



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE LA
SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA
MILAGRO GUAYAS – LOS RIOS”**

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN
POTENCIA**

Presentado por:

Carlos Luis Muñoz Cabello

Boris Adrian Quiroga Aguirre

GUAYAQUIL – ECUADOR

2015

AGRADECIMIENTO

A Dios, por darnos todo lo realmente necesario: vida, salud, sabiduría, paz y a nuestras familias.

A nuestros padres por apoyarnos en la travesía, cual guerreros incansables.

A nuestros educadores, por transmitirnos conocimientos y enseñanzas.

Al Ing. Juan Saavedra profesor de la materia de graduación y al Ing. Gustavo Bermúdez, por su orientación y guía durante el desarrollo de este trabajo.

Al Ing. Segundo Camacho encargado de las protecciones eléctricas de la S/E Milagro Sur, por facilitarnos la información necesaria para el desarrollo de este proyecto.

DEDICATORIA

A dios por guiarme a lo largo de mi carrera.

A mis padres que me han apoyado en todo para ser una persona de bien.

A mis hermanos y amigos que me han acompañado todo este tiempo.

Boris Adrian Quiroga Aguirre

A Dios por proveerme de sana sabiduría e inteligencia.

A mis padres por todo su esfuerzo hecho para que salga adelante.

A mi familia y amigos por todas sus palabras de aliento.

Carlos Luis Muñoz Cabello

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)

Boris Adrian Quiroga Aguirre

Carlos Luis Muñoz Cabello

RESUMEN

El contenido de esta tesina tiene como objetivo principal la coordinación de las protecciones eléctricas de una subestación de distribución MILAGRO SUR mediante métodos computarizados, ya que estos facilitan el estudio y nos dan precisión.

Se desea aumentar la confiabilidad en esta S/E; para ellos se ha tomado esta S/E con una capacidad de 12/16 MVA y niveles de tensión de 69/13,8 kV, además se estudiara sus cuatro alimentadoras hasta el tercer elemento de protección de su troncal principal. Mediante los datos facilitados por el departamento eléctrico de esta S/E y la inspección que realizamos se realizó el levantamiento de los circuitos de las troncales.

El estudio de flujo de carga nos proporciona los niveles de tensión en las barras así como potencias y capacidades transmitidas bajo condiciones normales.

El estudio de cortocircuito nos proporciona las fallas máximas y mínimas en condiciones de máxima y mínima carga.

Finalmente se procederá a realizar la coordinación con el software CYMTCC 4.5 Rev 13, así de esta manera evitaremos daños ante alguna falla.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	II
DEDICATORIA	III
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	IV
DECLARACIÓN EXPRESA	V
RESUMEN	VI
ÍNDICE GENERAL.....	VII
ABREVIATURAS Y SIMBOLOGÍA	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVI
ÍNDICE DE TABLAS	XIX
INTRODUCCIÓN	XXII
CAPÍTULO 1	1
1. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES.....	1
1.1 SUBESTACIÓN MILAGRO SUR	1
1.2 PATIO DE 69 kV	7
1.2.1 ESTRUCTURA	7
1.2.2 AISLADORES Y HERRAJES	8
1.2.3 SECCIONADOR.....	10
1.2.4 INTERRUPTOR EN GAS SF6	11

1.2.5 INTERRUPTOR DEL TRANSFORMADOR MITSUBISHI (69 kV).	13
1.2.6 PARARRAYOS SOBRE LA ESTRUCTURA	15
1.2.7 CONDUCTORES	15
1.2.8 TRANSFORMADOR DE POTENCIA	16
1.2.9 PARARRAYOS SOBRE EL TRANSFORMADOR.....	18
1.3 PATIO DE 13.8 kV.....	20
1.3.1 ESTRUCTURA, AISLADORES Y HERRAJES.....	21
1.3.2 INTERRUPTOR DE LAS ALIMENTADORAS	21
1.3.3 CUCHILLAS SECCIONADORAS DE LAS ALIMENTADORAS.....	22
1.3.4 CONDUCTORES	23
1.3.5 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	24
1.3.6 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	24
1.3.7 BANCO DE BATERÍAS.....	25
1.3.8 MEDIDORES.....	26
1.3.9 ALIMENTADORES.....	28
CAPÍTULO 2.....	33
2. ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA	33
2.1 INTRODUCCIÓN.....	33
2.2 CRITERIOS ADOPTADOS PARA EL ESTUDIO.....	35

2.2.1 FLEXIBILIDAD OPERACIONAL.....	35
2.2.2 NIVEL DE CONFIABILIDAD.....	35
2.2.3 NIVELES DE SOBRECARGA	36
2.2.4 REGULACIÓN DE VOLTAJE.....	36
2.3 ANÁLISIS DE CASOS	36
2.4 DATOS DEL SISTEMA.....	37
2.4.1 DATOS DEL TRANSFORMADOR DE FUERZA.....	37
2.4.2 DATOS DE LINEAS Y CONDUCTORES	38
2.4.2 DATOS DE BARRAS Y CARGA	38
2.5 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA	40
2.5.1 CASO BASE.....	41
2.6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	45
CAPÍTULO 3.....	47
3. ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO	47
3.1 INTRODUCCIÓN.....	47
3.2 ALCANCE DE LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO	48
3.3 DATOS DEL SISTEMA.....	49
3.3.1 IMPEDANCIAS EQUIVALENTE EN EL PUNTO DE ENTREGA... 49	
3.3.2 IMPEDANCIAS EQUIVALENTES	50

3.3.3 MVA DE CORTOCIRCUITO	50
3.3.4 DATOS DE CONDUCTORES	51
3.3.5 DATOS DE TRANSFORMADORES DE FUERZA	52
3.4 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO	53
3.4.1 CASO BASE.....	53
3.5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	58
CAPÍTULO 4.....	61
4. PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN.....	61
4.1 INTRODUCCIÓN.....	61
4.2 ESQUEMA DE PROTECCIONES	62
4.3 AJUSTE DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	66
4.3.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL	69
4.3.2 AJUSTE DE S	71
4.3.3 AJUSTE DEL ARRANQUE BÁSICO P_{In}	74
4.3.4 SEGUNDO PUNTO DE QUIEBRE I_{2tp}/I_n	76
4.3.5 RECOMENDACIÓN DEL FABRICANTE.....	77
4.3.6 CORRECCIÓN DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE LOS CTs I_1/I_n , I_2/I_n	78

4.4 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO DE FASE Y FALLA A TIERRA (RELÉ SPAJ 140 C)	80
4.4.1 APLICACIÓN DEL RELÉ SPAJ 140 C	80
4.4.2 DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO	81
4.4.3 DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL SPCJ 4D29	84
4.4.4 UNIDAD DE SOBRECORRIENTE DE FASE	84
4.4.5 UNIDAD DE FALLA A TIERRA	87
4.5 PROTECCIÓN DE LAS ALIMENTADORAS MEDIANTE EL RELÉ SPAA 341 C	91
4.5.1 DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SPCJ 4D28	92
4.5.2 UNIDAD DE SOBRECORRIENTE	92
4.5.3 UNIDAD DE FALLA A TIERRA	94
4.5.3 DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SPCT 5D54	97
4.5.4 APLICACIÓN DEL MÓDULO SPCT 5D54	97
4.6 CARACTERÍSTICA DEL RELÉ DE FRECUENCIA SPAF 340 C	100
4.6.1 DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN	101
4.7 CONCLUSIONES DE LAS PROTECCIONES DE LA S/E	104
CAPÍTULO 5	105
5. COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES	105

5.1 INTRODUCCIÓN.....	105
5.2 CRITERIOS GENERALES DE COORDINACIÓN	106
5.3 COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	106
5.3.1 PROTECCIÓN DE LAS ALIMENTADORAS	108
5.4 CONCLUSIONES	117
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	119
BIBLIOGRAFÍA.....	122
ANEXO	124

ABREVIATURAS Y SIMBOLOGÍA

A	Amperio
ABB	Compañía Asea Brown Boveri
ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforced - Conductor de aluminio con alma de acero
Amp	Amperios en el programa Powerworld
ANSI	American National Standards - Instituto Nacional Estadounidense de Estándares
AWG	American Wire Gauge - Calibre de Alambre Estadounidense (CAE), referencia de clasificación de diámetros
BIL	Nivel básico de aislamiento
CA	Corriente alterna
CT	Transformador de corriente
CTs	Transformadores de corriente (current transformers)
Cu	Cobre
°C	Temperatura en grados Celsius
CNEL-Milagro	Corporación Nacional de Electricidad de Milagro.
DC	Corriente continua o directa

FA	Enfriamiento con aceite y aire forzado de un transformador
Hz	Frecuencia del sistema
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers – Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
IEC	International Electrotechnical Commission - Comisión Electrotécnica Internacional
kA	Kiloamperios
kg	Kilogramo
km	Distancia en kilómetros
kV	Kilovoltio
kVA	Kilovoltio - amperio (Potencia aparente)
m	Distancia en metros
MCM	Mil circular mil
MVA	Megavoltio - amperio
MW	Megavatio
MVAR	Megavoltio amperio reactivo
Mpa	Mega pascal
OA	Enfriamiento natural de un transformador
PT	Transformador de potencial
S/E	Subestación
SNI	Sistema Nacional Interconectado

SF6	Hexafluoruro de azufre gaseoso
UNEMI	Universidad Estatal de Milagro
V	Voltio
VDC	Voltaje de corriente directa
VCA	Voltaje de corriente alterna
Z%	Porcentaje de impedancia
Ω	Ohmio

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Alimentación de la subestación Milagro Sur [1].	2
Figura 1.2 Ubicación geográfica de la subestación Milagro Sur	3
Figura 1.3 Diagrama unifilar de la línea Milagro 1.....	4
Figura 1.4 Diagrama unifilar de la subestación Milagro Sur.....	6
Figura 1.5 Estructura en el lado de alta tensión.....	8
Figura 1.6 Aisladores y herrajes	9
Figura 1.7 Seccionador de aire 69 kV.....	10
Figura 1.8 Interruptor en gas SF6.....	12
Figura 1.9 Placa del interruptor de alta tensión	13
Figura 1.10 Interruptor Mitsubishi – lado 69 kV	14
Figura 1.11 Pararrayos en el lado 69 Kv.....	15
Figura 1.12 Transformador de potencia.....	18
Figura 1.13 Pararrayos sobre el transformador de potencia	19
Figura 1.13 Cuchillas seccionadoras	23
Figura 1.14 Banco de baterías de 1,75 VDC c/u.....	26
Figura 1.15 Medidor totalizador	27
Figura 1.16 Medidor en la S/E Milagro Sur.	28
Figura 1.17 Curva de demanda de la alimentadora S1 (10/03/2014)	29
Figura 1.18 Curva de demanda de la alimentadora S2 (10/03/2014)	30
Figura 1.19 Curva de demanda de la alimentadora S3 (10/03/2014)	31
Figura 1.20 Curva de demanda de la alimentadora S5 (10/03/2014)	32

Figura 2.1 Resumen de datos para el flujo de potencia	41
Figura 2.2 Flujo de potencia para máxima carga	42
Figura 2.3 Flujo de potencia para mínima carga.....	42
Figura 4.1 Esquema de las protecciones eléctricas del transformador	63
Figura 4.2 Esquema de las protecciones eléctricas de las alimentadoras	65
Figura 4.3 Relé diferencial instalado en la S/E	67
Figura 4.4 Detalle del módulo SPCD 3D53.....	68
Figura 4.5 Esquema básico de la protección diferencial [4].....	69
Figura 4.6 Característica del relé diferencial SPAD 346 C3	72
Figura 4.7 Arranque básico P	75
Figura 4.8 Efecto del segundo punto de quiebre	77
Figura 4.9 Relé SPAJ 140 C instalado en la S/E	81
Figura 4.10 Panel frontal del módulo SPCJ 4D29 del relé SPAA 341 C2.....	89
Figura 4.11 Relé SPAA 341 C2 para protección de las alimentadoras.....	92
Figura 4.12 Esquema de operación del módulo SPCT 5D54	99
Figura 4.13 Panel Frontal del Módulo SPCT 5D54	100
Figura 4.14 Módulo SPCF 1D15 (81) perteneciente al relé SPAF 340 C3 .	103
Figura 5.1 Coordinación de las protecciones en la alimentadora S1	111
Figura 5.2 Intervalo de coordinación entre el fusible y el relé de la alimentadora	112
Figura 5.3 Intervalo de coordinación entre relés	112
Figura 5.4 Coordinación de las protecciones en la alimentadora S2	114

Figura 5.5 Coordinación de las protecciones en la alimentadora S3	115
Figura 5.6 Coordinación de las protecciones en la alimentadora S5	117

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Alimentadoras de la S/E Milagro Sur	6
Tabla 2 Aisladores y Herrajes	9
Tabla 3 Seccionador tripolar de aire	10
Tabla 4 Datos de placa del interruptor Mitsubishi	14
Tabla 5 Tipo de conductor	15
Tabla 6 Taps del transformador Mitsubishi.	16
Tabla 7 Transformador de potencia	19
Tabla 8 Interruptor en vacío Mitsubishi	20
Tabla 9 Aisladores y herrajes en baja tensión	21
Tabla 10 Interruptor en vacío para cada una de las alimentadoras	21
Tabla 11 Seccionador de aire principal.....	23
Tabla 12 Conductores en el lado de 13.8 kV	24
Tabla 13 Datos de placa del transformador de potencia.....	37
Tabla 14 Longitudes de las alimentadoras	38
Tabla 15 carga máxima en las alimentadoras.....	39
Tabla 16 carga mínima en las alimentadoras	39
Tabla 17 Voltajes en la barra para máxima carga.....	43
Tabla 18 Voltajes en la barra para mínima carga	43
Tabla 19 Consumo en la barra para máxima carga	43
Tabla 20 Consumo en la barra para mínima carga.....	43
Tabla 21 Potencias entre barras en carga máxima.....	44

Tabla 22 Potencias entre barras en carga mínima.	44
Tabla 23 Potencias recibida para carga máxima	44
Tabla 24 Potencias recibida para carga mínima.	44
Tabla 25 Impedancias Equivalentes - Máxima generación a 69 Kv.....	50
Tabla 26 Impedancias Equivalentes - Mínima generación a 69 kV.....	50
Tabla 27 MVA de cortocircuito para máxima generación.....	51
Tabla 28 MVA de cortocircuito para mínima generación	51
Tabla 29 Corrientes de Cortocircuito a nivel de 69 [kV]	54
Tabla 30 Corrientes de Cortocircuito a nivel de 13.8 kV	54
Tabla 31 Corrientes por fase de Falla Línea-Línea a Tierra a 13.8 kV	55
Tabla 32 Corrientes de cortocircuito a nivel de 69 [kV].....	55
Tabla 33 Corrientes de cortocircuito a nivel de 13.8 kV	56
Tabla 34 Corrientes por fase de Falla Línea-Línea a Tierra	56
Tabla 35 Voltajes barra 69 kV	57
Tabla 36 Voltajes barra 13.8 kV	57
Tabla 37 Voltajes barra 69 kV	58
Tabla 38 Voltajes barra 13.8 kV	58
Tabla 39 Relés/protecciones usadas	64
Tabla 40 Ajustes del relé SPAD 346 C3	70
Tabla 41 Porcentaje de restricciones	73
Tabla 42 Ajustes del módulo SPCJ 4D29	90
Tabla 43 Ajustes del módulo SPCJ 4D28	96

Tabla 44 Característica de operación de fusibles tipo K	109
Tabla 45 Historial de alimentadora S1	124
Tabla 46 Historial de alimentadora S2	127
Tabla 47 Historial de alimentadora S3	130
Tabla 48 Historial de alimentadora S5	132

INTRODUCCIÓN

En el país hay un crecimiento acelerado de la potencia tanto en el sector residencial comercial e industrial, debido a ello hay un crecimiento del consumo de energía sobre todo ahora que estamos en el proceso de cambio a las cocinas de inducción. Como solución se están construyendo nuevas centrales generadoras, líneas de transmisión y también nuevas subestaciones, con la finalidad de suplir la demanda.

En nuestro estudio nos basaremos en las protecciones de la subestación Milagro Sur donde se tomará en cuenta porcentajes de sobrecarga considerables para la coordinación debido a la potencia que van a demandar las cocinas de inducción, las protecciones son muy importantes en una subestación ya que ante algún tipo de falla deben proteger los equipos y conductores del sistema de distribución.

En el capítulo 1 se dará una breve descripción de los elementos y equipos que conforman la subestación.

En el capítulo 2 se realizará el análisis de flujo de carga en estado estable, tanto para mínima carga y máxima carga de las alimentadoras.

En el capítulo 3 se realiza el análisis de cortocircuito con la finalidad de determinar los diferentes tipos de falla como falla línea-línea, trifásica, dos

líneas a tierra y línea a tierra. Este estudio es muy importante debido a que la coordinación se la realiza en el intervalo de las corrientes de falla máxima y mínima.

El capítulo 4 se basa en los esquemas de protección y descripción de los mismos. Además se da una explicación de los equipos de protección utilizados en la subestación objeto de estudio.

En el capítulo 5 se realiza la coordinación de las protecciones por medio de la utilización del programa CYMTCC 4.5.

CAPÍTULO 1

1. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

1.1 SUBESTACIÓN MILAGRO SUR

La subestación de distribución en la cual vamos a desarrollar la coordinación de las protecciones es la "SUBESTACIÓN MILAGRO SUR" correspondiente al área de concesión CNEL-MILAGRO.

La subestación Milagro Sur está ubicada en la Av. 17 de Septiembre junto a la Universidad Estatal de Milagro (UNEMI).

Esta subestación tiene como propósito alimentar cargas aledañas como la universidad (UNEMI), Piñas, Troncos y Camal/Yaguachi. En la Figura 1.1 se muestra la relación de la subestación respecto al Sistema Nacional de Transmisión.



Figura 1.1 Alimentación de la subestación Milagro Sur [1].

Las líneas de color verde representan un nivel de tensión de 69 kV, las líneas de color morado un nivel de 138 kV y las líneas de color rojo un nivel de 230 kV. La letra 'D' circunscrita en un triángulo de color verde representa una subestación de distribución. La letra 'T' circunscrita en un triángulo de color azul representa una subestación de transmisión. La letra 'B' circunscrita en una circunferencia de color turquesa representa la Central de Generación de Biomasa Ecoelectric, la misma que se encuentra dentro de la Azucarera

Ingenio Valdez y ésta a su vez se encuentra a 5 km aproximadamente de la subestación Milagro Sur.

La ubicación geográfica de la Subestación Milagro Sur tiene coordenadas $x=-2.146172$, $y=-79.600856$.

En la Figura 1.2 se muestra la relación de la subestación respecto a la zona urbana del cantón Milagro donde está ubicada



Figura 1.2 Ubicación geográfica de la subestación Milagro Sur

La subestación Milagro Sur tiene una configuración de tipo barra principal y barra simple [2]. Este tipo de configuración tiene como

ventaja la facilidad para el mantenimiento, no es tan costosa con respecto a otras configuraciones como la de doble barra y no ocupa tanto espacio.

Esta subestación se alimenta por medio de la línea de subtransmisión Milagro1. Esta línea de forma parte del Sistema Nacional de Transmisión. En la Figura 1.3 se muestra un diagrama unifilar simplificado de algunas de las cargas que alimenta la línea Milagro 1, esto incluye la subestación Milagro Sur la cual está señalada con una flecha de color negro.



Figura 1.3 Diagrama unifilar de la línea Milagro 1

La conversión de voltaje de 69 a 13.8 kV se la realiza por medio del transformador de potencia marca Mitsubishi con potencia de 12 a 16 MVA. Además existe una línea de subtransmisión que sale de la barra de 69 kV de la subestación Milagro Sur hasta la subestación Montero

que se localiza a 35 km de distancia aproximadamente. Esto quiere decir que la subestación Milagro Sur sirve como una subestación de paso para la línea antes mencionada.

Tanto la línea que va a la subestación Montero como la que llega al transformador Mitsubishi de la subestación Milagro Sur están protegidas por un disyuntor que está aislado por medio de gas SF6.

También existe una línea de 69 kV que parte de la subestación Milagro Sur a la Central Diésel según muestra el Geoportal SIG – CNEL

Del lado de 13.8 kV del transformador Mitsubishi salen 5 alimentadoras, de las cuales solo 4 analizaremos en el proyecto debido a que la alimentadora S4 está deshabilitada por el momento.

A continuación se muestra un diagrama unifilar de la S/E, cabe recalcar que las protecciones de las alimentadoras se detallarán en el Capítulo 4.

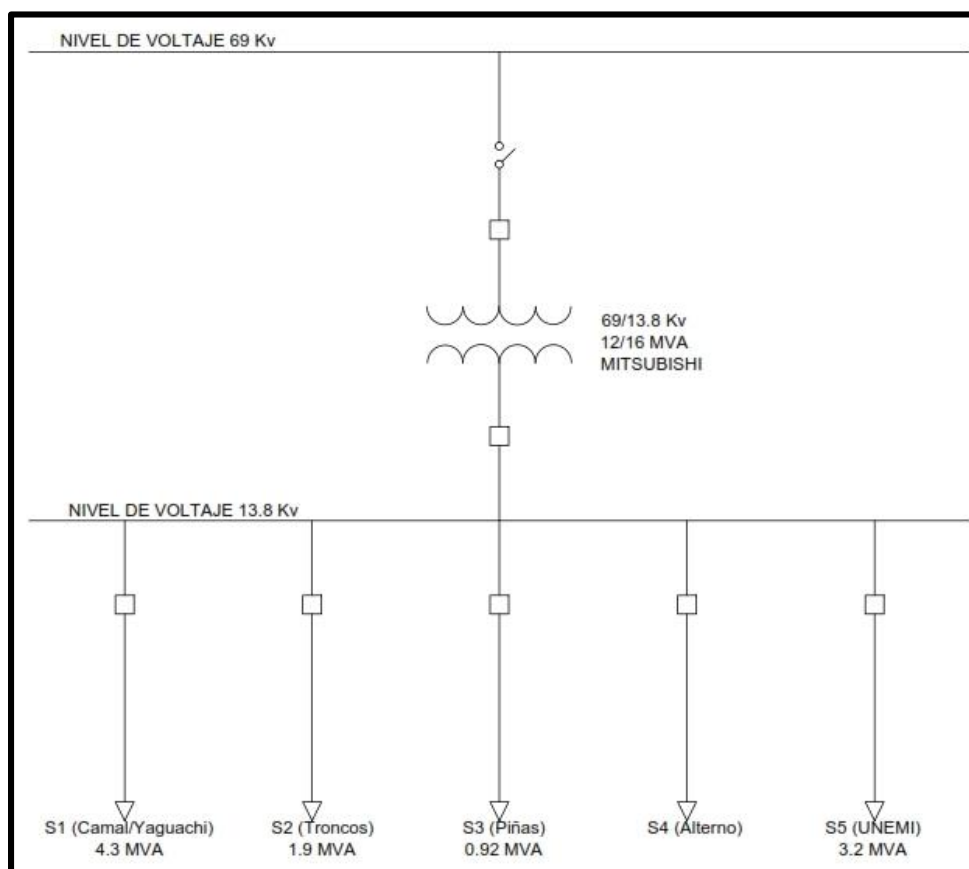


Figura 1.4 Diagrama unifilar de la subestación Milagro Sur

En la Tabla 1 mostramos las longitudes de las alimentadoras y la nomenclatura usada para las mismas. Esta longitud corresponde a la longitud trifásica de sus troncales.

