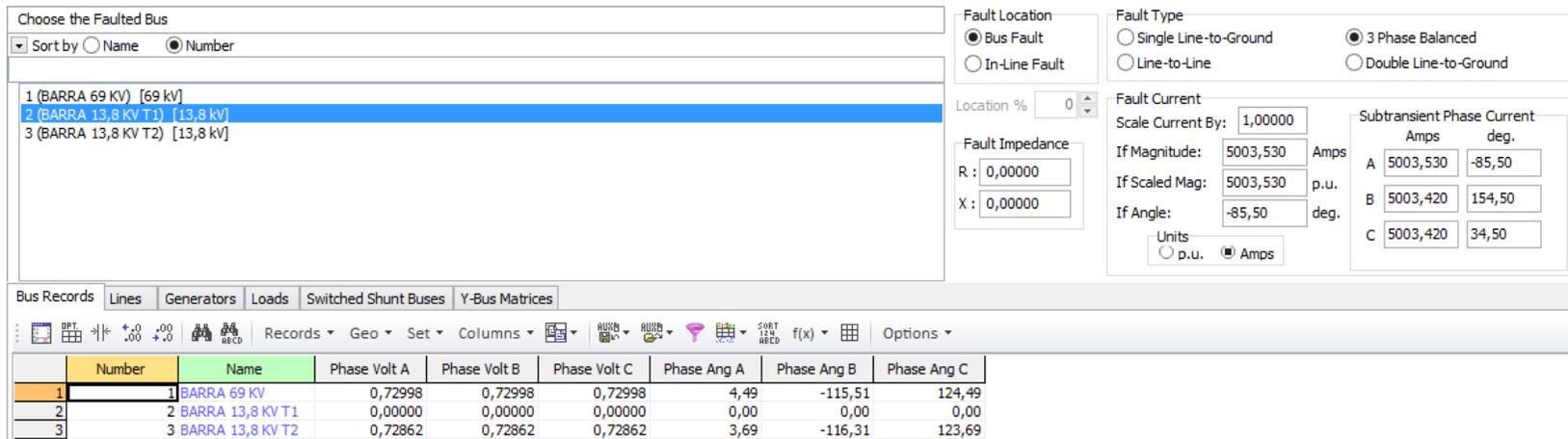


Figura 4b. 3 Resultados de la simulación de la falla trifásica en la barra de 13,8 KV.

Choose the Faulted Bus

Sort by Name Number

1 (BARRA 69 KV) [69 kv]
 2 (BARRA 13,8 KV T1) [13,8 kv]
 3 (BARRA 13,8 KV T2) [13,8 kv]

Fault Location
 Bus Fault
 In-Line Fault

Fault Type
 Single Line-to-Ground
 Line-to-Line
 3 Phase Balanced
 Double Line-to-Ground

Location % 0

Fault Impedance
 R : 0,00000
 X : 0,00000

Fault Current
 Scale Current By: 1,00000
 If Magnitude: 6058,500 Amps
 If Scaled Mag: 6058,500 p.u.
 If Angle: 89,63 deg.

Subtransient Phase Current
 Amps deg.
 A 0,000 0,00
 B 5071,870 147,98
 C 5493,590 37,82

Units
 p.u. Amps

Bus Records | Lines | Generators | Loads | Switched Shunt Buses | Y-Bus Matrices

Records Geo Set Columns Options

	Number	Name	Phase Volt A	Phase Volt B	Phase Volt C	Phase Ang A	Phase Ang B	Phase Ang C
1	1	BARRA 69 KV	0,89305	0,75843	0,78922	2,07	-121,54	128,91
2	2	BARRA 13,8 KV T1	0,88393	0,00000	0,00000	-0,37	0,00	0,00
3	3	BARRA 13,8 KV T2	0,89138	0,75701	0,78775	1,27	-122,35	128,11

Figura 4b. 4 Resultados de la simulación de la falla de doble fase a tierra en la barra de 13,8 KV.

Anexo 4. c

Se muestra los datos obtenidos ante una falla en la barra de 13,8 KV del transformador T2 con máxima carga.

The screenshot displays a software interface for fault simulation. The 'Choose the Faulted Bus' section shows a list of buses, with bus 3 (BARRA 13,8 KV T2) selected. The 'Fault Location' is set to 'Bus Fault', and the 'Fault Type' is 'Single Line-to-Ground'. The 'Fault Current' settings are: Scale Current By: 1,00000; If Magnitude: 5207,290 Amps; If Scaled Mag: 5207,290 p.u.; If Angle: -87,60 deg. The 'Subtransient Phase Current' table shows values for phases A, B, and C.