Tabla 1 Alimentadoras de la S/E Milagro Sur

Alimentadora	Longitud 3 ϕ [km]
Alimentadora S1	5.80

Alimentadora S2	3,62
Alimentadora S3	3,63
Alimentadora S5	4,77

1.2 PATIO DE 69 kV

1.2.1 ESTRUCTURA

A continuación se muestra las estructuras de la subestación Milagro Sur. Se puede observar en la Figura 1.5 la alimentación por el lado de 69 kV y de cómo ésta llega al transformador de poder (Mitsubishi) que se encuentra al fondo. Cabe recalcar que el único transformador en funcionamiento es el que se muestra en el centro de la Figura 1.5 ya que los que están a sus costados no están en funcionamiento.



Figura 1.5 Estructura en el lado de alta tensión

1.2.2 AISLADORES Y HERRAJES

Los aisladores son encargados de aislar el conductor eléctricamente de las partes metálicas de la torre para así evitar fallas y separar los conductores a una distancia prudente, también sirven para soportar al conductor.

Los aisladores por lo general son asegurados con herrajes. En esta subestación contamos con aisladores de 69 kV tipo poste para estructura tangente y de retención los cuales serán enumerados en la Tabla 2 a continuación.

AISLADORES Y HERRAJES	
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Aislador 69 Kv tipo poste para estructura tangente	6
Aislador 69 Kv tipo pin para estructura tangente	-
Aisladores 69 Kv de suspensión	36
Conector T	12

Tabla 2 Aisladores y Herrajes



Figura 1.6 Aisladores y herrajes

1.2.3 SECCIONADOR

Los seccionadores desempeñan un papel muy importante en una subestación ya que son necesarios para aislar componentes (equipos o líneas) para realizar mantenimiento.

Una vez abierto el seccionador el personal de mantenimiento puede ejecutar su servicio en condiciones adecuadas de seguridad. En la Figura 1.7 mostramos el seccionador.

Tabla 3 Seccionador tripolar de aire

SECCIONADOR TRIPOLAR DE AIRE CON CUCHILLAS DE TIERRA				
MARCA	kV	BIL	$I_{continua}$	I_{inst}
	Máy.	(kV)	(A)	(kA)
--	69	350	600	40



Figura 1.7 Seccionador de aire 69 kV.

1.2.4 INTERRUPTOR EN GAS SF6

El interruptor es considerado un elemento muy importante ya que permite desenergizar el circuito o energizarlo. El gas SF6 (hexafluoruro de azufre gaseoso) es un buen aislador de arcos eléctricos; ya que como sabemos al abrir o cerrar un interruptor este produce un arco.

Sin embargo hay que tener en consideración que el gas SF6 a bajas temperaturas o climas fríos el gas se puede licuar.

Cabe recalcar que este interruptor no se va a usar en la coordinación de protecciones. La línea que sale de este interruptor llega a la barra de 69 kV de la subestación Milagro Sur, y como ya mencionamos anteriormente, de esta barra salen dos líneas de 69 kV aparte de la línea que alimenta al transformador Mitsubishi.



Figura 1.8 Interruptor en gas SF6

El interruptor es de marca CROMPTON GREAVES de tipo: 70-SFMT-25B en gas. Su tensión nominal es de 72.5 [kV], su corriente nominal es de 3150 [A]. Su capacidad nominal de interrupción es de 31.5 [kA]. Su tensión de impulso es de 350 [kV].

 Crompton Greaves EVERYDAY SOLUTIONS MADE IN INDIA	
INTERRUPTOR A GAS SF6	
TIPO 70-SFM-32B	NORM.: IEC60058/62271-100
VOLTAJE NOMINAL DEL EQUIPO 72.5 KV	NUMERO DE SERIE: X300097 AÑO 2007
CORRIENTE NOMINAL 3150 A	FRECUENCIA NOMINAL 60 Hz
CORRIENTE CORTO CIRCUITO 31.5 KA	PODER DE CIERRE EN CORTO CIRCUITO 78 KAp
VOLTAJE SOPORTADO	DURACION NOMINAL DE LA INTENSIDAD DE CORTO CIRCUITO 31.5 KA POR 3 SEG.
IMPULSO RAYO 350 KV _{cresta}	FACTOR DE DESPEJE DEL PRIMER POLO 1.5
PRESION NOMINAL	CICLO DE OPERACION 0-0.3SEC-CO-3MIN-CO
DEL GAS A 20 C 5 kg / cm ² .g	PESO TOTAL 1100 Kg
VOLTAJE NOMINAL DE BOBINAS - CERRAR - 125 VCC	PESO DEL GAS 4.5 Kg
VOLTAJE DE MOTOR 125 VCC	VOLTAJE AUXILIARES 120VCA 60 Hz.
	APERTURA - 125 VCC.

Figura 1.9 Placa del interruptor de alta tensión

1.2.5 INTERRUPTOR DEL TRANSFORMADOR MITSUBISHI (69 kV)

Este interruptor está incorporado/acoplado al transformador Mitsubishi (69/13.8 kV) del cual partirán las alimentadoras de la subestación Milagro Sur. A continuación se muestran las características del interruptor el cual está sumergido en gas del lado de 69 kV. El interruptor usa como medio de interrupción el gas SF6.

Tabla 4 Datos de placa del interruptor Mitsubishi

INTERRUPTOR EN GAS			
Tipo	70-SFMT-25B	Corriente nominal	600 A
Tensión nominal 72.5 kV			
Tensión de Impulso		350 kV	
Corriente de Interrupción nominal		20 kA	
Tensión cierre 125 VDC		Tensión de apertura 125 VDC	
Peso del gas	12 kg	Peso total con gas	1400 kg
Presión nominal del gas		0.5 MPa (20 °C)	
Tensión de frecuencia circuito aux. 208-208/ $\sqrt{3}$ VCA 60 Hz			
Serie	0018554	Fecha	1998

**Figura 1.10** Interruptor Mitsubishi – lado 69 kV

1.2.6 PARARRAYOS SOBRE LA ESTRUCTURA

Los pararrayos son elementos de protección de los equipos de las subestaciones contra sobretensiones.



Figura 1.11 Pararrayos en el lado 69 Kv

1.2.7 CONDUCTORES

En la empresa CNEL Milagro se ha estandarizado el uso de cobre desnudo para 69 [kV].

Tabla 5 Tipo de conductor

FUNCIÓN	TIPO DE CONDUCTOR	LONGITUD (m)
69 kV	4/0 AWG Cu desnudo	35
Aterrizamiento	4/0 AWG Cu desnudo	25

1.2.8 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Este transformador es de marca MITSUBISHI 69/13.8 [kV] y su potencia mínima y máxima es de 12000/16000 [kVA]. Su impedancia a 16000 kVA es de 9.06%, su tipo de enfriamiento es ONAN - ONAF. El transformador tiene cinco posiciones de taps, cada paso del tap es de 2.5% sea que se quiera aumentar el voltaje o disminuir teniendo como referencia la posición 3 (69 kV).

La conexión del transformador es delta - estrella (típicamente aterrizado). Las corrientes nominales del lado de alta tensión son: **100/134 A**, según sea el tipo de refrigeración. Las corrientes en baja tensión son: **502/669 A**, según el tipo de refrigeración.

Tabla 6 Taps del transformador Mitsubishi.

Voltios [V]	Amperios [A]		Posición	Conexiones
	ONAN	ONAF		
72450	95.6	128	1	13-14. 23-24. 33-34.
70730	98.0	131	2	13-15. 23-25. 33-35.
69000	100	134	3	12-15. 22-25. 32-35.
67280	103	137	4	12-16. 22-26. 32-36.

65550	106	141	5	11-16. 21-26. 31-36.
-------	-----	-----	---	----------------------

En la Figura 1.12 mostramos el transformador de poder Mitsubishi de la subestación el cual suministrará la potencia a las cuatro alimentadoras de las cuales vamos a realizar la coordinación de las protecciones, se aprecia además el tipo de ventilación/enfriamiento antes mencionado.



Figura 1.12 Transformador de potencia

1.2.9 PARARRAYOS SOBRE EL TRANSFORMADOR

Este transformador posee tres pararrayos (uno por fase) de la misma marca en la parte superior los cuales son mostrados en la Figura 1.13



Figura 1.13 Pararrayos sobre el transformador de potencia

Estos pararrayos están en el lado de 69 kV y tienen las siguientes características. (Ver Tabla 7)

Tabla 7 Transformador de potencia

PARARRAYOS DE ÓXIDO METÁLICO		
TIPO MAL PC (S)	IEC	99-4 (1991)
VOLTAJE DE OPERACIÓN CONTINUA		45 kV
VOLTAJE NOMINAL		60 kV
CORRIENTE DE DESCARGA NOMINAL		10000 A

CORRIENTE DE ALIVIO DE PRESION		20 kA	
SERIE	-----	PESO	65 kg
FECHA	1998	BIL	450 kV

1.3 PATIO DE 13.8 kV

Del lado de 13.8 kV tenemos un 52 en vacío marca Mitsubishi. Este interruptor da respaldo a los interruptores que están en la salida de cada alimentadora, es decir que por este interruptor pasará toda la potencia que salga del transformador hacia todas las cargas. Sus datos de placa son mostrados en la Tabla 8.

Tabla 8 Interruptor en vacío Mitsubishi

Interruptor en vacío	
Tipo 10-VPR-25C	Voltaje de control DC 125 V
Norma IEC 56	Voltaje de cierre DC 125 V
Voltaje nominal 13.8 kV	Voltaje de apertura DC 125 V
Tensión de impulso 95 kV	Peso total 120 kg.
Frecuencia nominal 50/60 Hz	Ciclo de operación 0-03sec.-CO- 1min.-CO-3min.-CO,CO-15sec.-CO
Corriente nominal 1200 A	Fecha 1998.7
Corriente nominal de interrupción 18(AT 15kV) kA	Serie 8G5063

1.3.1 ESTRUCTURA, AISLADORES Y HERRAJES

A continuación se detallan las cantidades de aisladores y herrajes se encuentran en el lado de baja tensión.

Tabla 9 Aisladores y herrajes en baja tensión

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Aislador de suspensión 15 kV	36
Aislador tipo PIN de 15 kV	6
Grapa línea viva	3
Grapa terminal 500 MCM	18
Grapa terminal 1000 MCM	18
Grillete tipo "T" 500 MCM	12
Grillete tipo "T" 1000 MCM	12
Perno de ojo 5/8"	36

1.3.2 INTERRUPTOR DE LAS ALIMENTADORAS

Este interruptor es el que protege cada una de las alimentadoras. También es de marca Mitsubishi y sus datos de placa lo mostramos en la Tabla 10.

Tabla 10 Interruptor en vacío para cada una de las alimentadoras

Interruptor en vacío	
Tipo 10-VPR-25C	Voltaje de control DC 125 V
Norma IEC 58	Voltaje de cierre DC 125 V
Voltaje nominal 13.8 kV	Voltaje de apertura DC 125 V
Tensión de impulso 95 kV	Peso total 120 Kg.II
Frecuencia nominal 50/60 Hz	Ciclo de operación 0-03sec.-CO- 1min.-CO-3min.-CO,CO-15sec.-CO
Corriente nominal 600 A	Fecha 1998.7
Corriente nominal de interrupción 18(AT 15kV) kA	Serie 8C5046

1.3.3 CUCHILLAS SECCIONADORAS DE LAS ALIMENTADORAS

El seccionador a la salida de las alimentadoras (13.8 kV) tiene las siguientes características que se detallan a continuación en la Tabla 11.



Figura 1.13 Cuchillas seccionadoras

Tabla 11 Seccionador de aire principal

CUCHILLAS SECCIONADORAS					
MARCA	TIPO	kV	BIL	$I_{continua}$	I_{inst}
		Max.	(kV)	(A)	(kA)
--	--	15	110	600	40

1.3.4 CONDUCTORES

Los conductores de cobre usados a nivel de 13.8 kV son mostrados en la Tabla 12.

Tabla 12 Conductores en el lado de 13.8 kV

USO	CONDUCTOR	LONGITUD (m)
Barra principal	1000 MCM desnudo	40
Barra de transferencia	500 MCM desnudo	30
Aterrizamiento	4/0 AWG desnudo	25

1.3.5 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

La función principal del transformador potencial (PT) es conectarse a la red (circuito de alta tensión) mediante un lado primario y reducir el valor del voltaje a un lado secundario para que así no sea riesgosa la medición.

1.3.6 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Normalmente los transformadores de corriente se los usa para medir corrientes del lado de alta tensión para luego esa medición transformarla a valores estandarizados de corriente de 1 a 5 [A] en el secundario del CT y así lograr reducir la corriente y el voltaje a un valor seguro y medible. Los transformadores de corriente instalados son los siguientes:

Del lado de 69 kV:

- Un CT de 300/5 para la protección diferencial

Del lado de 13.8 kV:

- Un CT de 1200/5 para la protección diferencial y
- Un CT de 1000/5 para el relé SPAJ 140 C
- Cuatro CTs de 400/5 para las alimentadoras

1.3.7 BANCO DE BATERÍAS

El banco de baterías en la S/E Milagro Sur alimenta a los circuitos de control todo el tiempo. Son 128 baterías en total y cada una con un voltaje de 1,75 VDC. Estas baterías se encuentran en cuarto especial construido para las mismas. En la Figura 1.14 mostramos las baterías, las cuales son de construcción colombiana por E.M.A. S.A. Tienen una carga eléctrica de 140 Ah. Fueron construidas en el mes de Agosto del año 1998.



Figura 1.14 Banco de baterías de 1,75 VDC c/u.

1.3.8 MEDIDORES

1.3.8.1 MEDIDOR TOTALIZADOR

Los medidores son equipos que se los instala para hacer el monitoreo de las cantidades físicas tales como voltaje, corriente, frecuencia, potencia (actica y reactiva), etc.

Este medidor registra la potencia y demás datos eléctricos que salen del transformador. Los valores que muestra son la suma de los datos que se observan en los medidores de las alimentadoras. En la Figura 1.15 se muestra dicho medidor en el momento que se ejecutó la

visita a la subestación, podemos observar los valores de potencia activa, reactiva y aparente en ese instante. En él se pueden observar una gran cantidad de datos eléctricos como por ejemplo los armónicos de corriente y de voltaje.



Figura 1.15 Medidor totalizador

1.3.8.2 MEDIDOR DE LAS ALIMENTADORAS

En la S/E Milagro Sur tenemos medidores para cada salida de las alimentadoras para así poder tener un registro de la potencia (y demás magnitudes eléctricas) que se está entregando a los usuarios.

A continuación se muestra en la Figura 1.16 el medidor de una de las alimentadoras donde en esta ocasión preferimos mostrar los voltajes de línea a línea de la

alimentadora y además se muestra el promedio de dichos voltajes.



Figura 1.16 Medidor en la S/E Milagro Sur.

1.3.9 ALIMENTADORES

1.3.9.1 SALIDA S1 (CAMAL/YAGUACHI)

La alimentadora S1 tiene como demanda 4.3 MVA en promedio del día 10 de marzo del 2014, estos datos fueron facilitados en la misma subestación. Este alimentador tiene como protección un relé ABB SPAA 341 C2 el cual tiene un 50/51, 50/51N y un 79

incorporado (relé de recierre). Cuando se produce una falla a la salida de la alimentadora un transformador de corriente de relación 400/5 censa la corriente y manda a abrir el interruptor de vacío Mitsubishi.

En la Figura 1.17 mostramos el histórico de la demanda de la alimentadora S1 para un día típico de uso (inicio de semana).

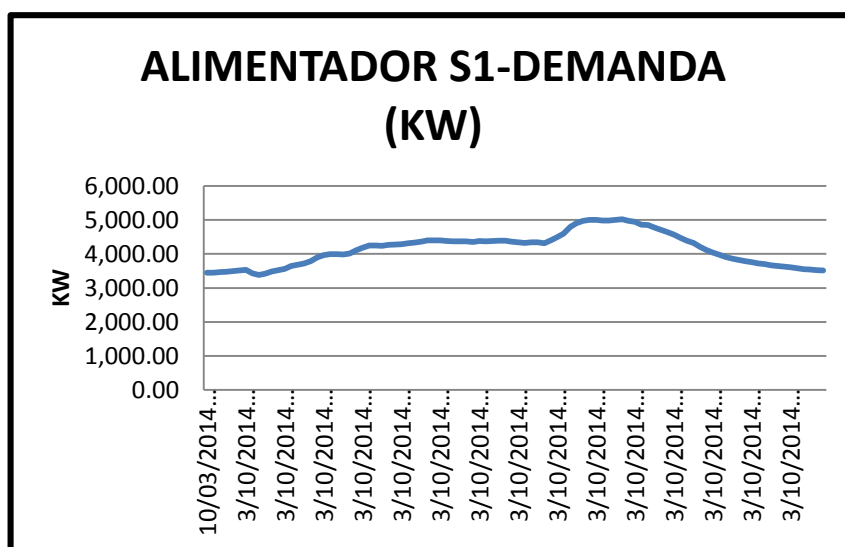


Figura 1.17 Curva de demanda de la alimentadora S1
(10/03/2014)

1.3.9.3 SALIDA S3 (PIÑAS)

La alimentadora S3 tiene como demanda 0.92 MVA en promedio del día 10 de marzo del 2014. Este alimentador tiene como protección un relé ABB SPAA 341 C2 el cual tiene un 50/51, 50/51N y un 79 (relé de recierre). Cuando se produce una falla en la alimentadora un transformador de corriente de relación 400/5 censa la corriente y manda a abrir el interruptor de vacío Mitsubishi.

En la Figura 1.19 mostramos el histórico de la demanda de la alimentadora S3 para un día típico de uso (inicio de semana).

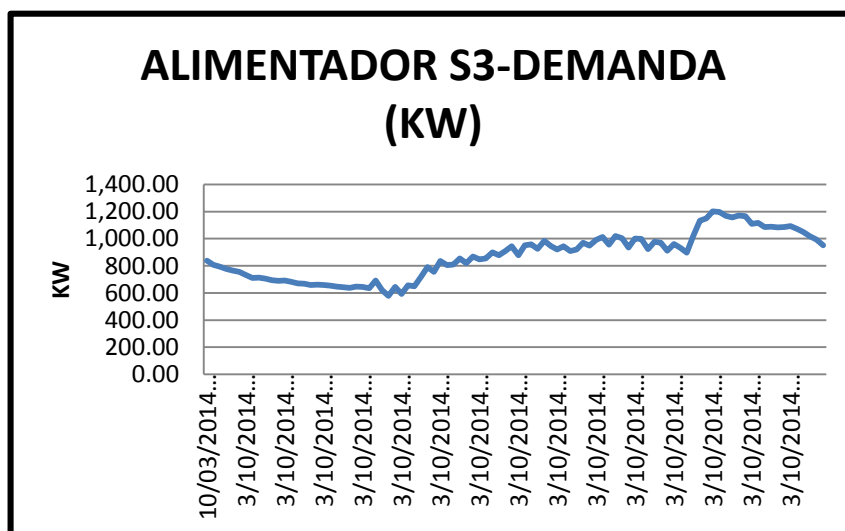


Figura 1.19 Curva de demanda de la alimentadora S3
(10/03/2014)

CAPÍTULO 2

2. ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA

2.1 INTRODUCCIÓN

El estudio de flujo de potencia es muy importante ya que nos permite determinar las condiciones de operación del sistema eléctrico en régimen permanente. Básicamente lo que se desea determinar las tensiones en las barras o nodos, así como también las potencias activas y reactivas que fluyen por las distintas líneas.

Estos estudios son de gran importancia tanto en la fase de explotación de los sistemas ya existentes como en la planificación de nuevos sistemas.

También es importante porque permite realizar estudios más complejos tales como los cálculos de fallas y de estabilidad transitoria.

Es necesario que al ejecutar el flujo de carga se verifique que las tensiones medidas de las barras se encuentren en un rango posible variación que por norma se encuentra en un margen estrecho. Para nuestro estudio usaremos un margen de voltaje de $\pm 2.5\%$. También el flujo de carga sirve para verificar que no se sobrepase los límites de capacidad de los distintos elementos (líneas, transformadores). Para este estudio vamos a utilizar la herramienta computacional Powerworld Simulator versión 18 con licencia educacional. Este programa es capaz de trabajar con 20 barras sin mucha dificultad.

Con este análisis se podrá determinar si la subestación de distribución está sobrecargada o qué porcentaje de la capacidad del transformador se encuentra en uso actualmente para los casos de mínima y máxima carga, así como la potencia total entregada por la misma subestación.

Cabe recalcar que esta herramienta computacional fue programada para simular sistemas de transmisión los cuales son sistemas balanceados, lo cual normalmente no ocurre en un sistema de distribución, no obstante para esta tesina asumiremos que la subestación tiene sus cargas balanceadas.

2.2 CRITERIOS ADOPTADOS PARA EL ESTUDIO

2.2.1 FLEXIBILIDAD OPERACIONAL

El sistema podrá funcionar alimentado por la Empresa Eléctrica sin ninguna restricción.

El sistema es alimentado mediante la línea Milagro 1, que viene del SNT. La línea Milagro 1 llega a la barra de Ecoelectric y sale para la subestación Milagro Sur. El sistema es administrado por la empresa eléctrica CNEL Milagro.

2.2.2 NIVEL DE CONFIABILIDAD

El sistema debe proveer la continuidad del servicio y la alimentación a las instalaciones de empresas y sectores urbanos alimentados a un nivel de 13.8 kV en forma prioritaria, ante la existencia de falla de un elemento un del sistema. Una correcta coordinación de las protecciones eléctricas aumenta nuestro nivel de confiabilidad del sistema, procurando siempre que la interrupción de los circuitos sea por el periodo de tiempo más corto posible y que el área protegida sea la más pequeña también para dejar sin servicio un mínimo de cargas ante una falla.

2.2.3 NIVELES DE SOBRECARGA

No se aceptarán 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 deberá exceder su capacidad máxima. Para nuestro caso, el flujo de potencia a través del transformador no deberá superar la capacidad ONAF (16 MVA).

2.2.4 REGULACIÓN DE VOLTAJE

Los voltajes a nivel de barras del sistema no deben exceder del 2.5% hacia arriba y 2.5% hacia abajo, ante cualquier contingencia operativa.

2.3 ANÁLISIS DE CASOS

En el presente trabajo se consideran los siguientes casos para el estudio:

CASO 1

- Estudios de flujo de carga – caso base carga máxima.

CASO 2

- Estudios de flujo de carga – caso base carga mínima.

2.4 DATOS DEL SISTEMA

Analizaremos el caso para carga máxima y mínima con los datos del 10 de marzo del 2014, esto datos fueron proporcionados por el departamento técnico de la misma subestación.

Es necesario conocer las características de los equipos así como el transformador de fuerza, conductores, barras, líneas y otros equipos con la finalidad de que estos datos nos proporcionen seguridad y nos permitan obtener cálculos correctos. Se hará una pequeña simplificación al considerar en el flujo de carga sólo la impedancia de Thévenin del SNT tanto para máxima generación como para mínima generación y la impedancia del transformador, todo esto junto con las demandas máximas y mínimas de cada alimentadora que ya hemos presentado.

2.4.1 DATOS DEL TRANSFORMADOR DE FUERZA

Tabla 13 Datos de placa del transformador de potencia

MARCA	Z%	CAPACIDAD MVA	CONEXIÓN	V1/V2 kV	Ra TIERRA [Ω]
MITSUBISHI	9.06	12 - 16	Δ-Y Aterrizada	69/13.8 kV	0

Estos datos ya fueron dados también en la Sección 1.2.8.

2.4.2 DATOS DE LINEAS Y CONDUCTORES

En conductor utilizado para la alimentadora S1 (su troncal) es el 266.8 MCM ACSR, para la alimentadora S2 (troncal) es 266.8 MCM ACSR, para la alimentadora S3 es 2/0 ACSR y en la alimentadora S5 se usa el conductor 2/0 ACSR. A continuación en la Tabla 14 se detallan las distancias del conductor. La potencia máxima del conductor es de 10 MVA.

Tabla 14 Longitudes de las alimentadoras

Alimentadoras		Distancia
Salida	Hasta	[km]
S1	Camal	5.80
S2	Los Troncos	3.62
S3	Piñas	3.63
S5	UNEMI	4.77

2.4.2 DATOS DE BARRAS Y CARGA

Tabla 15 carga máxima en las alimentadoras

MÁXIMA CARGA			
	MW	MVAR	MVA
Alimentadora S1	3.97	1.08	4.12
Alimentadora S2	2.73	0.58	2.79
Alimentadora S3	1.19	0.33	1.24
Alimentadora S5	3.16	0.50	3.20

Con los valores de la Tabla 15 se realizará una simulación del flujo de carga para máxima carga en la subestación y procederemos a obtener los valores pertinentes. Estos valores fueron dados por el departamento técnico de la subestación y para más información se puede consultar el Anexo.

Tabla 16 carga mínima en las alimentadoras

MÍNIMA CARGA			
	MW	MVAR	MVA
Alimentadora S1	3.41	0.93	3.54
Alimentadora S2	1.55	0.24	1.57
Alimentadora S3	0.70	0.24	0.74
Alimentadora S5	1.46	0.10	1.46

Con los valores de la Tabla 16 se realizará una simulación del flujo de carga para mínima carga en la subestación y procederemos a obtener los valores pertinentes. Estos valores fueron dados por el departamento técnico de la subestación y para más información se puede consultar el Anexo.

2.5 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA

Los resultados de flujo de carga serán presentados en forma gráfica por ser el método más conciso y usualmente más informativo. El flujo del sistema puede ser rápidamente analizado con la presentación gráfica y relacionar la configuración del sistema, condiciones operativas y resultados.

En el análisis de flujo de carga se muestra lo siguiente:

- Voltajes en barras.
- Factor de potencia. Requerimientos de potencia reactiva
- Carga sobre todos los conductores y transformadores, verificar que la carga este dentro de la capacidad de transmisión para condiciones normales y contingencias operativas.
- Ajustes de taps de los transformadores.

2.5.1 CASO BASE

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

A continuación se presentan los gráficos del flujo de carga para máxima y mínima carga en la Figura 2.1. Los valores de impedancia son mostrados tanto para máxima generación como para y mínima.

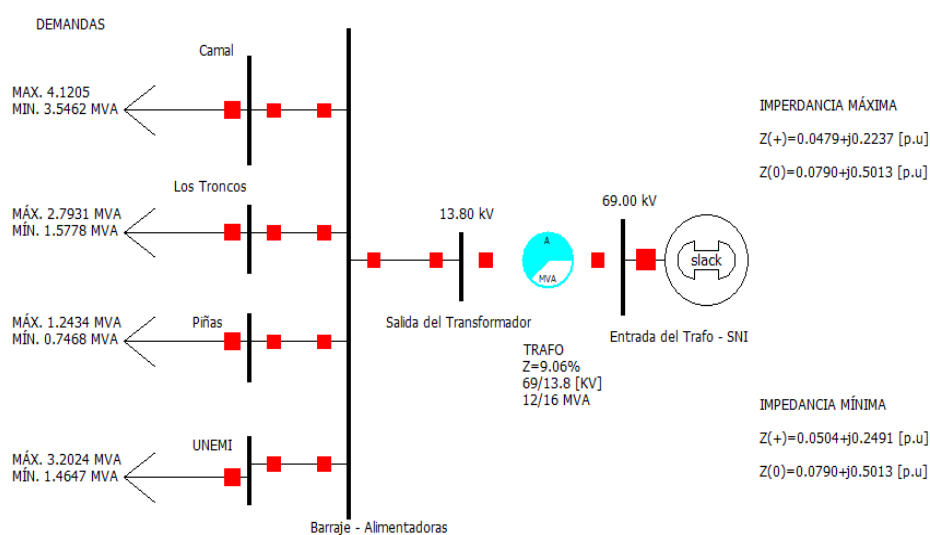


Figura 2.1 Resumen de datos para el flujo de potencia

En las Figuras 2.2 y 2.3 se muestran el flujo de potencia para máxima y mínima carga.

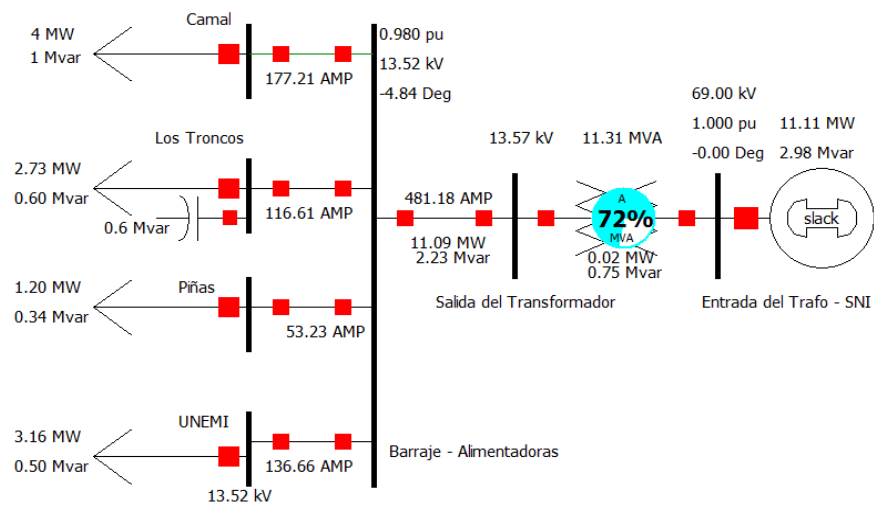


Figura 2.2 Flujo de potencia para máxima carga.

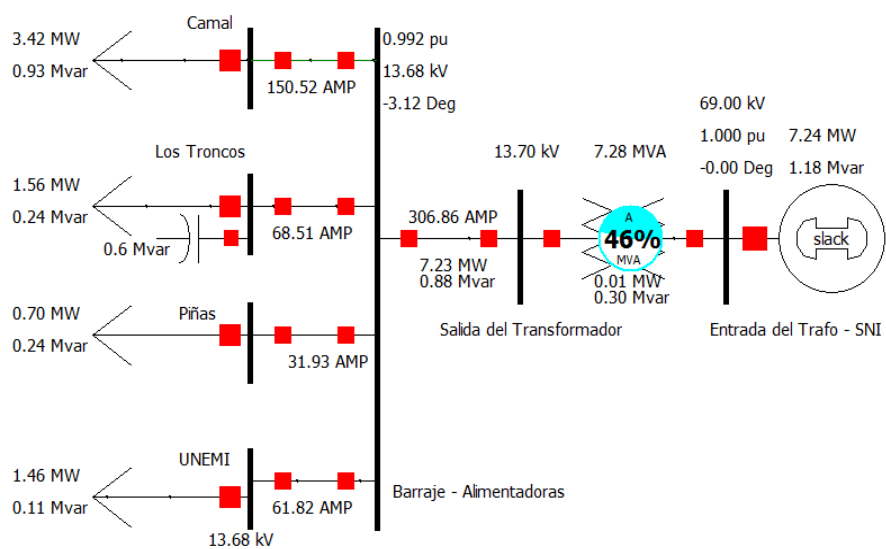


Figura 2.3 Flujo de potencia para mínima carga.

2.5.1.1 VOLTAJES EN LAS BARRAS

Tabla 17 Voltajes en la barra para máxima carga

Nombre	V. Nom (kV)	Voltaje (p.u.)	Fase	Voltaje(kV)
Barra 69	69	1,00000	0°	69
Barra 13,8	13,8	0,9797	-4.84°	13,52

Tabla 18 Voltajes en la barra para mínima carga

Nombre	V. Nom (kV)	Voltaje (p.u.)	Fase	Voltaje(kV)
Barra 69	69	1,0000	0°	69
Barra 13,8	13,8	0,9913	-3.12°	13,68

2.5.1.2 CARGA DE CONDUCTORES Y TRANSFORMADOR

Tabla 19 Consumo en la barra para máxima carga

Consumo para carga máxima		
ALIMENTADORA S1	3,97 [MW]	1,08 [MVAR]
ALIMENTADORA S2	2,73 [MW]	0,58 [MVAR]
ALIMENTADORA S3	1,19 [MW]	0,33 [MVAR]
ALIMENTADORA S5	3,16 [MW]	0,50 [MVAR]

Tabla 20 Consumo en la barra para mínima carga

Consumo para carga mínima		
ALIMENTADORA S1	3,42 [MW]	0,93 [MVAR]

ALIMENTADORA S2	1,56 [MW]	0,24 [MVAR]
ALIMENTADORA S3	0,70 [MW]	0,24 [MVAR]
ALIMENTADOR S5	1,46 [MW]	0,11 [MVAR]

Tabla 21 Potencias entre barras en carga máxima.

Desde	Hasta	MW	MVAR	MVA	MVA limite	%limite	Perd. MW	Perd. MVAR
Barra 69	Barra 13,8	11,11	2,98	11,31	16	70,7%	0,02	0,75

Tabla 22 Potencias entre barras en carga mínima.

Desde	Hasta	MW	MVAR	MVA	MVA limite	%limite	Perd. MW	Perd. MVAR
Barra 69	Barra 13,8	7,24	1,18	7,28	16	45,5%	0,01	0,3

2.5.1.3 CARGA DE LOS TRANSFORMADORES

Tabla 23 Potencias recibida para carga máxima

Potencia recibida para carga máxima		
Barra 69	11.11 MW	2.98 MVAR

Tabla 24 Potencias recibida para carga mínima.

Potencia recibida para carga mínima		
Barra 69	7.24 MW	1.18 MVAR

2.6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El estudio de flujo de potencia desarrollado en este capítulo para la demanda máxima y mínima de la subestación Milagro Sur ha permitido determinar y comprobar lo siguiente:

- Los voltajes para la condición de máxima carga son en la barra de 69 [kV] de 1,00 p.u. y en la barra de 13,8 [kV] es de 0,9797 p.u. que corresponde a un voltaje de 13,52 [kV]. Esto significa que el voltaje para máxima carga se ubica en un rango de - 2.05%. En mínima condición los voltajes en por unidad en la barra de 69 [kV] es 1,00 p.u. y en la barra de 13.8 [kV] es de 0.9913 p.u. que corresponde a un nivel de 13,68 [kV]. Esto significa que el voltaje para mínima carga se ubica en un rango de 0.86%.
- El flujo de potencia se encuentra al 72% de la capacidad en ONAF (16 MVA) del transformador de potencia, lo cual es un porcentaje de carga aceptable.
- La potencia que consume la subestación Milagro Sur desde la línea de subtransmisión es 11.11 MW, 2.98 MVAR para máxima carga y de 7.24 MW, 1.18 MVAR para mínima carga.
- El ajuste del tap del se encuentra en la posición 3, la cual corresponde a una relación de voltaje de 69/13.8 kV.

- Las pérdidas máximas son en su mayoría reactivas con valores de 0,75 [MVAR] en el transformador de potencia.

CAPÍTULO 3

3. ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

3.1 INTRODUCCIÓN

Todo estudio en un sistema de potencia de distribución tiene su propósito, hay estudios más importantes que otros sin embargo siempre guardan relación entre sí. Esto se hace más patente por ejemplo debido a que no es posible realizar un estudio de cortocircuito sin previamente haber realizado un estudio de flujo de carga (algunos autores le llaman flujo de potencia también) y no será posible realizar el estudio de las coordinaciones de las protecciones eléctricas sin previamente haber realizado el presente estudio. El estudio de cortocircuito tiene como objetivo:

- Determinar las magnitudes de las corrientes durante fallas (cortocircuitos) de todos los tipos

- Evitar que equipos sean dañados por causa de estas corrientes elevadas
- Determinar la caída de voltaje en la vecindad donde ocurre la falla
- Tomar las debidas precauciones para que personas no sean lastimadas durante estos periodos anómalos
- Obtener información básica para el posterior estudio de las coordinaciones de las protecciones eléctricas.

3.2 ALCANCE DE LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

La subestación Milagro Sur es una subestación típicamente aterrizada y por tanto se van a considerar los siguientes tipos de fallas:

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

Por lo general la falla de mayor magnitud aunque de menor probabilidad de ocurrencia es la falla de tres fases a tierra, y por tanto por obvias razones sólo se suele calcular esta falla y en base a cuya magnitud se procede con el estudio de la coordinación de las protecciones eléctricas y ajustes de los relés.

3.3 DATOS DEL SISTEMA

Los datos requeridos para el estudio de cortocircuito son:

- Impedancia equivalente de Thévenin en la barra de interconexión a 69 kV tanto para máxima generación como para mínima generación. La impedancia es mínima cuando el SNT se encuentra en un estado de generación máxima, y es máxima la impedancia equivalente cuando la generación es mínima. Esto nos permitirá calcular la corriente máxima de falla y la mínima de falla respectivamente. Además se requiere conocer:
- La impedancia del transformador referida a la base del sistema (100 MVA).
- Impedancia de los conductores hasta el punto de la troncal donde se quiere calcular la falla. Esto se puede despreciar en el caso de que el punto donde se quiera calcular la falla no es muy distante.

3.3.1 IMPEDANCIAS EQUIVALENTE EN EL PUNTO DE ENTREGA

La Empresa CNEL Matriz ubicada en la ciudad de Guayaquil en la Av. Nahim Isaías y Miguel H. Alcívar nos ha proporcionado las impedancias equivalentes de Thévenin en la barra de interconexión a 69 [kV] de la subestación Milagro Sur tanto para mínima generación como para máxima generación. Estos valores se encuentran en una base de 100 [MVA] a 69[KV].

3.3.2 IMPEDANCIAS EQUIVALENTES

Tabla 25 Impedancias Equivalentes - Máxima generación a 69

Kv

Impedancia de secuencia	R (p.u.)	X (p.u.)	R +j X (Ohmios)	X/R
Positiva	0.0479	0.2237	2.2805+j10.6503	4.6701
Negativa	0.0479	0.2237	2.2805+j10.6503	4.6701
Cero	0,0790	0.5013	3.3755+j23.8668	6,3455

Tabla 26 Impedancias Equivalentes - Mínima generación a 69

kV

Impedancia de secuencia	R p.u.	X p.u.	R +j X Ohmios	X/R
Positiva	0.0504	0.2491	2.3995+j11.8596	4.9424
Negativa	0,0504	0.2491	2.3995+j11.8596	4.9424
Cero	0,0790	0.5013	3.3755+j23.8668	6,3455

3.3.3 MVA DE CORTOCIRCUITO

Además, la CNEL Matriz ha provisto de los MVA de cortocircuito para la barra de 69 [kV], en máxima y mínima generación.

Tabla 27 MVA de cortocircuito para máxima generación

Tipo de falla	Potencia de la falla [MVA]
LLL	481
LG	342
LL	416.5
LLG	442.6

Tabla 28 MVA de cortocircuito para mínima generación

Tipo de falla	Potencia de la falla [MVA]
LLL	433
LG	325
LL	375
LLG	401.2

3.3.4 DATOS DE CONDUCTORES

Los conductores son elementos pasivos en el análisis de cortocircuito, por lo que sus características técnicas son las mismas a las aplicadas en los estudios de flujo de carga. Sin

embargo, sus impedancias no serán consideradas debido a que las alimentadoras son cortas (aproximadamente 4 km c/u).

3.3.5 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 análogas a las utilizadas en los estudios de flujo de carga. La subestación objeto de nuestro estudio sólo cuenta con un transformador en funcionamiento hasta la realización de esta tesina.

El transformador de la subestación Milagro Sur tiene una impedancia de 9.06% en una base de 16 [MVA] según se observó en el dato de placa. Referida a una base de 100 [MVA] obtendremos:

$$Z_{trafo} = 0.0906 * \frac{100}{16} = 0.566 pu$$

Esta impedancia es la que se va a utilizar en el programa Power World para los cálculos de fallas.

3.4 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

Los estudios de cortocircuito al igual que el estudio de flujo de carga se han considerado para cuando el sistema se encuentra en máxima generación y para cuando se encuentra en mínima generación. Las fallas a calcular son las mencionadas en la Sección 3.2.

3.4.1 CASO BASE

En el Anexo se muestran los resultados simulados en Power World.

3.4.1.1 CORRIENTES DE FALLA EN CADA BARRA

A continuación procedemos a simular las fallas antes mencionadas en cada barra. Se determinará además las corrientes bases tanto para el lado de 69 [kV] y para 13.8 [kV]:

$$I_{base\ 69kV} = \frac{100MVA}{\sqrt{3} * 69kV} = 836.74 \text{ [A]}$$

$$I_{base\ 13.8kV} = \frac{100MVA}{\sqrt{3} * 13.8kV} = 4183.7 \text{ [A]}$$

Los resultados de los valores de las corrientes de falla en **máxima generación** para todos los casos a nivel de 69

[kV] y a nivel de 13.8 [kV] son mostrados en las Tablas 29 y 30 respectivamente.

Tabla 29 Corrientes de Cortocircuito a nivel de 69 [kV]

I_{falla}	I_{cc} a 69 KV [A]	I_{cc} a 69 KV [p.u.]	Ángulo (°)	Capacidad de cc. [MVA]
LLL	3723.4	4.45	-76,08	445
LG	2654.6	3.173	-82.52	317.3
LL	3224.6	3.854	-166.08	385.4
LLG	2051.48	2.45	93.94	245.2

Tabla 30 Corrientes de Cortocircuito a nivel de 13.8 kV

I_{falla}	I_{cc} a 13.8 kV [A]	I_{cc} a 13.8 kV [p.u.]	Ángulo (°)	Capacidad de cc. [MVA]
LLL	4378.1	1.046	-84.46	105
LG	4792	1.145	-87.50	114.5
LL	3791.57	0.906	-174.46	90.63
LLG	5270	1.26	88.85	126

Para el caso de una falla LLG se debe considerar la corriente que pasa a través de las dos fases fallidas para

el cálculo de la corriente de arranque de los relés, estos datos se muestran detalladamente en la Tabla 31.

Tabla 31 Corrientes por fase de Falla Línea-Línea a Tierra a 13.8 kV

Tipo de falla	Corrientes desde la Barra 13.8		
	Fase a	Fase b	Fase c
LLG	0	4358	4863.4
	0°	148.61°	38.11°

Los resultados de los valores de las corrientes de falla para todos los casos a nivel de 69 [kV] y a nivel de 13.8 [kV] para impedancias de **mínima generación** son mostrados en las Tablas 32 y 33.