Number	Name	Phase Volt A	Phase Volt B	Phase Volt C	Phase Ang A	Phase Ang B	Phase Ang C
1	1 BARRA 69 KV	0,80877	0,97273	0,93854	2,67	-114,54	115,49
2	2 BARRA 13,8 KV T1	0,79591	0,95725	0,92360	-0,98	-118,19	111,84
3	3 BARRA 13,8 KV T2	0,00000	0,97580	0,93454	0,00	-115,41	114,96

Figura 4c. 1 Resultados de la simulación de la falla de línea a tierra en la barra de 13,8 KV.

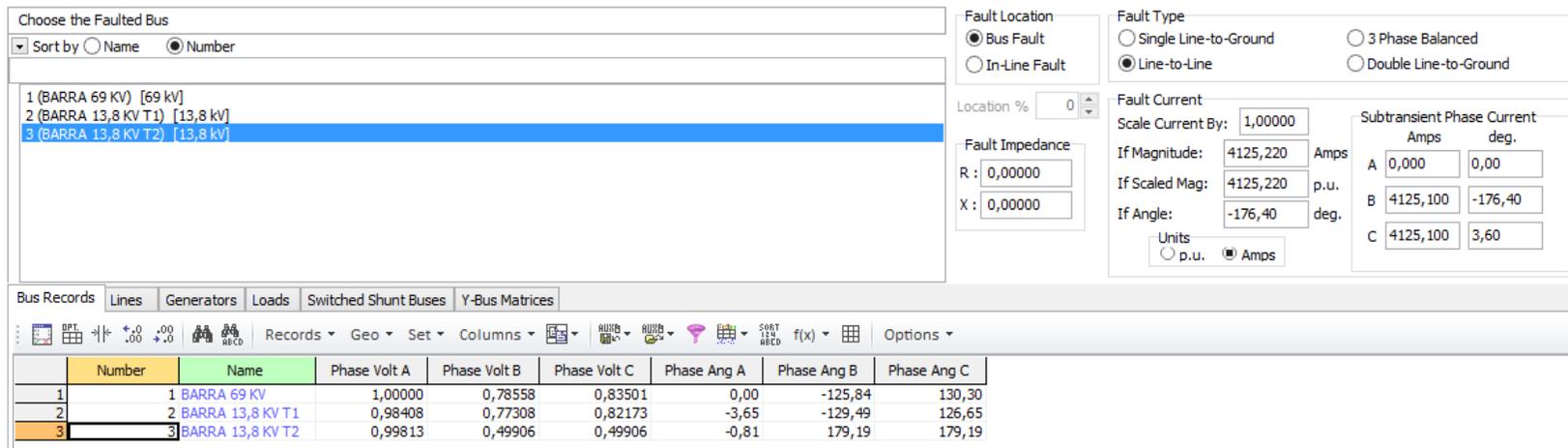


Figura 4c. 2 Resultados de la simulación de la falla de línea a línea en la barra de 13,8 KV.