Tabla 32 Corrientes de cortocircuito a nivel de 69 [kV]

I_{falla}	I_{cc} a 69 KV [A]	I_{cc} a 69 KV [p.u.]	Ángulo (°)	Capacidad de cc. [MVA]
LLL	3320.6	3.969	-7.92	397
LG	2482.9	2.967	-9.65	296.7

LL	2875.8	3.437	-97.92	343.7
LLG	1981.87	2.369	169.32	236.8

Tabla 33 Corrientes de cortocircuito a nivel de 13.8 kV

I_{falla}	I_{cc} a 13.8 kV [A]	I_{cc} a 13.8 kV [p.u.]	Ángulo (°)	Capacidad de cc. [MVA]
LLL	4222	1.009	-15.61	100.9
LG	5034.75	1.203	-13.71	120.3
LL	3656.74	0.874	-105.61	87.4
LLG	6221.55	1.487	169.09	148.7

Para el caso de una falla LLG a nivel de 13.8 kV se debe considerar la corriente que pasa a través de las dos fases fallidas para el cálculo de la corriente de arranque de los relés, estos datos se muestran detalladamente en la Tabla 34.

Tabla 34 Corrientes por fase de Falla Línea-Línea a
Tierra

Tipo de	Corrientes desde la Barra 13.8
---------	--------------------------------

falla	Fase a	Fase b	Fase c
LLG	0	4991.20	4602.58
	0°	-144.01°	116.74°

3.4.1.2 VOLTAJES DE FALLAS EN CADA BARRA PARA MÁXIMA GENERACIÓN

En esta sección se mostrarán los voltajes en cada barra, para cada tipo de falla en el sistema.

Cuando la falla ocurre en la barra de 69 kV

Tabla 35 Voltajes barra 69 kV

I_{falla}	Fase Voltios (p.u.)			Ángulo de Fase		
	A	B	C	A	B	C
LLL	0	0	0	0	0	0
LG	0	1.2334	1.1155	0	-129.92	135.20
LL	1	0,5	0,5	0	-180	180
LLG	1.2296	0	0	2.23	0	0

Tabla 36 Voltajes barra 13.8 kV

I_{falla}	Fase Voltios (p.u.)			Ángulo de Fase		
	A	B	C	A	B	C
LLL	0.000058	0.000058	0.000058	0	0	0
LG	0.5171	0.9087	0.8609	-23.18	-135.17	78.68
LL	0.9775	0.4887	0.4887	-28.71	-151.29	151.28

LLG	0.8004	0.4002	0.4002	-26.58	-153.43	153.43
------------	--------	--------	--------	--------	---------	--------

Cuando la falla ocurre en la barra de 13.8 Kv

Tabla 37 Voltajes barra 69 kV

I_{falla}	Fase Voltios (p.u.)			Ángulo de Fase		
	a	b	c	a	b	c
LLL	0.7626	0.7626	0.7626	-20.26	-140.26	99.74
LG	0.8312	0.9808	0.9398	-21.13	-139.30	91.93
LL	1	0.80	0.8550	-24.27	-148.83	105.39
LLG	0.9098	0.7875	0.8161	-22.44	-145.51	103.60

Tabla 38 Voltajes barra 13.8 kV

I_{falla}	Fase Voltios (p.u.)			Ángulo de Fase		
	a	b	c	a	b	c
LLL	0	0	0	0	0	0
LG	0	0,9804	0,8787	0	-120.6	109.9
LL	0,9711	0,4855	0,44855	-6.83	173.17	173.17
LLG	0,8785	0	0	-2.38	0	0

3.5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El presente estudio de corto circuito ha permitido observar lo siguiente:

- Las corrientes de falla tienen valores de tal magnitud no pueden ser soportadas por los conductores de la subestación ni tampoco el transformador podría soportarlas por mucho tiempo. Todo esto se debe tener en cuenta en el momento de la coordinación de las protecciones. Además debe ser despejada lo más pronto posible la falla, ya que provocan desbalances en el sistema.
- El análisis de cortocircuito para *máxima generación* nos da como resultado en la barra de $69 [kV]$ una corriente de falla máxima de $3723.4 [A]$ y de 4.45 p.u. que corresponde a la falla trifásica a tierra, mientras que la corriente de falla mínima es de $2483 [A]$ y de 2.97 p.u. correspondiente a una falla de línea a tierra.
- El análisis de cortocircuito para *máxima generación* nos da como resultado en la barra de $13.8 [kV]$ una corriente de falla máxima de $4863 [A]$ que es 1.16 p.u. que corresponde a la falla de dos líneas a tierra, mientras que la corriente de falla mínima es de $3790 [A]$ que correspondiente a una falla de línea a línea.
- En el análisis de cortocircuito para *mínima generación* en la barra de $69 [kV]$ da como resultado una corriente de falla máxima de $3320 [A]$ y de 3.97 p.u. que corresponde a la falla LLL, mientras que la corriente de falla mínima en esta barra es de $2483 [A]$ y de 2.97 p.u. que corresponde a la falla LG.

- En el análisis de cortocircuito para *mínima generación* en la barra de 13.8 [kV] da como resultado una corriente de falla máxima de 4990 [A] y de 1.19 p.u. que corresponde a una falla de dos líneas a tierra, mientras que la corriente de falla mínima en esta barra es de 3650 [A] y de 0.874 p.u. que corresponde a la falla de LL.
- El ajuste de los equipos de protección, los cuales son determinados considerando el sistema bajo condiciones de falla, será estudiada en el Capítulo 4 relacionada con la coordinación de las protecciones.

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando la norma IEEE Std C37.013-1989 que trata de voltajes de media y alta tensión.

Las fallas trifásicas a tierra, línea a tierra y dos líneas a tierra fueron aplicadas a cada barra del sistema, los resultados se muestran en el Anexo.

CAPÍTULO 4

4. PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

4.1 INTRODUCCIÓN

La subestación Milagro Sur está conformada por los siguientes elementos:

Del lado de 69 kV hay un interruptor de marca Mitsubishi tipo 70-SFMT-25B que está integrado al transformador de potencia con una corriente nominal de 600 A y una corriente de interrupción nominal de 20 kA.

El transformador de potencia además se encuentra protegido en el lado de alta por pararrayos de óxido metálico de marca Mitsubishi tipo MAL-PC(S) con un voltaje nominal de 60 kV y una corriente de descarga nominal de 10 kA, también posee un relé de protección

diferencial (87) SPAD 346 C3. Esta S/E también posee un relé de sobrecorriente instantánea (50) SPAA 341 C2 del lado de 13.8 kV para cada alimentadora y un SPAJ 140 C del lado de 13.8 kV a la salida del transformador.

En el lado de 13.8 kV a la salida del transformador se tiene un interruptor en vacío tipo 10 VPR-25C marca Mitsubishi con una corriente nominal de 1200 A y una corriente de interrupción de 18 (AT a 15kV) kA.

Las alimentadoras poseen cuchillas seccionadoras de 600 A nominales y 40 kA de corriente instantánea y 110 kV de BIL. La alimentadora S1 posee a lo largo de su troncal un disyuntor (52) tipo 10-VPR-25C, además se encuentra un fusible k de 140 A. La alimentadora S2 posee a lo largo de su troncal un disyuntor al igual que la alimentadora S1 y además un fusible k de 100 A. La alimentadora S3 y S4 solo poseen un disyuntor con las mismas características que el de la alimentadora S1.

4.2 ESQUEMA DE PROTECCIONES

En la Figura 4.1 se muestran el esquema de las protecciones usadas para el transformador y por tanto son las protecciones más importantes de la subestación Milagro Sur. Todos los relés son marca

ABB, excepto las protecciones intrínsecas del transformador Mitsubishi, esto es de fábrica vinieron instaladas estas protecciones, nos referimos al térmico y al relé Buchholz.

También en la Tabla 39 se describen de forma resumida las protecciones utilizadas en toda la subestación Milagro Sur incluyendo las alimentadoras.

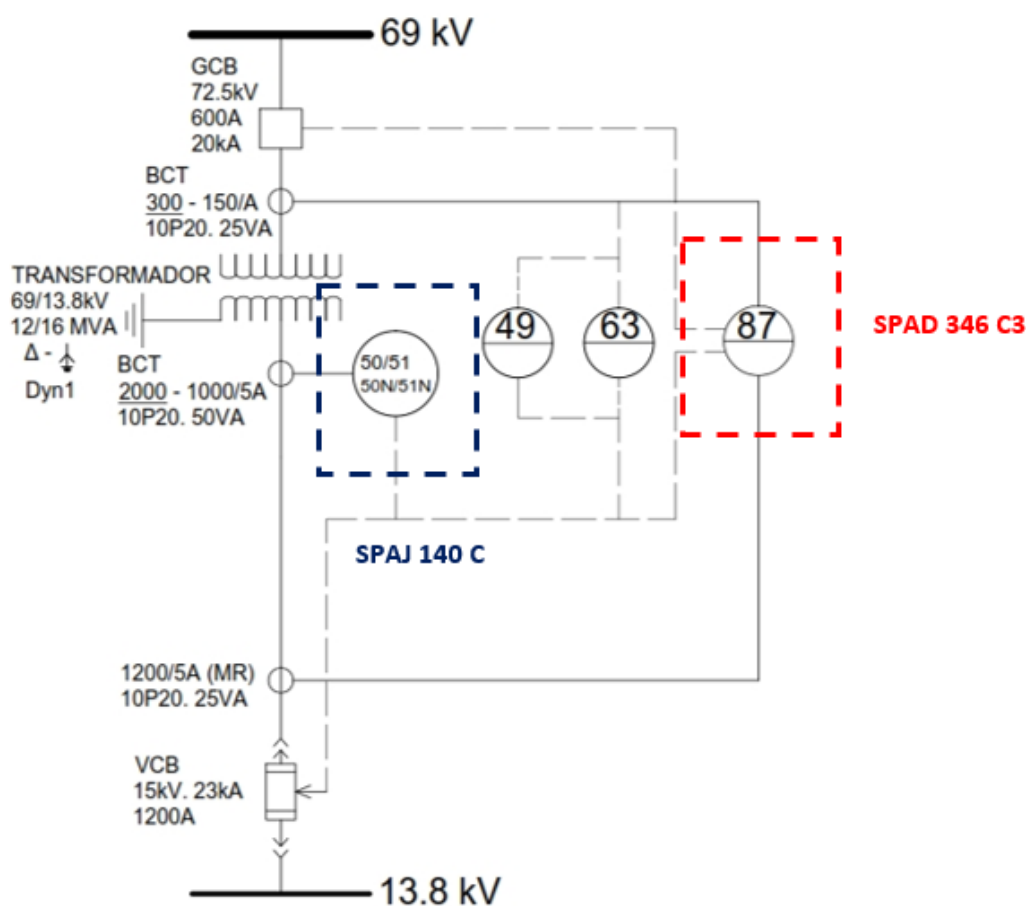


Figura 4.1 Esquema de las protecciones eléctricas del transformador

Tabla 39 Relés/protecciones usadas

	Relé/protección	Marca/tipo	Descripción	Dispositivo No.
Transformador	SPAD 346 C3	ABB	Relé diferencial	87
	SPAJ 140 C	ABB	Relé combinado de sobrecorriente y falla a tierra	50/51 50N/51N
	-----	-----	Relé térmico del transformador	49
	-----	-----	Switch de presión (Buchholz)	63
Alimentadoras	SPAA 341 C2	ABB	Relé de protección para alimentadoras (tiene la opción de recierre)	50/51 50N/51N 79
	SPAF 340 C3	ABB	Relé de frecuencia	81
	Fusibles	k/140-100 A	Curva de protección	-----

			extremadamente inversa
--	--	--	---------------------------

Como se puede observar en la Tabla 39 también se han mostrado las características principales de los CTs, de los interruptores a nivel de 69 kV y a nivel de 13.8 kV, los mismos que ya se han descrito en el Capítulo 1.

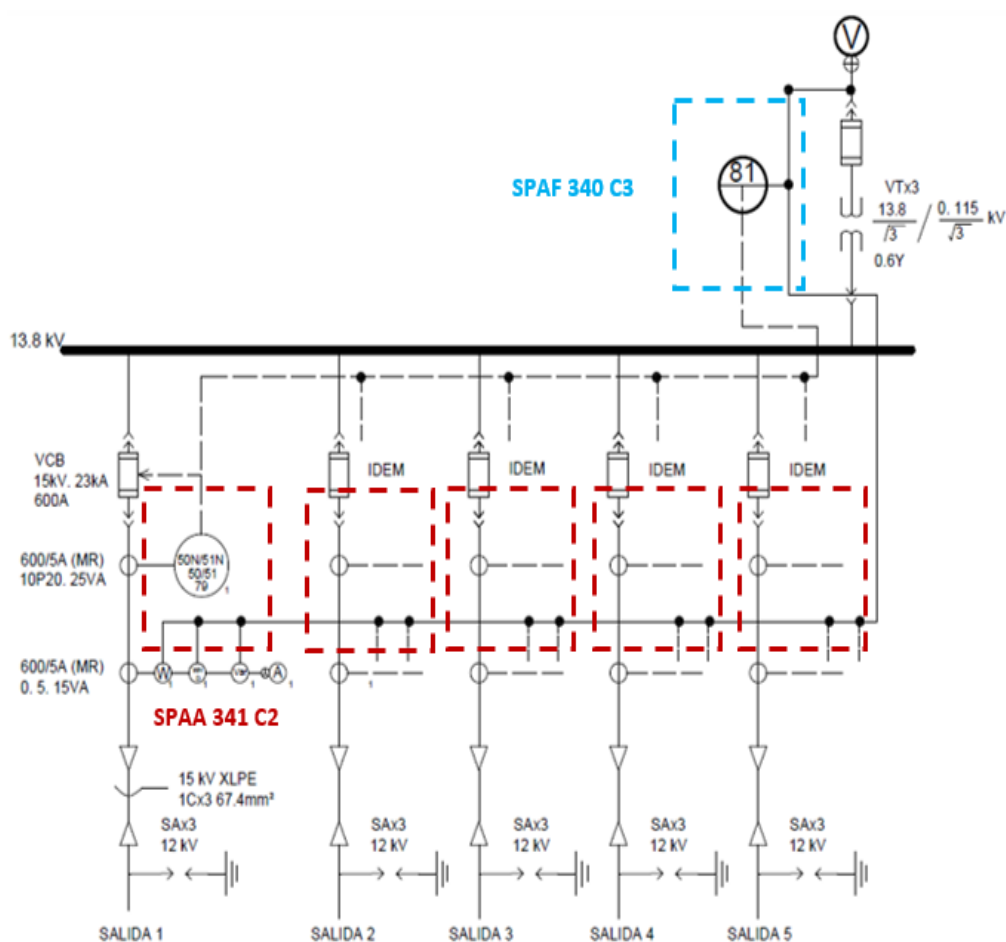


Figura 4.2 Esquema de las protecciones eléctricas de las alimentadoras

4.3 AJUSTE DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

La protección del transformador se la realiza mediante el relé SPAD 346 C3 marca ABB. El relé SPAD 346 C3 es una versión del relé SPAD 346 C que solamente incluye el módulo SPCD 3D53 que es de uso exclusivo para la protección diferencial. Los relés ABB presentados en este proyecto están conformados por módulos, cada módulo tiene una función específica y no siempre un relé ABB tiene todos sus módulos instalados, esto depende de los requerimientos del cliente. El transformador también está protegido por un relé SPAJ 140 C del lado de 13.8 kV también marca ABB que cuenta con las funciones de un dispositivo 50 y también de un dispositivo 51.

El relé SPAD 346 C3 únicamente realiza la protección diferencial, y el relé SPAJ 140 C es el respaldo de la protección de todas las alimentadoras y por ende protege al transformador de sobrecargas y cortocircuitos. En resumen estos dos relés se encargan de:

- Protección diferencial.
- Protección de sobrecorriente de tiempo inverso.
- Protección de sobrecorriente/cortocircuito instantáneo.

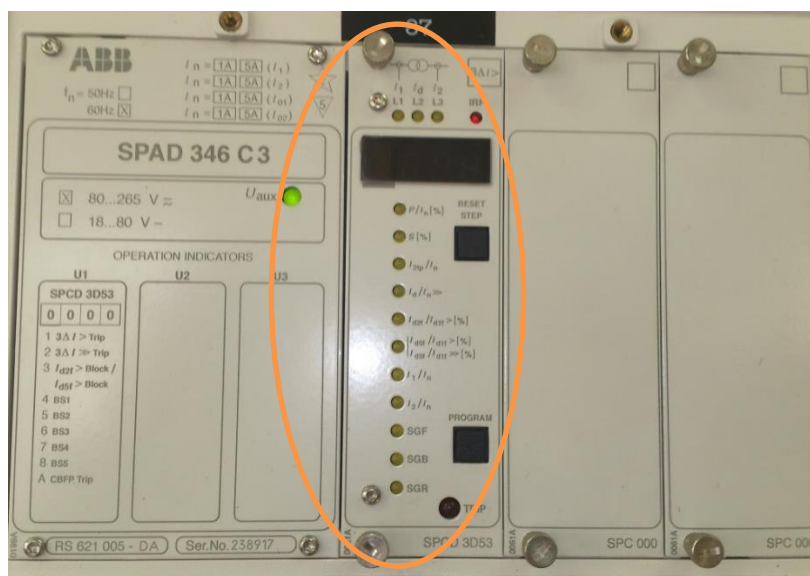


Figura 4.3 Relé diferencial instalado en la S/E

Como se puede observar en la Figura 4.3 sólo cuenta con un módulo el relé SPAD 346 C3 y éste módulo se lo denomina SPCD 3D53 el cual es el que realiza la protección diferencial.

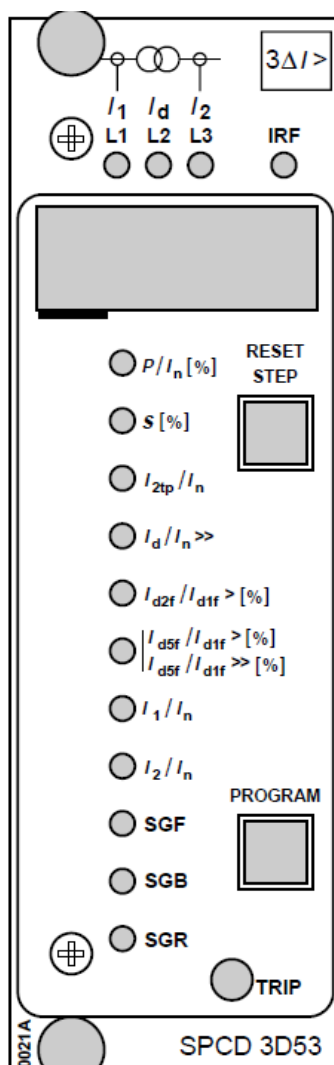


Figura 4.4 Detalle del módulo SPCD 3D53

En la Figura 4.4 se muestra de forma más detallada el módulo SPCD 3D53 del relé SPAD 346 C3. Los parámetros de este módulo es lo que hay que ajustar para efectuar la protección diferencial, en la Sección 4.3.1 mostramos la calibración de estos ajustes para lo cual se ha utilizado el manual del fabricante de este módulo.

4.3.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL

La protección diferencial se la realiza mediante el relé SPAD 346 C3 como antes se lo dijo, el cual se lo usa para la protección de fallas internas del transformador [3].

Esta protección permite determinar la diferencia entre las corrientes de entrada y salida del elemento protegido, para ello se debe medir la corriente que circula por cada fase por medio de CTs los cuales pueden obtener valores en el lado secundario de 1 a 5 A, debido a la sencillez generalmente se los conecta en estrella-estrella, cabe indicar que también se los puede conectar en estrella-delta ó delta-estrella para la protección del transformador de potencia.

A continuación se presenta en la Figura 4.5 un esquema general de la filosofía que usa la protección diferencial aplicada a un transformador de potencia.

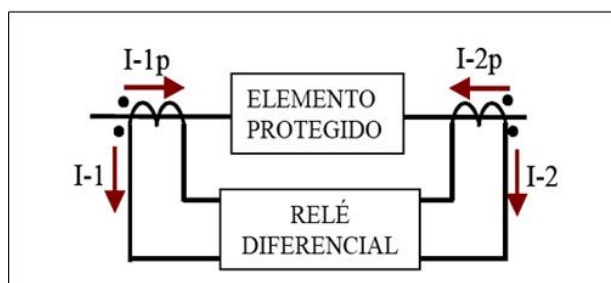


Figura 4.5 Esquema básico de la protección diferencial [4].

Los ajustes principales del relé diferencial SPAD 346 C3 son:

Tabla 40 Ajustes del relé SPAD 346 C3

Ajuste	Descripción	Rango de ajuste (Por defecto)
$P/I_n(\%)$	Ajuste básico de arranque, pasos de 1%	5...50% (5%)
$S(\%)$	Relación de arranque, pasos de 1%	10...50% (10%)
I_{2tp}/I_n	Segundo punto de quiebre de la característica de operación, pasos de 0.1	1.0...3.0 (1.5)
$I_d/I_n \gg$	Etapas de la corriente diferencial instantánea, pasos de $1 \times I_n$	5...30 (10)
$I_{d2f}/I_{d1f}(\%)$	Relación de la segunda armónica y de la componente de frecuencia fundamental de la corriente diferencial, pasos de 1%	7...20% (15%)
$I_{d5f}/I_{d1f}(\%)$	Relación de la quinta armónica y de la componente de frecuencia fundamental de la corriente diferencial, pasos de 1%	10...50% (35%)
$I_{d5f}/I_{d1f} \gg (\%)$	Relación de desbloqueo de las quintas armónicas, pasos de 1%	10...50% (35%)
I_1/I_n	Corrección de la relación de transformación de lado de A.T. de los CTs, pasos de 0.01	0.40...1.5

		(1.00)
I_2/I_n	Corrección de la relación de transformación de lado de B.T. de los CTs, pasos de 0.01	0.40...1.5(1.00)

Es muy importante tener en cuenta que existen corrientes diferenciales y por tanto, las siguientes consideraciones se las usa para obtener el valor de la pendiente de la protección diferencial:

- Corriente de magnetización del elemento protegido.
- Error de relación en los transformadores de corriente. Esto es debido a los diferentes taps que tiene el transformador, así mismo en los CTs habrá el mismo error.
- Error debido a la saturación de los transformadores de corriente.

4.3.2 AJUSTE DE S

Un incremento en la corriente de carga, causa que la corriente diferencial crezca en un mismo rango de proporción [5].

La Figura 4.6 muestra la característica de disparo de la protección diferencial.

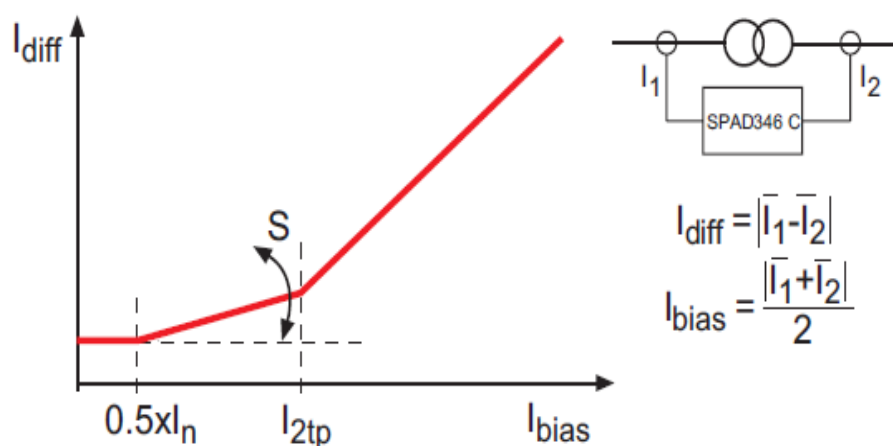


Figura 4.6 Característica del relé diferencial SPAD 346 C3

La configuración inicial de S afecta la pendiente de las características de la operación del relé entre el primer valor fijado en el eje de las abscisas ($0,5 * I_n$) y el segundo valor denominado I_{2tp} . Un incremento en la corriente de carga causa que la corriente diferencial requerida para disparar el relé se incremente en la misma proporción del porcentaje configurado.

Para configurar el valor de S del relé SPAD 346 C3 el fabricante recomienda:

- Sumar la precisión de los CTs en ambos lados.
- El rango de regulación del cambiador de TAPS.
- La precisión de la operación del relé.
- Y un margen de seguridad deseado.

El relé cuenta con un sistema de bloqueo de armónicos el cual se lo habilita mediante la configuración del switch SGF2/1=1.

Tabla 41 Porcentaje de restricciones

ERROR	PORCENTAJE %
CT en el primario	5
CT en el secundario	5
Cambiador de TAPS	12.5
Relé	4
Margen de seguridad	5
Suma total	31.5%

El valor de S será 31,5%.

En el intervalo de operación de S, su variación afectaría la pendiente de la característica de operación, esto significa que el disparo de la protección depende de cómo cambia la corriente diferencial en comparación con el cambio de la corriente de carga.

Un valor muy alto de S debe evitarse, porque la sensibilidad del relé diferencial para detectar fallas en las vueltas del devanado del transformador depende básicamente del valor de S.

4.3.3 AJUSTE DEL ARRANQUE BÁSICO (P/I_n)

La configuración básica (P) define la mínima sensibilidad de la protección. Básicamente este valor permite la corriente sin carga del transformador de potencia; pero también puede ser usado para influenciar el nivel general de la característica de operación del relé. A corriente nominal las pérdidas sin carga del transformador de potencia son menos que el 1% a voltaje nominal. Sin embargo la fuente de voltaje del transformador puede incrementarse repentinamente debido a disturbios operacionales, esto produce que la corriente de magnetización del transformador se incremente. En general, la densidad de flujo magnético del transformador es alta a voltaje nominal y un incremento de voltaje porcentual pequeño va a producir que la corriente de magnetización aumente en decenas de puntos porcentuales.

En la Figura 4.7 podemos observar los valores antes mencionados.

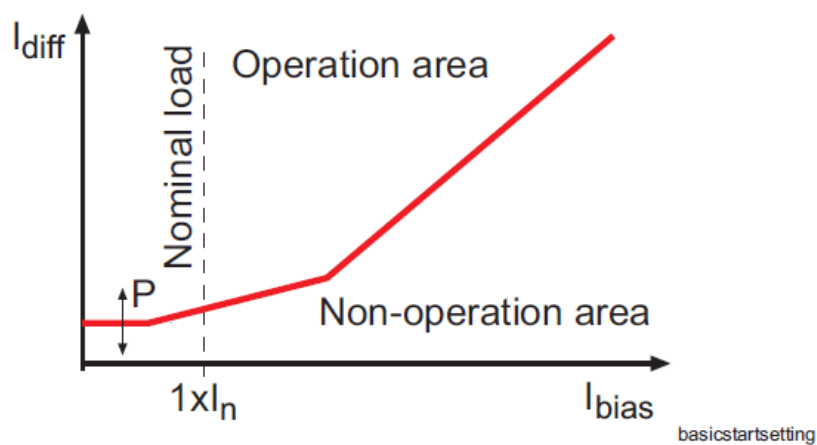


Figura 4.7 Arranque básico P

Tomando en cuenta el área de operación efectiva para la configuración de S empezando desde $I_{bias} = 0,5 * I_n$, y las pérdidas sin carga del transformador, tenemos que:

$$P = 0,5 * S + P'$$

Donde P' representa las pérdidas sin carga del transformador en su máximo voltaje de operación. Típicamente se usa $P' = 10\%$ si su valor actual se lo desconoce.

Entonces el valor de P para nuestro caso es:

$$P = 0,5 * 31,5\% + 10\%$$

$$P = 25,75\%$$

Esta configuración $\left(\frac{P}{I_n}\right)$ básicamente permite que fluya la corriente sin carga del transformador, aunque también puede ser usada para influenciar el nivel general de la característica de

operación del relé. Teniendo estas consideraciones normalmente a la relación (P/I_n) se la escoge de 0.5.

4.3.4 SEGUNDO PUNTO DE QUIEBRE (I_{2tp}/I_n)

El segundo punto de quiebre define el punto en la característica de operación en el cual la influencia de S termina y una pendiente constante del 100% empieza. Más allá de este punto, el incremento de la corriente diferencial es igual al incremento correspondiente en la corriente de estabilización.

Para encontrar estos ajustes de la protección diferencial se debe establecer siempre un balance entre la estabilidad y la sensibilidad. Mientras más pequeño es el valor de I_{2tp}/I_n la protección es más estable pero menos sensible. Y viceversa, mientras más alto es este valor más sensible y menos estable se vuelve la protección.

A continuación en la Figura 4.8 se detalla lo antes mencionado

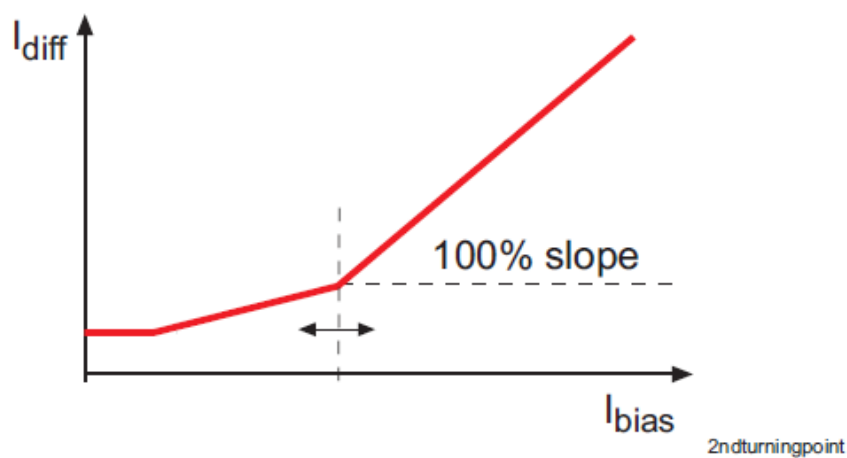


Figura 4.8 Efecto del segundo punto de quiebre

4.3.5 RECOMENDACIÓN DEL FABRICANTE

En una aplicación de esta protección en un transformador de potencia al segundo punto de quiebre I_{2tp}/I_n se los escoge normalmente en el rango de 1.5 a 2. Donde el valor de 1.5 hace que la protección sea algo más estable contra fallas fuera de la zona de protección, mientras que un valor de 2 provee algo más de sensibilidad a la protección para las fallas dentro de la zona de protección.

Como información adicional se tiene que este relé calcula la corriente de diferencial de la siguiente manera:

$$I_d = |I_1 - I_2|$$

Y la denominada corriente de estabilización la calcula como:

$$I_b = \frac{|I_1 + I_2|}{2}$$

Donde:

I_1 : Corriente de fase del lado de alta tensión

I_2 : Corriente de fase del lado de baja tensión

I_d : Amplitud de la componente de frecuencia fundamental de la corriente diferencial

I_b : Amplitud de la componente de frecuencia fundamental de la corriente de estabilización

4.3.6 CORRECCIÓN DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

DE LOS CTs (I_1/I_n , I_2/I_n)

Es común que las corrientes del lado secundario de los CTs difieren de aquellas corrientes nominales a carga nominal del transformador de potencia. La relación de transformación de los CTs puede ser corregida en ambos lados del transformador de potencia con los ajustes I_1/I_n (lado de A.T.) y I_2/I_n (lado de B.T.).

En primer lugar, la carga nominal del transformador debe ser calculada en ambos lados, conociéndose previamente su potencia aparente nominal y el voltaje de fase a fase.

$$I_{nr} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_n}$$

Donde

I_{nT} = carga nominal del transformador de potencia

S_n = potencia nominal del transformador

U_n = voltaje nominal de fase a fase

Luego de esto, la corrección de las relaciones de transformación pueden ser calculadas (note que I_1/I_n es el nombre simbólico del ajuste)

$$\frac{I_1}{I_n} = \frac{I_{nT}}{I_p}$$

Donde

I_p = corriente primaria nominal del CT

A continuación se presentan estos valores

Para calcular las máximas corrientes de máxima carga se considera la capacidad FA del transformador de potencia y se lo relaciona de acuerdo al nivel de tensión.

$$\text{Lado de A.T.: } I_{nT} = \frac{16000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} = 133.88 \text{ [A]}$$

$$\text{Ajuste } I_1/I_n = 133.88/300 \approx 0.45$$

$$\text{Lado de B.T.: } I_{nT} = \frac{16000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} * 13.8 \text{ kV}} = 669.4 \text{ [A]}$$

$$\text{Ajuste } I_2/I_n = 669.4/1200 \approx 0.56$$

4.4 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO DE FASE Y FALLA A TIERRA (RELÉ SPAJ 140 C)

4.4.1 APLICACIÓN DEL RELÉ SPAJ 140 C

El relé combinado de sobrecorriente y falla a tierra SPAJ 140 C, está diseñado para la protección selectiva contra cortocircuitos y fallas a tierra de los alimentadores radiales, en sistemas de potencia puestos rígidamente a tierra, a través de una resistencia o una impedancia. El relé de protección integrado incluye una unidad de sobrecorriente de fase y una unidad de falla a tierra con facilidades de disparo y señalización. El relé de sobrecorriente y falla a tierra puede también emplearse para otras aplicaciones donde se requiere la protección de sobrecorriente mono, bi o trifásica y la protección de falla a tierra no direccional. El relé combinado de sobrecorriente y falla a tierra también incluye la protección de falla de interruptor. En la Figura 4.9 se muestra el relé mencionado. Este relé sirve para la protección a la salida del transformador y da respaldo al relé SPAA 341 C2.

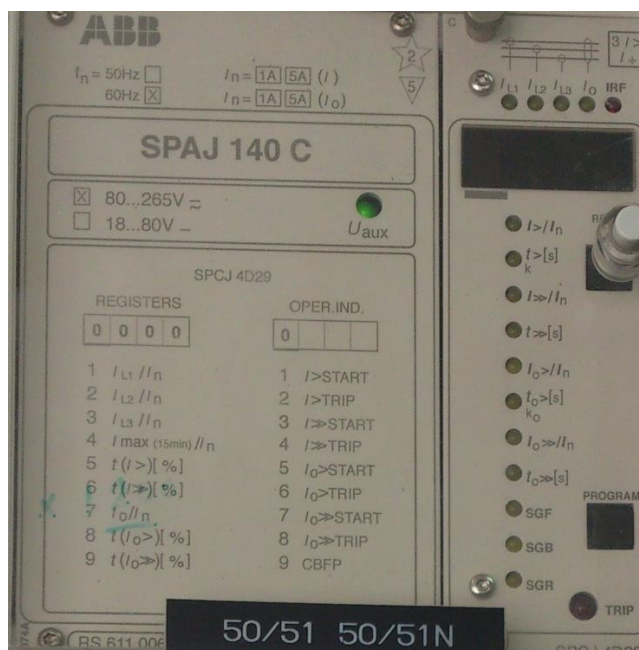


Figura 4.9 Relé SPAJ 140 C instalado en la S/E

En la subestación han etiquetado el relé como si tuviese un relé instantáneo incorporado pero en realidad el relé lo que tiene son dos niveles de operación lo cual estaremos explicando más adelante.

4.4.2 DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO

El relé combinado de sobrecorriente y falla a tierra [6] 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 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_1 , la unidad de sobrecorriente emite una señal de arranque, después del tiempo de arranque preajustado 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, cuando la corriente de fase excede la corriente de arranque ajustada en el escalón de ajuste superior I_2 , la unidad de sobrecorriente 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.

Cuando la corriente de falla a tierra excede la corriente de arranque ajustada en el escalón de ajuste inferior I_0 , la unidad de falla a tierra emite una señal de arranque, después del tiempo de arranque preajustado de ~ 60 ms. La unidad de falla a tierra 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, cuando la corriente de fase excede la corriente de arranque ajustada en el escalón de ajuste superior $I_{0>>}$ de la unidad de falla a tierra emite una señal de arranque, después del tiempo de arranque preajustado de ~ 40 ms. La unidad de falla a tierra opera, cuando transcurre el tiempo de operación ajustado.

El escalón de ajuste inferior de la unidad de sobrecorriente y el escalón de ajuste inferior de la unidad de falla a tierra pueden tener una característica de tiempo definido o tiempo inverso mínimo definido (IDMT). Cuando se elige la característica de tiempo inverso mínimo definido (IDMT) se dispone de seis curvas tiempo/corriente. Cuatro de las curvas cumplen con BS 142 e IEC 60255 y son las llamadas "Normal inversa", "Muy inversa", "Extremadamente inversa" e "Inversa de tiempo prolongado". También se dispone de las dos curvas de tiempo inverso adicionales llamadas "Curva RI" y "Curva RXIDG".

Con una programación o configuración apropiada de la matriz del relé de salida, las señales de arranque de las unidades de

sobrecorriente y falla a tierra se obtienen como funciones de contacto. Las señales de arranque pueden utilizarse para bloquear los relés de protección vinculados, para señalización y para iniciar el recierre automático.

Hasta el momento se ha descrito el funcionamiento general del relé SPAJ 140 C. Ahora, al igual que el relé diferencial SPAD 346 C3, el relé SPAJ 140 C cuenta con un módulo específico el cual se encarga de la protección contra sobrecorrientes/cortocircuitos y fallas de fase a tierra. Este módulo tiene por nombre SPCJ 4D29 (módulo combinado de relé se sobrecorriente y falla a tierra).

4.4.3 DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL SPCJ 4D29

4.4.4 UNIDAD DE SOBRECORRIENTE DE FASE

La unidad de sobrecorriente de fase del módulo del relé SPCJ 4D29 está diseñada para la protección de sobrecorriente mono, bi o trifásica. Esta incluye dos escalones de sobrecorriente, es decir un escalón de sobrecorriente de ajuste inferior $I>$ y un escalón de ajuste superior $I>>$.

El escalón de sobrecorriente de fase de ajuste inferior o ajuste superior arranca si la corriente en una o varias fases excede el valor de la corriente de arranque ajustada en el escalón respectivo. Cuando arranca el escalón, éste genera una señal de arranque SS1 ó TS1 y simultáneamente la pantalla sobre el panel frontal del módulo indica el arranque. Si la situación de sobrecorriente se mantiene suficientemente excediendo el tiempo de operación ajustado, entonces el escalón opera y genera una señal de disparo TS2. Al mismo tiempo se enciende el indicador de operación con luz roja. El indicador de operación rojo permanece encendido aunque el escalón se resetea. El indicador se resetea presionando el pulsador RESET. Con una configuración adecuada del grupo de llaves del relé de salida puede obtenerse una señal de disparo auxiliar adicional TS1.

La operación del escalón de sobrecorriente de fase de ajuste inferior puede basarse en una característica de tiempo inverso o tiempo definido. La característica de operación se selecciona con las llaves SGF1/1...3. El tiempo de operación de la *característica de operación de tiempo definido* $t>$ se ajusta directamente en segundos dentro del rango 0.05...300 s. Cuando se selecciona la característica de operación de tiempo

inverso (IDMT), se dispone de cuatro curvas tiempo/corriente estandarizadas internacionalmente y dos complementarias. Las llaves selectoras SGF1/1...3 también se utilizan para seleccionar la característica de operación deseada.

Nota 1

La capacidad máxima de conducción de corriente continua de las entradas de energización es de $4 \times I_n$, la cual debe observarse cuando se calculan los ajustes del relé.

Nota 2

Debido a la máxima corriente medida ($63 \times I_n$), se utiliza el valor del ajuste 2.5 para el cálculo IDMT si el valor establecido es mayor que 2.5. Esto hace que el tiempo de funcionamiento sea más rápido que la curva IDMT teórica. Sin embargo, la etapa siempre empieza según el valor establecido.

Nota 3

Cuando arranca el escalón de ajuste superior se bloquea la operación del escalón de ajuste inferior. El tiempo de operación de la unidad de sobrecorriente con corrientes importantes se determina por lo tanto con el tiempo de ajuste $t_{>>}$ del escalón de sobrecorriente de ajuste superior.

El rango de ajuste del tiempo de operación $t_{>>}$ del escalón de sobrecorriente de fase de ajuste superior es de 0.04...300 s.

4.4.5 UNIDAD DE FALLA A TIERRA

La unidad de falla a tierra no direccional del módulo del relé SPCJ 4D29 es una unidad de falla a tierra monofásica. Esta posee dos escalones de falla a tierra, es decir un escalón de falla a tierra de ajuste inferior $I_{0>}$ y un escalón de falla a tierra de ajuste superior $I_{0>>}$.

El escalón de falla a tierra de ajuste inferior o ajuste superior arranca, si la corriente medida excede el valor de la corriente de arranque ajustada. Cuando arranca el escalón, este genera una señal de arranque SS1 o TS1 y simultáneamente la pantalla digital sobre el panel frontal indica el arranque. Si la situación de falla a tierra se mantiene suficientemente excediendo el tiempo de operación ajustado, opera el escalón y genera una señal de disparo TS2. Al mismo tiempo se enciende el indicador de operación con luz roja. El indicador de operación rojo permanece encendido aunque el escalón se repone. El indicador se repone presionando el pulsador RESET. Con una configuración adecuada del grupo de llaves del relé de salida puede obtenerse una señal de disparo auxiliar adicional TS1.

La operación del escalón de falla a tierra de ajuste inferior $I_0>$ ó el escalón de falla a tierra de ajuste superior $I_0>>$ puede bloquearse derivando la señal de bloqueo BS a la unidad de falla a tierra. La configuración de bloqueo se ajusta con el grupo de llaves SGB.

La operación del escalón de falla a tierra de ajuste inferior puede basarse en una característica de tiempo inverso o tiempo definido. La característica de operación se selecciona con las llaves SGF/6...8. El tiempo de operación de la característica de operación de tiempo definido $t_0>$ se ajusta directamente en segundos dentro del rango 0.05...300 s. Cuando se selecciona la característica de operación de tiempo inverso (IDMT), se dispone de cuatro curvas tiempo/corriente estandarizadas internacionalmente y dos complementarias. Las llaves selectoras SGF1/6...8 también se utilizan para seleccionar la característica de operación deseada.

El rango de ajuste del tiempo de operación $t_0>>$ del escalón de falla a tierra de ajuste superior $I>>$ es de 0.05...300 s.

NOTA

Cuando arranca el escalón de ajuste superior se bloquea la operación del escalón de ajuste inferior. El tiempo de operación de la unidad de falla a tierra con corrientes importantes se determina por lo tanto con el tiempo de ajuste $t_{0>>}$ del escalón de falla a tierra de ajuste superior.

En la Figura 4.10 se muestra el módulo SPCJ 4D29

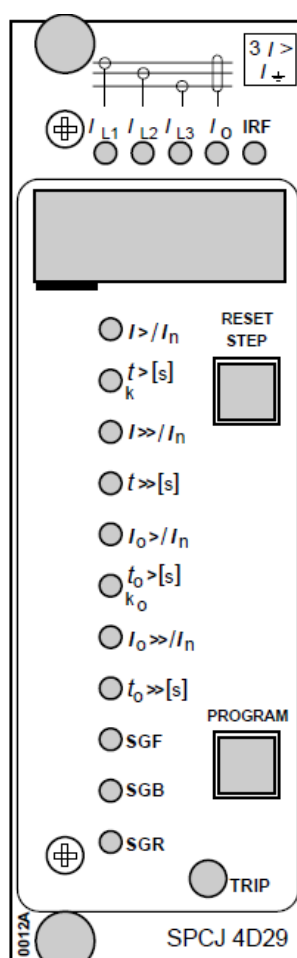


Figura 4.10 Panel frontal del módulo SPCJ 4D29 del relé SPAA

Los ajustes principales del módulo SPCJ 4D29 son:

Tabla 42 Ajustes del módulo SPCJ 4D29

Ajuste	Descripción
$I > / I_n$	Corriente de arranque del escalón $I >$ como un múltiplo de la corriente nominal de la entrada de energización utilizada. Rango de ajuste 0.5...5.0 x I_n con la característica de tiempo definido y 0.5...2.5 x I_n con la característica de tiempo inverso. Importante: Debido a la máxima corriente medida (63 x I_n), se utiliza el valor del ajuste 2.5 para el cálculo IDMT si el valor establecido es mayor que 2.5. Esto hace que el tiempo de funcionamiento sea más rápido que la curva IDMT teórica. Sin embargo, la etapa siempre empieza según el valor establecido.
$t >$ k	Tiempo de operación del escalón $I >$ expresado en segundos, con la característica de tiempo definido (SGF1/1-2-3 = 0-0-0). Rango de ajuste 0.05...300 s. Multiplicador de tiempo del escalón $I >$ con característica de tiempo inverso. Rango de ajuste 0.05...1.00.
$I \gg / I_n$	Corriente de arranque del escalón $I \gg$ como un múltiplo de la corriente nominal de la entrada de energización utilizada. Rango de ajuste 0.5...40.0 x I_n . Adicionalmente puede seleccionarse el ajuste "infinito" (se muestra como n - - -) con la llave SGF2/5, lo que significa que el escalón de ajuste superior $I \gg$ está fuera de operación.
$t \gg$	Tiempo de operación del escalón $I \gg$ expresado en segundos. Rango de ajuste 0.04...300 s.
$I_0 > / I_n$	Corriente de arranque del escalón $I_0 >$ como un múltiplo de la corriente nominal de la entrada de energización utilizada. Rango de ajuste 0.1...0.8 x I_n .
$t_0 >$ k_0	Tiempo de operación del escalón $I_0 >$ expresado en segundos, con la característica de tiempo definido (SGF1/6-7-8 = 0-0-0). Rango de ajuste 0.05...300 s. Multiplicador de tiempo k_0 del escalón $I_0 >$ con característica de tiempo inverso. Rango de ajuste 0.05...1.00.
$I_0 \gg / I_n$	Corriente de arranque del escalón $I_0 \gg$ como un múltiplo de la corriente nominal de la entrada de energización utilizada. Rango de ajuste 0.1...10.0 x I_n . Adicionalmente puede seleccionarse el ajuste "infinito" (se muestra como n - - -) con la llave SGF2/6, lo que significa que el escalón de falla a tierra $I_0 \gg$ está fuera de operación.