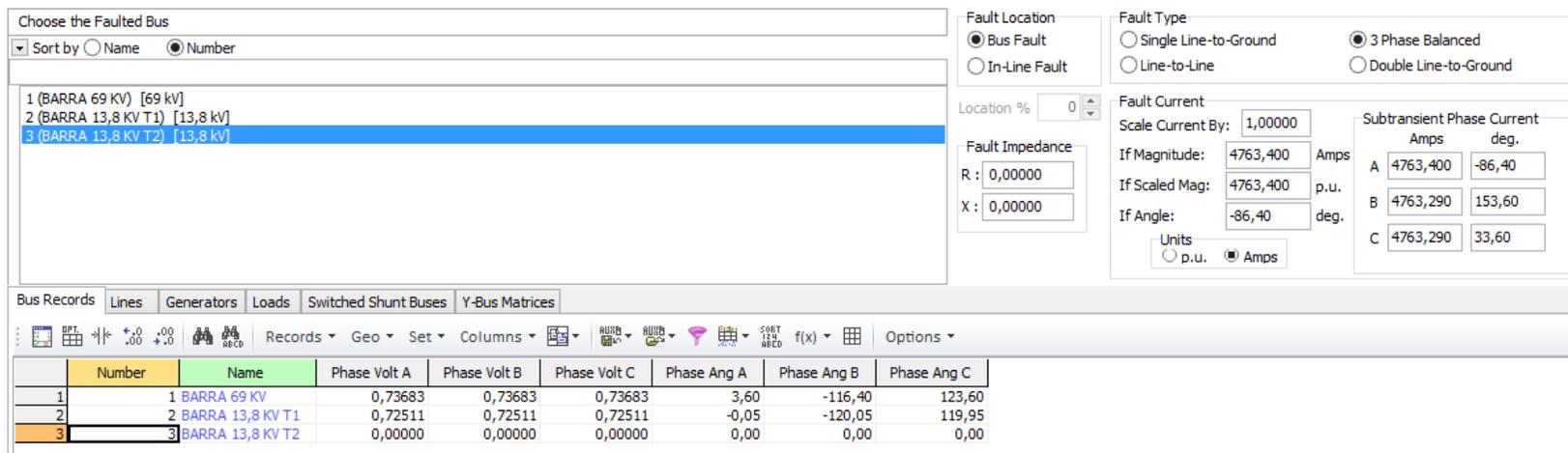


Figura 4c. 3 Resultados de la simulación de la falla trifásica en la barra de 13,8 KV.

Choose the Faulted Bus

Sort by Name Number

1 (BARRA 69 KV) [69 kv]
 2 (BARRA 13,8 KV T1) [13,8 kv]
 3 (BARRA 13,8 KV T2) [13,8 kv]

Fault Location
 Bus Fault
 In-Line Fault

Fault Type
 Single Line-to-Ground
 Line-to-Line
 3 Phase Balanced
 Double Line-to-Ground

Location % 0

Fault Impedance
 R : 0,00000
 X : 0,00000

Fault Current
 Scale Current By: 1,00000
 If Magnitude: 5739,100 Amps
 If Scaled Mag: 5739,100 p.u.
 If Angle: 90,96 deg.

Subtransient Phase Current
 Units
 p.u. Amps

	Amps	deg.
A	0,000	0,00
B	4915,340	147,93
C	5132,340	37,55

Bus Records Lines Generators Loads Switched Shunt Buses Y-Bus Matrices

Records Geo Set Columns f(x) Options

Number	Name	Phase Volt A	Phase Volt B	Phase Volt C	Phase Ang A	Phase Ang B	Phase Ang C
1	1 BARRA 69 KV	0,89500	0,76586	0,79268	1,50	-122,13	127,94
2	2 BARRA 13,8 KV T1	0,88076	0,75368	0,78008	-2,15	-125,78	124,29
3	3 BARRA 13,8 KV T2	0,89697	0,00000	0,00000	0,96	0,00	0,00

Figura 4c. 4 Resultados de la simulación de la falla de doble fase a tierra en la barra de 13,8 KV.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] CNEL, «DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA EXISTENTE A 69KV,» FEBRERO 2014.
- [2] ABB, *CARACTERISTICA DE LOS PARARRAYOS PEXLIM Q.*
- [3] S&C Electric Company, *FUSIBLES TIPO XS Y SMD-1A.*
- [4] T.A.SHORT, «ELECTRIC POWER DISTRIBUTION HANBOOK,» CRC PRESS, NEW YORK, 2004.
- [5] IEC 60044-1, «INSTRUMENT TRANSFORMER- PART1 CURRENT TRANSFORMERS,» 1996.
- [6] ANSI/ IEEE Standard C57.13, «REQUIREMENTS FOR INSTRUMENT TRANSFORMERS,» 1993.
- [7] ABB, TPU 2000R, «UNIDAD DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES, MANUAL DE INSTRUCCIONES,» USA, DICIEMBRE 2011.
- [8] D. & T. J. J. LEWIS BLACKBURN, «Protective Relaying, Principles and

Applications,» CRC PRESS, 2007.

[9] ABB, CIRCUIT SHIELD Type 81, «Frequency Relay Instructions».

[10] ABB, SPAJ 140 C, «Relé combinado de sobrecorriente y falla a tierra, Manual de usuario y descripción técnica,» 2007.

[11] IEEE Std 242, «IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems,» 17 Diciembre 2001.

[12] IEEE Std. C37.91, «IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers,» 2000.

[13] «GUIAS PARA EL BUEN AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DEL STN».

[14] CENACE, «DETERMINACIÓN DEL ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA,» Ecuador, Abril 2014- Septiembre 2014.