$t_0 \gg$	Tiempo de operación del escalón I0>> expresado en segundos. Rango de ajuste 0.05...300 s.
-----------	--

4.5 PROTECCIÓN DE LAS ALIMENTADORAS MEDIANTE EL RELÉ

SPAA 341 C

El relé SPAA 341 C es un relé diseñado específicamente para protección de alimentadoras. El relé completo cuenta con tres módulos:

- SPCJ 4D28
- SPCS 2D26
- SPCT 5D54

Sin embargo en la subestación Milagro Sur el relé no cuenta con el módulo SPCS 2D26, y debido a esto el relé recibe el nombre de SPAA 341 C2. Ver Figura 4.11.



Figura 4.11 Relé SPAA 341 C2 para protección de las alimentadoras
El módulo SPCJ 4D28 es el encargado de la protección contra sobrecorrientes/cortocircuito y contra fallas a tierra. El módulo SPCT 5D54 tiene la función de recierre.

4.5.1 DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SPCJ 4D28

4.5.2 UNIDAD DE SOBRECORRIENTE

El módulo SPCJ 4D28 tiene la función de protección contra sobrecorriente y contra fallas a tierra. Se lo ha diseñado para ser usado en la protección contra sobrecorrientes de una sola fase, de dos fases y de tres fases. La unidad de sobrecorriente incluye *tres etapas de protección*: una etapa de ajuste de baja corriente $I >$, una etapa de ajuste de corriente alta $I \gg$ y una etapa de ajuste de corriente muy alta $I \gg \gg$.

Una etapa de sobrecorriente empieza si la corriente en una o más de las fases excede el valor ajustado de arranque de la etapa correspondiente.

La duración de la sobrecorriente en una determinada situación puede exceder un tiempo ajustado de la etapa en una operación de tiempo definido o, en una operación de tiempo inverso $I >$, un tiempo que depende del nivel de la corriente medida.

La operación de las etapas $I >$ e $I \gg$ pueden ser inhibidas por medio de una señal externa BS1, BS2 o RRES (BS3) aplicados al módulo del relé. Para más detalles se puede consultar con el manual del módulo SPCJ 4D28.

La operación de la etapa de sobrecorriente $I >$ puede basarse en un *ajuste de tiempo definido* o en base a una *característica de tiempo inverso*. Cuando se selecciona la característica de tiempo inverso se dispone de cuatro curvas estandarizadas internacionalmente y de dos curvas especiales del tipo tiempo/corriente.

Nota: En la característica de tiempo inverso el rango efectivo de ajuste de la etapa de baja corriente es $0.5 \dots 2.5 I_n$, aunque los ajustes de la corriente de arranque entre el rango $2.5 \dots 5.0 I_n$ puede ser ajustado en el relé. En la característica de tiempo inverso cualquier ajuste de corriente de arranque mayor que $2.5 I_n$ de la etapa de baja corriente será considerado como igual que $2.5 I_n$.

4.5.3 UNIDAD DE FALLA A TIERRA

La unidad de falla a tierra del módulo SPCJ 4D28 está provisto de dos etapas de protección: un valor ajustado bajo de sobrecorriente por el neutro $I_0 >$ y un valor ajustado alto de sobrecorriente por el neutro $I_0 \gg$.

La etapa de alta sobrecorriente o baja sobrecorriente arranca si la corriente por el neutro o residual medida excede la corriente de ajuste de la etapa concerniente. La duración de la sobrecorriente por el neutro puede exceder un valor ajustado de tiempo definido, o un valor que depende de la característica de tiempo inverso de la etapa $I_0 >$, un tiempo que depende del valor de la corriente medida.

La operación de la etapa de sobrecorriente $I_0 >$ e $I_0 \gg$ puede ser inhibida por medio de una señal de control externo BS1, BS2 o RRES (BS3) aplicado al módulo del relé.

La operación de la etapa de sobrecorriente $I_0 >$ puede basarse en un ajuste de tiempo definido o en base a una característica de tiempo inverso. Cuando se selecciona la característica de tiempo inverso se dispone de cuatro curvas estandarizadas internacionalmente y de dos curvas especiales del tipo tiempo/corriente.

La etapa de $I_0 \gg$ puede ser ajustada completamente fuera de operación, si no se la requiere. Cuando una etapa de corriente por el neutro se la ajusta fuera de operación se la muestra con tres rayas "---".

La función de tiempo inverso de la etapa $I_0 >$ puede ser inhibida, cuando la etapa $I_0 \gg$ está arrancando, en cuyo caso el tiempo de operación es determinado por la etapa $I_0 \gg$.

Los ajustes principales del módulo SPCJ 4D28 del relé diferencial SPAA 341 C3 son:

Tabla 43 Ajustes del módulo SPCJ 4D28

Ajuste	Descripción	Rango de ajuste (Por defecto de fábrica)
$I >/I_n$	Corriente de arranque de la etapa $I >$ como múltiplo de la entrada de energización usada	$0.5...5.0 \times I_n^*$ ($0.5 \times I_n$)
$t >$	Tiempo de operación de la etapa $I >$, en segundos para la característica de tiempo definido	$0.05...300$ s (0.05 s)
k	Multiplicador de tiempo de la etapa $I >$ para la característica de tiempo inverso	$0.05...1.00$ (0.05)
$I \gg/I_n$	Corriente de arranque de la etapa $I \gg$ como múltiplo de la entrada de energización usada	$0.5...40.0 \times I_n y \infty^{**}$ ($0.5 \times I_n$)
$t \gg$	Tiempo de operación de la etapa $I \gg$, en segundos	$0.04...300$ s (0.04 s)
$I \gg >/I_n$	Corriente de arranque de la etapa $I \gg >$ como múltiplo de la entrada de energización usada	$0.5...40.0 \times I_n y \infty^{**}$ ($0.5 \times I_n$)
$t \gg >$	Tiempo de operación de la etapa $I \gg >$, en segundos	$0.04...30$ s (0.04 s)
I_0/I_n	Corriente de arranque de la etapa $I_0 >$ como múltiplo de la entrada de energización usada	$0.10...0.8 \times I_n$ ($0.1 \times I_n$)
$t_0 >$	Tiempo de operación de la etapa $I_0 >$, en segundos, para la característica de tiempo definido	$0.05...300$ (0.05 s)
k_0	Multiplicador de tiempo k_0 de la etapa $I_0 >$ para la característica de tiempo inverso	$0.05...1.00$ (0.05)
$I_0 \gg/I_n$	Corriente de arranque de la etapa $I_0 \gg$ como múltiplo de la entrada de energización usada	$0.1...10.0 \times I_n y \infty^{**}$ ($0.1 \times I_n$)
$t_0 \gg$	Tiempo de operación de la etapa $I_0 \gg$, en segundos	$0.05...300$ s (0.05 s)
$\Delta I > [\%]$	Corriente de arranque de la etapa $\Delta I >$ como la diferencia entre la corriente de fase máxima y mínima medida, expresada como un porcentaje de la corriente medida de la entrada de energización usada. $10...100\%$	$10...100\% y \infty^{**}$ (10%)
$t\Delta >$	Tiempo de operación de la etapa $t\Delta >$, en segundos	$1...300$ s (1 s)
CBFP	Tiempo de operación en segundos de la protección contra falla del disyuntor	$0.1...1.0$ s (0.2 s)

4.5.3 DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SPCT 5D54

El módulo SPCT 5D54 el fabricante lo denomina módulo de auto-recierre, y es elemento que aparece en la Figura 4.2 con el número de dispositivo 79.

4.5.4 APLICACIÓN DEL MÓDULO SPCT 5D54

La mayoría de las fallas (cerca del 80-85%) en líneas de media tensión son transitorias y son automáticamente despejadas mediante la momentánea desenergización de la línea. El resto de las fallas (15-20%) pueden ser despejadas por medio de interrupciones más largas. La desenergización en el lugar de la falla por el período deseado de tiempo se lo implementa por medio de relés de auto-recierre. Los relés de auto-recierre son capaces de despejar la mayoría de las fallas. Frente a una falla permanente el auto-recierre deja de funcionar sino que se produce un disparo final abriendo el circuito de forma permanente. La falla permanente debe ser localizada y despejada antes de que de que el circuito sea re-energizado en dicha localización.

El módulo SPCT 5D54 de auto-recierre puede ser usado para el auto-recierre junto con un disyuntor adecuado para el auto-

recierre. El módulo provee cinco disparos de auto-recierre los cuales pueden realizar desde uno a cinco auto-recierres sucesivos de algún tipo y duración deseada, por ejemplo, uno a alta velocidad y otro retardado. Cuando un recierre es iniciado como arranque de la protección, el módulo de auto-recierre es capaz de hacer disparar el disyuntor finalmente en un periodo de tiempo muy corto, esto es si la falla persiste cuando el último recierre seleccionado ya ha sido accionado.

La Figura 4.12 ilustra una situación típica de auto-recierre, donde un disparo de auto-recierre ha sido efectuado después de que la falla ha sido detectada.

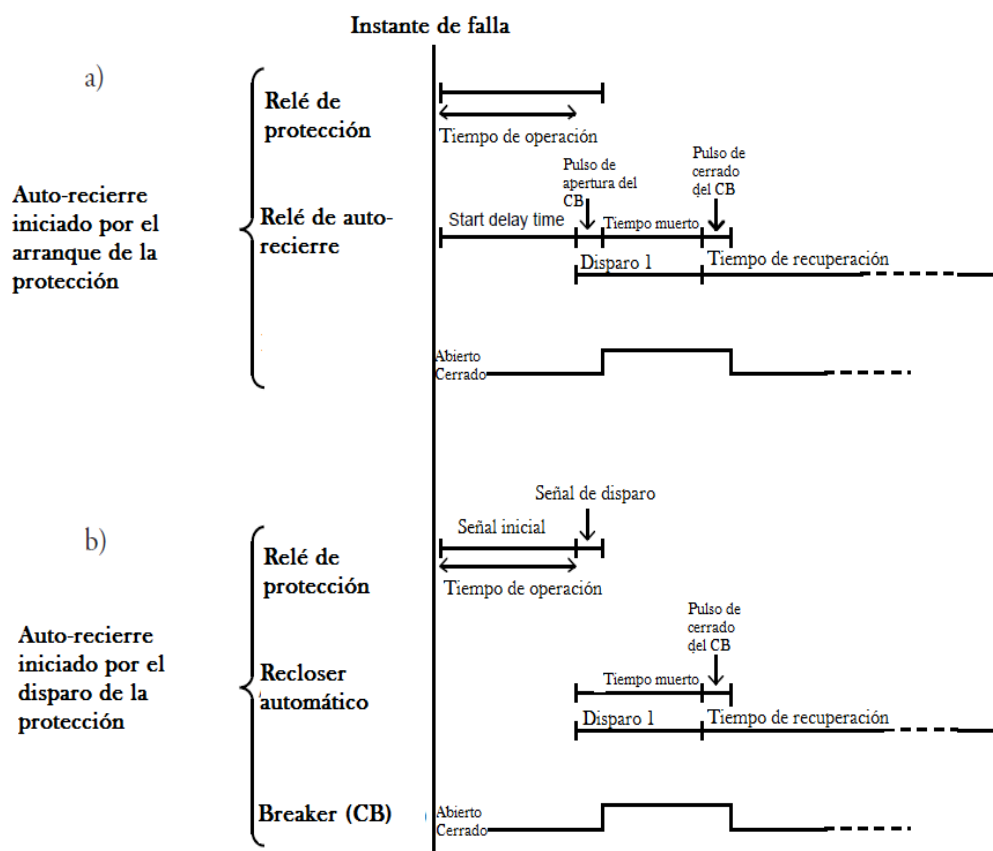


Figura 4.12 Esquema de operación del módulo SPCT 5D54

En el caso a) el disparo de auto-recierre se ha iniciado mediante una señal de arranque de la protección, luego de que el tiempo de arranque del retraso ha transcurrido. En el caso b) el disparo de auto-recierre es iniciado mediante una señal de disparo de la protección. En ambos casos la secuencia de auto-recierre fue exitosa.

En la Figura 4.13 se muestra el panel frontal del módulo SPCT 5D54 (79) que está instalado en el relé SPAA 341 C2

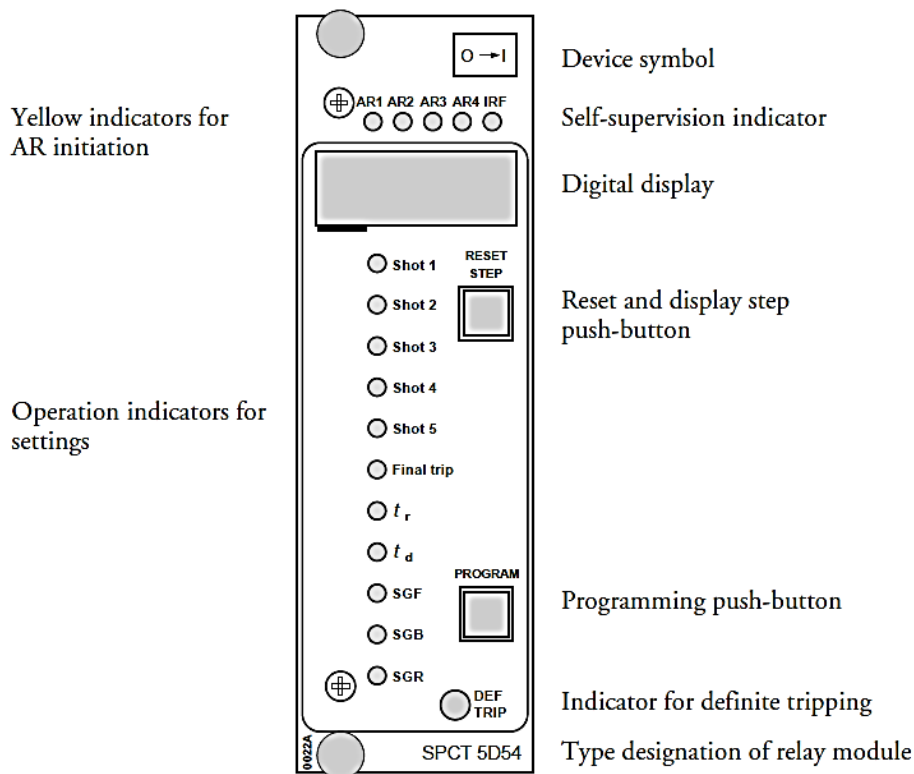


Figura 4.13 Panel Frontal del Módulo SPCT 5D54

4.6 CARACTERÍSTICA DEL RELÉ DE FRECUENCIA SPAF 340 C

El relé de frecuencia SPAF 340 C3 está especialmente diseñado para ser usado para la automática desconexión de las cargas en situaciones donde las cargas conectadas a la red exceden a la capacidad de potencia disponible de la red. Tal deficiencia de potencia causa que la frecuencia de la red disminuya a una tasa de cambio que es directamente proporcional a la deficiencia de potencia e inversamente proporcional a la masa rotante de los generadores conectados a la red.

El relé SPAF 340 C3 permite *cuatro etapas de rechazo de carga* y es capaz de hacer operar a cuatro disyuntores. Tiene ocho temporizadores en total, salidas del relé seleccionable y la función df/dt del relé habilita un rechazo de carga lógico, el cual puede sensar la razón de cambio de la frecuencia de la red.

Además el relé de frecuencia en SPAF 340 C puede ser usado para la protección de generadores, motores sincrónicos grandes y otros equipos eléctricos en contra la sobre-frecuencia y baja-frecuencia.

4.6.1 DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN

El relé de frecuencia SPAF 340 C es un relé secundario, el cual está conectado a los transformadores de potencial de la sección de la red a ser protegida. El relé incorpora un módulo: el SPCF 1D15 el cual combina las funciones de *detección de frecuencia* y *la razón de cambio de la frecuencia*.

El módulo incluye cuatro etapas de protección, cada una de ellas con su propia función de frecuencia (f), su propia función de razón de cambio de la frecuencia (df/dt) y dos tiempos de operación ajustables (t y t').

Cuando el límite de frecuencia de una etapa es ajustada por debajo de la frecuencia nominal, la etapa de protección opera como una etapa de baja frecuencia. De forma correspondiente, la etapa tiene la función de sobre-frecuencia, donde el nivel de frecuencia es ajustado por encima de la frecuencia nominal. El ajuste de frecuencia no puede ser el mismo que el valor de la frecuencia nominal.

La operación de la función df/dt de una etapa de protección se basa en el mismo principio que la función de frecuencia, lo que implica que si una etapa de protección opera como una etapa de baja frecuencia, el signo de la función df/dt es negativo. Así, la función df/dt empieza una vez que el valor absoluto de la caída de la frecuencia nominal excede el límite de df/dt . Cuando se lo requiere, la función de frecuencia y la función df/dt pueden ser combinadas de modo que el criterio de operación de ambas funciones tenga que ser cumplidas al mismo tiempo.

Una vez que una condición preestablecida se cumple, la etapa empieza y, al mismo tiempo, activa un circuito de tiempo. Ninguna señal de arranque puede ser programada para la salida de los relés. Cuando la etapa de tiempo termina, el relé produce

una señal de disparo. La señal de disparo puede ser enlazada a la salida deseada del relé. En la Figura 4.14 mostramos el panel frontal del módulo SPCF 1D15 que pertenece al relé SPAF 340 C.

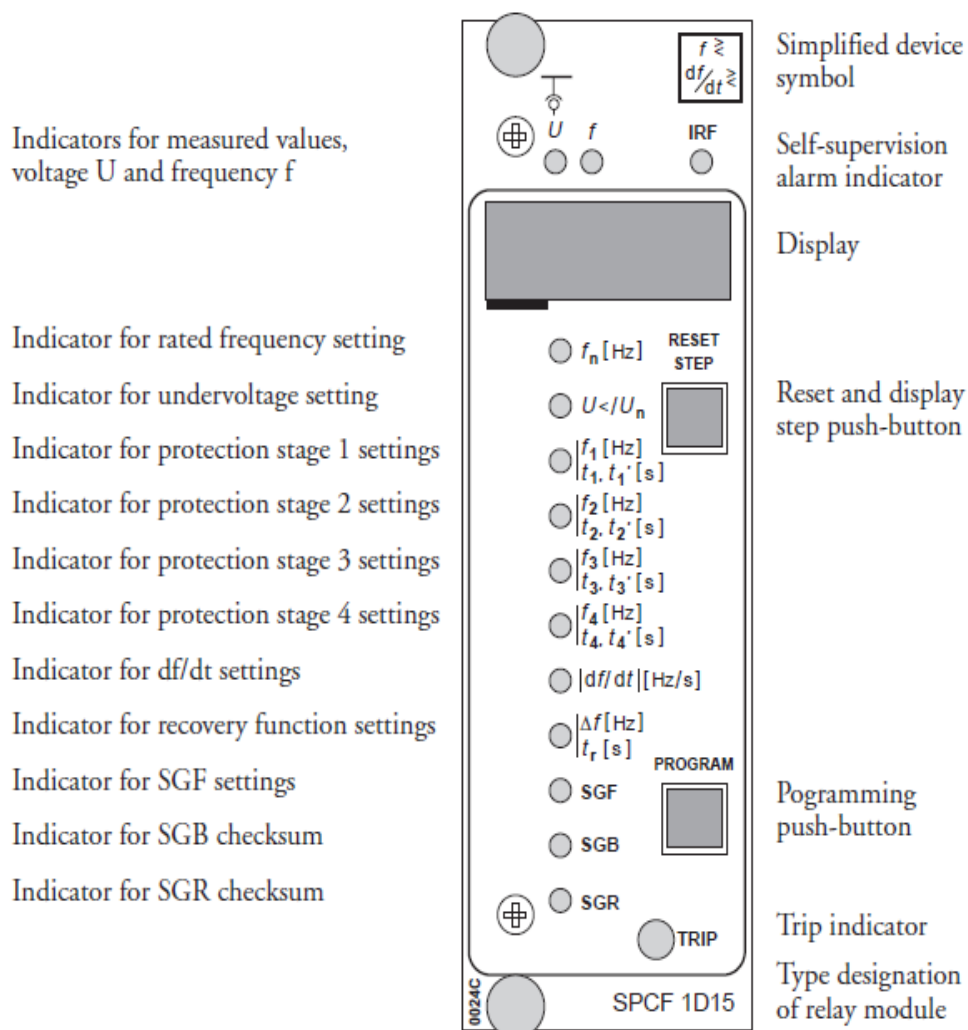


Figura 4.14 Módulo SPCF 1D15 (81) perteneciente al relé SPAF 340 C3

Para determinar el ajuste del relé 81 se tomara en consideración las recomendaciones que nos da la norma IEEE Std. 1547-2003, la cual nos indica que el ajuste del relé se lo debe fijar a 57 Hz con un tiempo de 0,16 s (10 ciclos).

4.7 CONCLUSIONES DE LAS PROTECCIONES DE LA S/E

Al realizar todos los ajustes necesarios en la subestación Milagro Sur se concluye y recomienda:

- La protección diferencial del relé diferencial SPCD 3D53 de acuerdo a las indicaciones del manual de relé se lo calibro con una pendiente de 31.5%.
- Al ajuste del relé de frecuencia ha sido establecido en 57 Hz para una baja frecuencia según la norma IEEE Std. 1547-2003
- El módulo SPCT 5D54 (79) no se encuentra actualmente habilitado en la subestación, por lo que se recomienda usarlo.
- Los ajustes de los relés de protección fueron establecidos de acuerdo a las recomendaciones del fabricante (manual), que obedecen a los criterios de protección para una buena coordinación.

CAPÍTULO 5

5. COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

5.1 INTRODUCCIÓN

Ya estamos listos para empezar la coordinación de las protecciones de la S/E Milagro Sur. Se va a hacer uso del programa computacional CYMTCC 4.4, software que es de mucha utilidad para realizar de forma bastante amigable la coordinación de cualesquiera protecciones que queramos, puesto que cuenta con una amplia base de datos de equipos de protección de diversas marcas. La correcta aplicación de dicho software garantizará que la operación de las protecciones sea la deseada, evitando falsos disparos.

5.2 CRITERIOS GENERALES DE COORDINACIÓN

Cuando deseamos proteger un sistema utilizamos unidades de sobrecorriente que cumplen los criterios mencionados a continuación:

- Selectividad: Cada relé debe de operar únicamente en su zona protegida.
- Respaldo: Los relés deben dar protección primaria en la zona protegida y además de respaldo en la zona adyacente.
- Tiempo de actuación: Este tiempo debe ser tal que cumpla con los criterios de selectividad y respaldo.
- Simplicidad: Se deben utilizar el mínimo de equipos de protección sin faltar a los criterios antes mencionados.

5.3 COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

La coordinación debe hacerse desde el punto más alejado a la fuente (para un sistema radial) hasta llegar a las protecciones de la S/E de distribución. Usaremos el Std. IEEE 242-2001 que se aplica a relés de sobrecorriente [7], el cual recomienda que se establezca un intervalo entre 0.15 a 0.3 segundos en el punto de coordinación en el punto correspondiente a la contribución de la corriente de falla en la ubicación del relé.

Establecemos por tanto la siguiente secuencia de operación:

Para la alimentadora S1 se empieza por el fusible, luego el interruptor de la alimentadora y luego el interruptor de respaldo que protege al transformador en caso de que algún interruptor de alguna alimentadora no opere.

Para la alimentadora S2 empezamos por el fusible, luego por el interruptor de la alimentadora y luego por el interruptor de respaldo que protege al transformador.

Para la alimentadora S3 solo tendremos dos curvas de coordinación, la del relé que opera el interruptor de la alimentadora y la del relé que opera el interruptor de respaldo.

Para la alimentadora S5 se seguirá el mismo procedimiento que para la alimentadora S3.

La alimentadora S4 no se encuentra en operación como antes ya lo habíamos mencionado.

Se debe de tener en cuenta además la curva de daño del transformador la cual deberá estar por encima del resto de curvas de los relés.

5.3.1 PROTECCIÓN DE LAS ALIMENTADORAS

Como ya lo mencionamos anteriormente, cada alimentadora está protegida por un interruptor de vacío marca Mitsubishi, que es controlado por el relé SPAA 341 C2, el cual está diseñado específicamente para la protección de alimentadoras y aguas abajo solo la alimentadora S1 tiene un fusible. La alimentadora S2 tiene un fusible luego del interruptor y las alimentadoras S3 y S5 sólo están protegidas en su troncal por el interruptor de vacío.

5.3.1.1 CRITERIOS PARA SELECCIÓN DE FUSIBLES

Para determinar qué fusible se debe escoger debemos considerar:

- Corriente de carga en operación normal
- El voltaje del sistema
- El tipo del sistema
- La máxima corriente de falla en el lugar de ubicación del fusible
- La corriente de carga no debe exceder a la máxima corriente que el fusible puede conducir sin que se vea afectado en lo más mínimo

- La función principal de los fusibles es proteger contra cortocircuitos y no contra sobrecargas.

5.3.1.2 SELECCIÓN DE FUSIBLES

Los fusibles tipo K tienen la característica que soportan una corriente en operación continua de 1.5 veces la corriente nominal. Esto se lo muestra de una mejor forma en la siguiente tabla.

Tabla 44 Característica de operación de fusibles tipo K

Nominación del fusible K	Corriente Continua soportada (A)	Nominación del fusible K	Corriente continua soportada (A)
6	9	40	60
8	12	50	75
10	15	65	95
12	18	80	120
15	23	100	150
20	30	140	190
25	38	200	200
30	45		

A continuación procederemos a calcular la corriente de carga por alimentadora, la cual es necesaria para seleccionar el fusible apropiado a usarse en los ramales. Se permitirá un porcentaje de sobrecarga del 10% en

cada una de las alimentadoras para la selección respectiva.

A continuación, analizaremos la utilización de los fusibles para cada alimentadora.

5.3.1.3 ALIMENTADORA S1 (CAMAL/YAGUACHI)

La potencia máxima que se transporta a la salida de esta alimentadora es de 4.12 MVA, con lo cual procedemos a calcular la corriente por aquí transportada, permitiendo además un 10% de sobrecarga tenemos:

$$I_L = \frac{4.12 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13460} * 1.1 = 194.4 \text{ A}$$

Se escogió 13460 V porque ese es el valor obtenido en la simulación del flujo de carga. La corriente de falla máxima es de 4870 A y la corriente de falla mínima es de 3650 del lado de 13.8 kV según se obtuvo en el Capítulo 3. La protección instantánea ha sido fijada en 1.1 veces la corriente de falla máxima, esto es 5360 A.

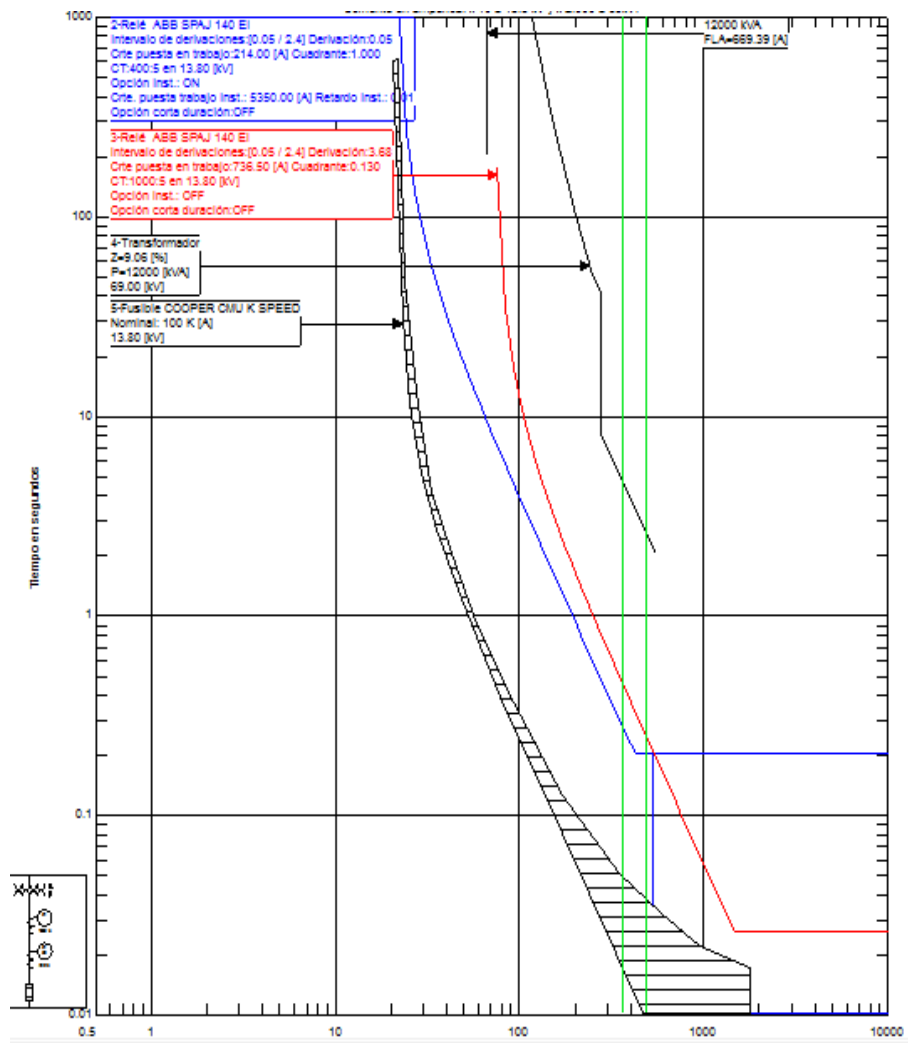


Figura 5.1 Coordinación de las protecciones en la alimentadora

S1

La escala en el eje de las abscisas se multiplica por 10.

Modo seguimiento:

1ro Tiempo:

2do Corriente 4917.7940 [A]

Dispositivo	Segundos	Corriente [A]
2-RELAY ABB SPAJ 140 EI	0.2004	5350.0000
5-FUSE COOPER CMU K SPEED(max)	0.0374	1307.0271

Dibujar en trazado:

Margen del dispositivo:

Figura 5.2 Intervalo de coordinación entre el fusible y el relé de la alimentadora

Modo seguimiento:

1ro Tiempo:

2do Corriente 4995.4947 [A]

Dispositivo	Segundos	Corriente [A]
2-RELAY ABB SPAJ 140 EI	0.2004	3953.4746
3-RELAY ABB SPAJ 140 EI	0.2311	4953.6768

Dibujar en trazado:

Margen del dispositivo:

Figura 5.3 Intervalo de coordinación entre relés

5.3.1.4 ALIMENTADORA S2 (LOS TRONCOS)

La potencia máxima que se transporta a la salida de esta alimentadora es de 2.79 MVA, con lo cual procedemos a calcular la corriente por aquí transportada, permitiendo además un 10% de sobrecarga tenemos:

$$I_L = \frac{2.79 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13460} * 1.1 = 131 \text{ A}$$

Se escogió 13460 V porque ese es el valor obtenido en la simulación del flujo de carga. Por tanto se escoge el fusible 100 k el cual soporta una corriente continua de 150 A. Los intervalos de coordinación son los mismos que para el caso de la alimentadora S1. La escala en el eje de las abscisas se multiplica por 10.

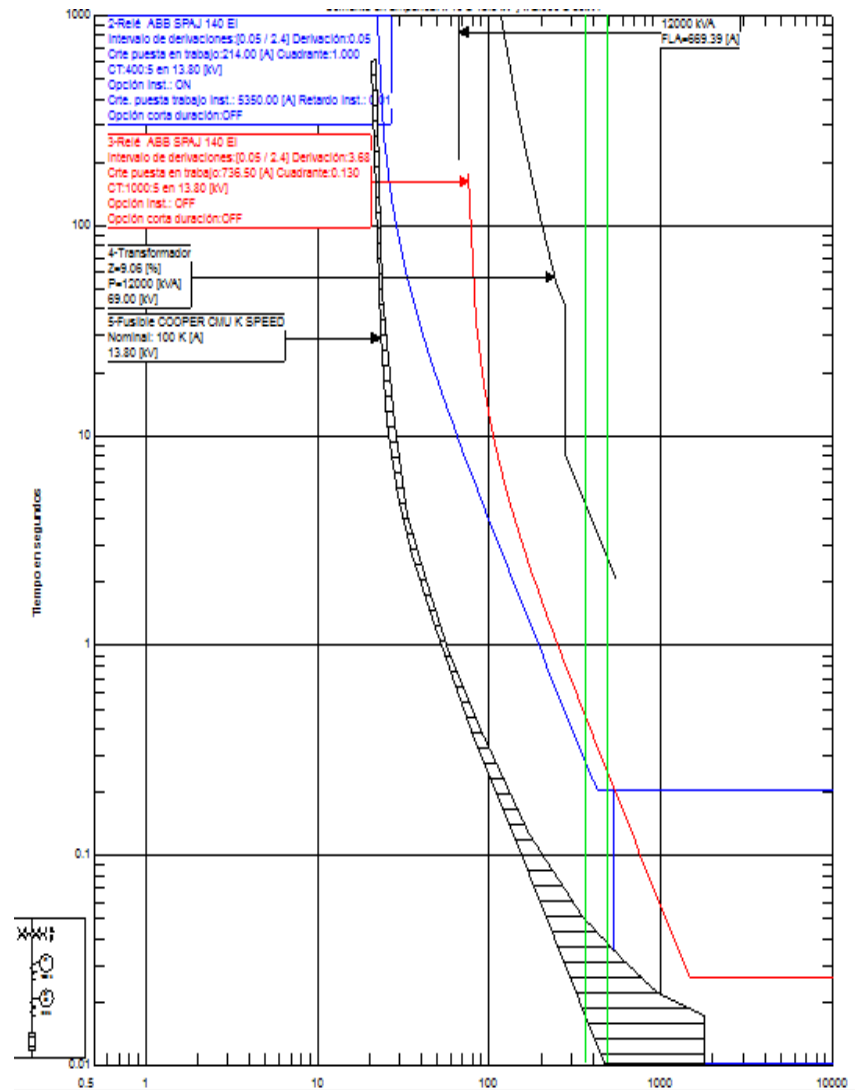


Figura 5.4 Coordinación de las protecciones en la alimentadora

S2

5.3.1.5 ALIMENTADORA S3 (PIÑAS)

La alimentadora S3 no dispone de fusible. La única protección que tiene la alimentadora es el interruptor en vacío Mitsubishi el cual será disparado cuando el relé SPAA 341 C2 cense una corriente de falla. Los intervalos

de coordinación son los mismos que para el caso de la alimentadora S1 con la diferencia de que no hay intervalo de coordinación entre algún fusible y el relé de protección de la alimentadora. La escala en el eje de las abscisas se multiplica por 10.

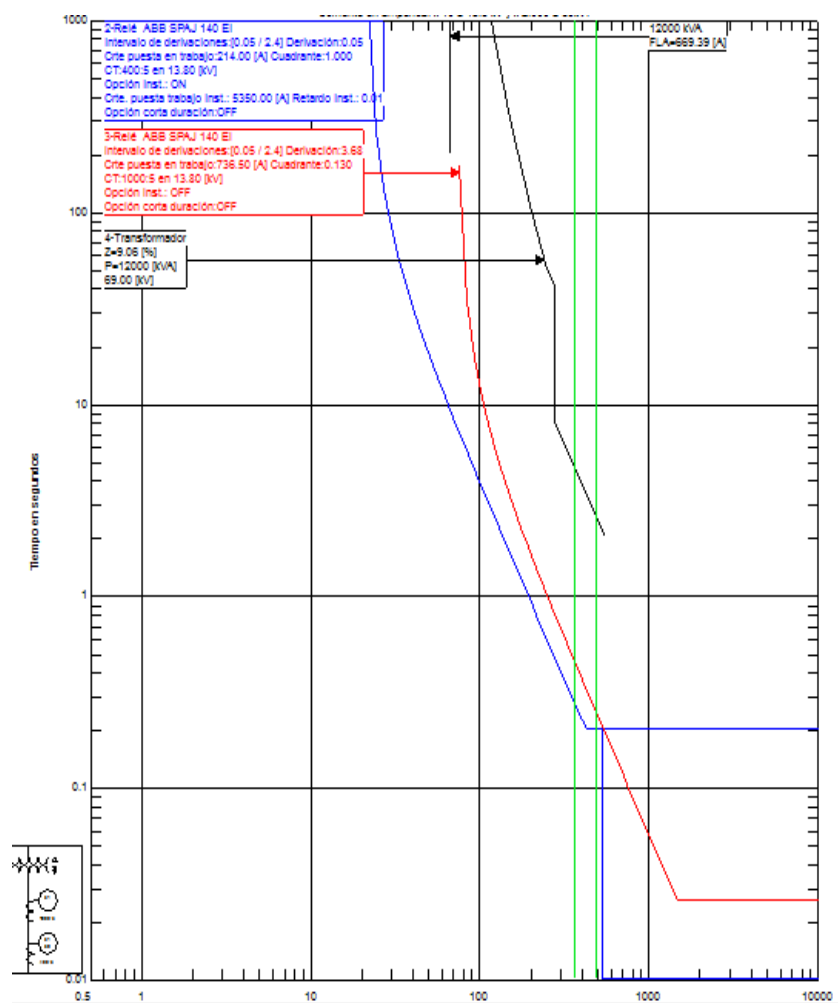


Figura 5.5 Coordinación de las protecciones en la alimentadora

5.3.1.6 ALIMENTADORA S5 (UNEMI)

La alimentadora S5 no dispone de fusible. La única protección que tiene la alimentadora es el interruptor en vacío Mitsubishi el cual será disparado cuando el relé SPAA 341 C2 cense una corriente de falla. Los intervalos de coordinación son los mismos que para el caso de la alimentadora S1 con la diferencia de que no hay intervalo de coordinación entre algún fusible y el relé de protección de la alimentadora. La escala en el eje de las abscisas se multiplica por 10.

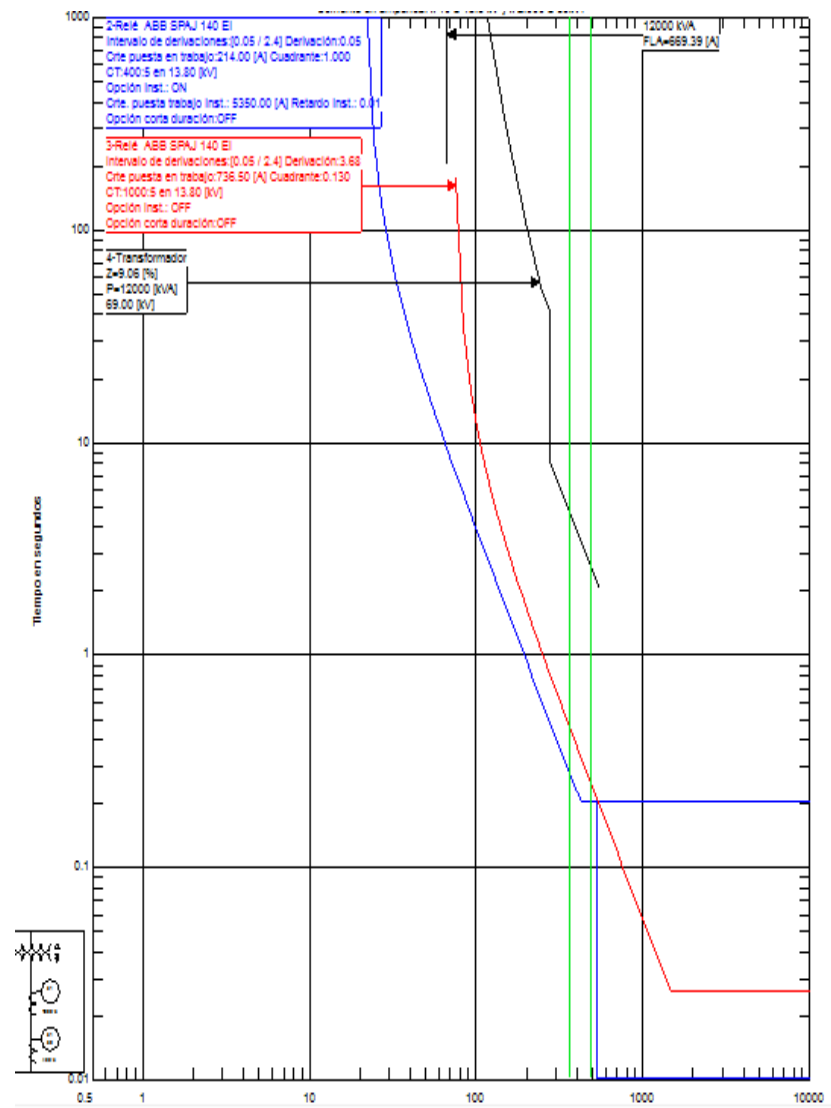


Figura 5.6 Coordinación de las protecciones en la alimentadora

S5

5.4 CONCLUSIONES

- El valor de la corriente de falla mínima es de 3650 A (a 13.8 kV) aproximadamente y la corriente de falla máxima es de 4870 A

aproximadamente, esto nos permitió establecer el rango en el cual deben estar coordinadas las protecciones.

- En todos los casos se cumple el intervalo de tiempo es mayor o igual a 0.20 segundos, lo cual garantiza una adecuada coordinación
- La coordinación de las protecciones para la alimentadora S3 y S5 son similares puesto que ambas solo tienen el interruptor de vacío en sus salidas
- La operación instantánea del relé se la fijó en 5360 A
- La coordinación de la alimentadora S1 es similar a la de las alimentadoras S3 y S5 pero con la diferencia de que en ésta alimentadora hay un fusible cercano a la S/E y cuya curva característica se la ubicó por debajo de la curva del relé SPAA 341 C2 cumpliendo con el tiempo de intervalo adecuado

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. En el Capítulo 2 no se halló nada anormal en los flujos que se obtuvieron para máxima y para mínima carga, esto es, ni los conductores ni el transformador se encuentra sobrecargado y el nivel de voltaje del lado de 13.8 kV en el peor de los casos fue de 13.57 kV, lo cual representa una disminución del voltaje (respecto a 13.8 kV) de 1.66%.
2. En el Capítulo 3 se determinó que la corriente de falla máxima para máxima generación del lado de 69 kV y del lado de 13.8 kV fue de 3723 y 4863 A respectivamente. Y además que la corriente de falla mínima para mínima generación del lado de 69 kV y del lado de 13.8 kV fue de 3650 y 2483 A respectivamente. Estos son los casos extremos de las fallas ocurridas. El tipo de falla en cada caso se especificó en las conclusiones del Capítulo 3.
3. En el Capítulo 4 se realizó la descripción de todos los relés y protecciones usados en la subestación Milagro Sur y determinó el

ajuste del relé diferencial con detalle y gráficas donde la primera pendiente de la característica nos dio un valor de 31.5%.

4. En el Capítulo 5 se usó el mismo criterio de coordinación para todas las alimentadoras por tanto la coordinación obtenida para las alimentadoras S1 y S2 es exactamente la misma (ambas tienen fusibles) y para las alimentadoras S3 y S5 lo que se hizo fue sacar simplemente los fusibles puesto que estas alimentadoras no lo tienen. El intervalo de coordinación entre el fusible y el relé de protección de la alimentadora quedó en 0.199 segundos y el intervalo de tiempo de coordinación entre relés es de 0.23 segundos
5. Se recomienda el uso de la función 79 (función de recierre) del relé SPAA 341 C puesto que actualmente se cuenta deshabilitada.
6. La subestación en general cuenta con protecciones eléctricas de última generación (relés numéricos) por lo que en esta ocasión no se recomienda el cambio de ninguna de ellas, solamente hacer un uso exhaustivo de ellas como ya se lo ha dicho en el punto anterior de estas recomendaciones.
7. Ciertos datos importantes que deberían tener en la subestación no lo tienen (por ejemplo el sistema de puesta a tierra) o hay desconocimiento de ello debido a que no han llevado (o quizás se han perdido) un registro adecuado de ello, por lo que se recomienda que la subestación haga un estudio o un levantamiento de esta información

para que estén de respaldo para futuros estudios y/o ampliaciones de la misma.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ubicación de Subestación Milagro Sur,
http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc_10265_MAPA_CNEL_MILAGRO.pdf, Fecha de consulta: 10 de mayo del 2014
- [2] Diseño del sistema de distribución Primario de la Subestación Sur de la empresa eléctrica Milagro C.A.
<https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/932/1/1777.pdf>,
Fecha de consulta: 17 de mayo del 2014
- [3] ABBInc, Descripción técnica SPAD 346 C Relé diferencial estabilizado,
http://nicolasdiruscio.redirectme.net/Facultad/5%20Nivel/Generacion,%20Transmisi%C3%B3n%20y%20Distribuci%C3%B3n/problema_abierto_2010/folletos/fm_spad346c_es_aaaaa.pdf, Fecha de consulta: 15 de junio del 2014
- [4] Unidad diferencial imagen, <http://www.gridautomation.ziv.es/notas-tecnicas/proteccion-de-comparacion-direccional-para-lineas-barras-y-transformadores/>, Fecha de consulta: 20 de junio del 2014
- [5] ABB, Differential Protection SPAD 346 C3, Application and Setting Guide,
[http://www09.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/3c515ac3f932e2f0c22570150025f7df/\\$file/application_settingguide_SPAD346C3_ENa.pdf](http://www09.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/3c515ac3f932e2f0c22570150025f7df/$file/application_settingguide_SPAD346C3_ENa.pdf),
Fecha de consulta: 21 de junio del 2014
- [6] ABBInc, Descripción técnica SPAJ140 C Rele combinado de sobrecorriente y falla a tierra, Version CAbril 2004. Fecha de consulta: julio 28 del 2014

[7] IEEE Std 242, "IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems," 17 Dicembre 2001.

ANEXO

HISTÓRICO DE CARGAS EN LAS ALIMENTADORAS DE LA SUBESTACIÓN MILAGRO SUR

En el Anexo se muestra los datos con los que se trabajó, así como ya se había mencionado se trabajó con los datos del 10 de marzo del 2014. Las tablas muestran los diferentes historiales por alimentadoras.

Alimentadora S1 (Camal/Yaguachi)

Tabla 45 Historial de alimentadora S1

S/E. SUR -S1				
Fecha	P(kw)	Q(kvar)	S(kva)	Fp actual
10/03/2014 0:00:00	3,449.16	964.804	3,581.56	0.96
3/10/2014 0:15	3,451.40	955.94	3,581.34	0.96
3/10/2014 0:30	3,467.60	960.823	3,598.25	0.96
3/10/2014 0:45	3,476.37	961.56	3,606.90	0.96
3/10/2014 1:00	3,493.43	972.319	3,626.21	0.96
3/10/2014 1:15	3,515.18	967.241	3,645.83	0.96
3/10/2014 1:30	3,531.16	973.707	3,662.95	0.96
3/10/2014 1:45	3,428.13	940.997	3,554.94	0.96
3/10/2014 2:00	3,383.22	939.869	3,511.35	0.96
3/10/2014 2:15	3,419.89	938.222	3,546.25	0.96
3/10/2014 2:30	3,483.16	947.935	3,609.85	0.96
3/10/2014 2:45	3,520.48	959.973	3,649.02	0.96
3/10/2014 3:00	3,560.38	970.664	3,690.33	0.96
3/10/2014 3:15	3,640.93	994.039	3,774.18	0.96
3/10/2014 3:30	3,679.75	1019.11	3,818.26	0.96
3/10/2014 3:45	3,722.65	1004.16	3,855.70	0.97
3/10/2014 4:00	3,790.78	1021.757	3,926.07	0.97
3/10/2014 4:15	3,902.90	1060.619	4,044.44	0.97
3/10/2014 4:30	3,961.18	1099.543	4,110.95	0.96

3/10/2014 4:45	3,989.87	1092.985	4,136.87	0.96
3/10/2014 5:00	3,996.65	1087.71	4,142.02	0.96
3/10/2014 5:15	3,980.31	1090.133	4,126.89	0.96
3/10/2014 5:30	4,015.86	1126.947	4,170.98	0.96
3/10/2014 5:45	4,105.04	1166.512	4,267.56	0.96
3/10/2014 6:00	4,183.69	1189.41	4,349.47	0.96
3/10/2014 6:15	4,245.45	1198.17	4,411.28	0.96
3/10/2014 6:30	4,248.61	1183.584	4,410.39	0.96
3/10/2014 6:45	4,241.81	1190.552	4,405.72	0.96
3/10/2014 7:00	4,271.54	1207.627	4,438.97	0.96
3/10/2014 7:15	4,279.02	1222.1	4,450.12	0.96
3/10/2014 7:30	4,288.29	1231.119	4,461.51	0.96
3/10/2014 7:45	4,313.34	1221.863	4,483.06	0.96
3/10/2014 8:00	4,334.98	1219.214	4,503.17	0.96
3/10/2014 8:15	4,365.22	1217.792	4,531.90	0.96
3/10/2014 8:30	4,395.84	1214.309	4,560.48	0.96
3/10/2014 8:45	4,401.23	1211.651	4,564.97	0.96
3/10/2014 9:00	4,401.01	1219.479	4,566.84	0.96
3/10/2014 9:15	4,379.11	1209.149	4,542.98	0.96
3/10/2014 9:30	4,374.44	1205.797	4,537.58	0.96
3/10/2014 9:45	4,368.59	1208.297	4,532.61	0.96
3/10/2014 10:00	4,370.31	1215.61	4,536.23	0.96
3/10/2014 10:15	4,356.64	1205.445	4,520.33	0.96
3/10/2014 10:30	4,384.17	1201.431	4,545.81	0.96
3/10/2014 10:45	4,375.36	1221.597	4,542.69	0.96
3/10/2014 11:00	4,380.50	1229.62	4,549.81	0.96
3/10/2014 11:15	4,391.72	1251.339	4,566.52	0.96
3/10/2014 11:30	4,391.04	1240.76	4,562.97	0.96
3/10/2014 11:45	4,365.64	1237.444	4,537.63	0.96
3/10/2014 12:00	4,346.91	1252.575	4,523.78	0.96
3/10/2014 12:15	4,327.11	1234.233	4,499.69	0.96
3/10/2014 12:30	4,346.91	1235.021	4,518.95	0.96
3/10/2014 12:45	4,343.56	1236.889	4,516.24	0.96
3/10/2014 13:00	4,318.99	1217.134	4,487.21	0.96
3/10/2014 13:15	4,398.80	1228.993	4,567.26	0.96
3/10/2014 13:30	4,490.65	1235.585	4,657.53	0.96
3/10/2014 13:45	4,596.68	1229.448	4,758.25	0.97
3/10/2014 14:00	4,797.74	1261.489	4,960.81	0.97
3/10/2014 14:15	4,907.18	1244.791	5,062.60	0.97

3/10/2014 14:30	4,970.48	1253.454	5,126.09	0.97
3/10/2014 14:45	4,998.37	1259.734	5,154.67	0.97
3/10/2014 15:00	5,000.65	1246.567	5,153.68	0.97
3/10/2014 15:15	4,979.35	1238.721	5,131.12	0.97
3/10/2014 15:30	4,985.20	1235.082	5,135.92	0.97
3/10/2014 15:45	5,003.58	1245.72	5,156.32	0.97
3/10/2014 16:00	5,020.40	1247.559	5,173.08	0.97
3/10/2014 16:15	4,976.41	1217.991	5,123.30	0.97
3/10/2014 16:30	4,941.48	1208.73	5,087.16	0.97
3/10/2014 16:45	4,859.74	1197.228	5,005.04	0.97
3/10/2014 17:00	4,850.90	1206.835	4,998.76	0.97
3/10/2014 17:15	4,775.52	1198.907	4,923.71	0.97
3/10/2014 17:30	4,706.40	1195.519	4,855.87	0.97
3/10/2014 17:45	4,648.07	1166.247	4,792.15	0.97
3/10/2014 18:00	4,566.05	1146.176	4,707.71	0.97
3/10/2014 18:15	4,477.25	1141.878	4,620.57	0.97
3/10/2014 18:30	4,389.54	1122.427	4,530.77	0.97
3/10/2014 18:45	4,321.91	1136.006	4,468.72	0.97
3/10/2014 19:00	4,211.08	1101.456	4,352.75	0.97
3/10/2014 19:15	4,116.35	1093.867	4,259.22	0.97
3/10/2014 19:30	4,036.68	1092.554	4,181.92	0.97
3/10/2014 19:45	3,974.60	1087.045	4,120.57	0.96
3/10/2014 20:00	3,909.45	1061.522	4,051.01	0.97
3/10/2014 20:15	3,857.82	1048.143	3,997.67	0.97
3/10/2014 20:30	3,829.07	1045.186	3,969.16	0.96
3/10/2014 20:45	3,791.44	1038.695	3,931.14	0.96
3/10/2014 21:00	3,758.76	1030.315	3,897.41	0.96
3/10/2014 21:15	3,725.40	1028.267	3,864.70	0.96
3/10/2014 21:30	3,699.48	1027.08	3,839.41	0.96
3/10/2014 21:45	3,659.95	1026.039	3,801.05	0.96
3/10/2014 22:00	3,650.21	1024.699	3,791.31	0.96
3/10/2014 22:15	3,630.50	1024.811	3,772.37	0.96
3/10/2014 22:30	3,608.87	1028.116	3,752.46	0.96
3/10/2014 22:45	3,579.52	1011.247	3,719.62	0.96
3/10/2014 23:00	3,555.45	973.193	3,686.23	0.96
3/10/2014 23:15	3,542.21	985.444	3,676.73	0.96
3/10/2014 23:30	3,520.45	973.47	3,652.56	0.96
3/10/2014 23:45	3,516.33	962.122	3,645.58	0.96

Max	5020.40	1261.49	5173.08	0.97
Min	3383.22	938.22	3511.35	0.96
Prom	4152.00	1125.78	4302.20	0.96

Alimentadora S2 (los Troncos)

Tabla 46 Historial de alimentadora S2

S/E. SUR - S2				
Fecha	P(kw)	Q(kvar)	S(kva)	Fp actual
10/03/2014 0:00:00	1,944.33	332.5266113	1,972.56	0.99
3/10/2014 0:15	1,873.92	320.540802	1,901.13	0.99
3/10/2014 0:30	1,816.74	297.6146851	1,840.95	0.99
3/10/2014 0:45	1,737.81	277.5112915	1,759.82	0.99
3/10/2014 1:00	1,690.28	273.849823	1,712.32	0.99
3/10/2014 1:15	1,636.85	264.1364746	1,658.03	0.99
3/10/2014 1:30	1,612.48	258.7523804	1,633.11	0.99
3/10/2014 1:45	1,593.99	254.4823761	1,614.18	0.99
3/10/2014 2:00	1,563.50	246.2781982	1,582.78	0.99
3/10/2014 2:15	1,558.34	247.1965942	1,577.83	0.99
3/10/2014 2:30	1,542.24	245.0417328	1,561.58	0.99
3/10/2014 2:45	1,501.59	234.6879578	1,519.82	0.99
3/10/2014 3:00	1,489.82	231.7043457	1,507.73	0.99
3/10/2014 3:15	1,484.46	232.6893158	1,502.59	0.99
3/10/2014 3:30	1,477.07	226.4828033	1,494.33	0.99
3/10/2014 3:45	1,459.36	216.6260681	1,475.35	0.99
3/10/2014 4:00	1,459.17	217.8673553	1,475.35	0.99
3/10/2014 4:15	1,468.14	223.2807312	1,485.02	0.99
3/10/2014 4:30	1,462.25	223.3960114	1,479.21	0.99
3/10/2014 4:45	1,446.97	218.5279083	1,463.38	0.99
3/10/2014 5:00	1,434.30	216.7877502	1,450.59	0.99
3/10/2014 5:15	1,423.57	216.1230621	1,439.88	0.99
3/10/2014 5:30	1,420.30	213.9718018	1,436.33	0.99
3/10/2014 5:45	1,422.30	219.5910339	1,439.16	0.99
3/10/2014 6:00	1,434.52	222.5283356	1,451.67	0.99
3/10/2014 6:15	1,457.47	232.2510376	1,475.86	0.99
3/10/2014 6:30	1,453.12	238.0375519	1,472.49	0.99

3/10/2014 6:45	1,366.54	238.5942383	1,387.21	0.99
3/10/2014 7:00	1,348.47	239.0878448	1,369.50	0.98
3/10/2014 7:15	1,374.70	255.3172607	1,398.21	0.98
3/10/2014 7:30	1,404.53	268.4480286	1,429.95	0.98
3/10/2014 7:45	1,413.91	269.0682068	1,439.28	0.98
3/10/2014 8:00	1,432.00	272.5609741	1,457.70	0.98
3/10/2014 8:15	1,436.91	274.324646	1,462.86	0.98
3/10/2014 8:30	1,474.02	295.5156555	1,503.35	0.98
3/10/2014 8:45	1,507.13	304.8249817	1,537.65	0.98
3/10/2014 9:00	1,545.97	313.7045898	1,577.48	0.98
3/10/2014 9:15	1,556.80	329.5338135	1,591.29	0.98
3/10/2014 9:30	1,585.12	343.0288391	1,621.81	0.98
3/10/2014 9:45	1,625.91	354.1442566	1,664.03	0.98
3/10/2014 10:00	1,622.06	350.0292969	1,659.39	0.98
3/10/2014 10:15	1,661.66	369.8979492	1,702.33	0.98
3/10/2014 10:30	1,694.19	381.8256836	1,736.68	0.98
3/10/2014 10:45	1,736.59	391.7330627	1,780.22	0.98
3/10/2014 11:00	1,775.51	402.9883423	1,820.67	0.98
3/10/2014 11:15	1,815.35	415.3619995	1,862.26	0.97
3/10/2014 11:30	1,824.09	424.4853516	1,872.83	0.97
3/10/2014 11:45	1,839.73	432.6725769	1,889.93	0.97
3/10/2014 12:00	1,876.18	450.7640686	1,929.57	0.97
3/10/2014 12:15	1,890.76	458.0353394	1,945.45	0.97
3/10/2014 12:30	1,938.81	465.6863403	1,993.95	0.97
3/10/2014 12:45	1,960.59	469.5762329	2,016.04	0.97
3/10/2014 13:00	1,997.19	475.4890442	2,053.01	0.97
3/10/2014 13:15	2,006.48	478.1254578	2,062.66	0.97
3/10/2014 13:30	2,005.86	470.9372559	2,060.40	0.97
3/10/2014 13:45	1,994.17	460.4126892	2,046.63	0.97
3/10/2014 14:00	2,019.15	465.0783081	2,072.02	0.97
3/10/2014 14:15	2,010.33	467.2810059	2,063.92	0.97
3/10/2014 14:30	2,021.95	471.7532959	2,076.26	0.97
3/10/2014 14:45	2,019.45	476.3488159	2,074.87	0.97
3/10/2014 15:00	1,996.82	475.8910828	2,052.75	0.97
3/10/2014 15:15	1,972.88	468.9225159	2,027.84	0.97
3/10/2014 15:30	1,967.65	458.9450989	2,020.47	0.97
3/10/2014 15:45	1,962.59	469.7277832	2,018.02	0.97
3/10/2014 16:00	1,954.67	472.8704224	2,011.05	0.97
3/10/2014 16:15	1,974.79	483.7160339	2,033.17	0.97

3/10/2014 16:30	1,955.62	468.4161377	2,010.94	0.97
3/10/2014 16:45	1,940.62	473.1972351	1,997.48	0.97
3/10/2014 17:00	1,909.42	466.4704285	1,965.58	0.97
3/10/2014 17:15	1,922.67	466.8404846	1,978.53	0.97
3/10/2014 17:30	1,935.32	451.5007935	1,987.29	0.97
3/10/2014 17:45	1,965.00	458.015564	2,017.67	0.97
3/10/2014 18:00	1,994.96	470.5615845	2,049.70	0.97
3/10/2014 18:15	2,034.55	471.142395	2,088.39	0.97
3/10/2014 18:30	2,123.15	489.4437561	2,178.84	0.97
3/10/2014 18:45	2,237.72	507.5923157	2,294.57	0.98
3/10/2014 19:00	2,473.32	566.1747437	2,537.29	0.97
3/10/2014 19:15	2,641.49	582.0758057	2,704.86	0.98
3/10/2014 19:30	2,703.77	585.2393799	2,766.38	0.98
3/10/2014 19:45	2,731.11	585.2050781	2,793.10	0.98
3/10/2014 20:00	2,767.21	583.6369019	2,828.08	0.98
3/10/2014 20:15	2,765.12	581.2025757	2,825.54	0.98
3/10/2014 20:30	2,775.61	584.4211426	2,836.47	0.98
3/10/2014 20:45	2,801.50	590.6640015	2,863.09	0.98
3/10/2014 21:00	2,815.15	579.3348389	2,874.14	0.98
3/10/2014 21:15	2,805.07	569.9848022	2,862.39	0.98
3/10/2014 21:30	2,769.36	564.2396851	2,826.25	0.98
3/10/2014 21:45	2,750.66	560.0460815	2,807.10	0.98
3/10/2014 22:00	2,736.73	560.8435059	2,793.61	0.98
3/10/2014 22:15	2,712.11	543.1378784	2,765.96	0.98
3/10/2014 22:30	2,658.53	525.1154175	2,709.90	0.98
3/10/2014 22:45	2,577.46	493.8994141	2,624.35	0.98
3/10/2014 23:00	2,501.38	474.1615601	2,545.93	0.98
3/10/2014 23:15	2,431.71	449.9780273	2,472.99	0.98
3/10/2014 23:30	2,344.70	425.3130798	2,382.97	0.98
3/10/2014 23:45	2,215.82	396.6871033	2,251.05	0.98

Max	2815.15	590.66	2874.14	0.99
Min	1348.47	213.97	1369.50	0.97
Prom	1911.18	390.56	1951.52	0.98

Alimentadora S3 (Piñas)

Tabla 47 Historial de alimentadora S3

S/E. SUR - S3				
Fecha	P(kw)	Q(kvar)	S(kva)	Fp actual
10/03/2014 0:00:00	838.37	260.94	878.03	0.95
3/10/2014 0:15	808.20	248.50	845.54	0.96
3/10/2014 0:30	794.27	252.56	833.46	0.95
3/10/2014 0:45	776.76	250.41	816.13	0.95
3/10/2014 1:00	765.51	249.89	805.26	0.95
3/10/2014 1:15	756.58	243.40	794.77	0.95
3/10/2014 1:30	732.00	237.73	769.64	0.95
3/10/2014 1:45	710.90	234.69	748.64	0.95
3/10/2014 2:00	713.32	239.47	752.45	0.95
3/10/2014 2:15	706.73	241.33	746.80	0.95
3/10/2014 2:30	695.02	233.27	733.13	0.95
3/10/2014 2:45	689.32	237.45	729.07	0.95
3/10/2014 3:00	691.73	242.86	733.12	0.94
3/10/2014 3:15	682.50	243.92	724.78	0.94
3/10/2014 3:30	669.94	235.13	710.00	0.94
3/10/2014 3:45	667.21	234.11	707.09	0.94
3/10/2014 4:00	657.74	234.80	698.40	0.94
3/10/2014 4:15	660.84	244.78	704.72	0.94
3/10/2014 4:30	657.71	238.54	699.63	0.94
3/10/2014 4:45	653.36	235.06	694.36	0.94
3/10/2014 5:00	645.87	236.21	687.71	0.94
3/10/2014 5:15	642.50	235.32	684.23	0.94
3/10/2014 5:30	637.36	231.66	678.16	0.94
3/10/2014 5:45	648.00	235.55	689.48	0.94
3/10/2014 6:00	644.07	232.20	684.65	0.94
3/10/2014 6:15	634.51	222.39	672.35	0.94
3/10/2014 6:30	692.36	224.34	727.80	0.95
3/10/2014 6:45	621.75	226.06	661.57	0.94
3/10/2014 7:00	578.01	227.71	621.25	0.93
3/10/2014 7:15	644.51	239.54	687.58	0.94
3/10/2014 7:30	592.93	238.47	639.09	0.93
3/10/2014 7:45	655.47	238.00	697.35	0.94
3/10/2014 8:00	648.28	241.76	691.90	0.94

3/10/2014 8:15	719.91	259.96	765.40	0.94
3/10/2014 8:30	789.96	273.06	835.82	0.95
3/10/2014 8:45	754.93	265.67	800.31	0.94
3/10/2014 9:00	835.72	271.46	878.70	0.95
3/10/2014 9:15	804.66	279.66	851.87	0.94
3/10/2014 9:30	810.97	283.18	858.99	0.94
3/10/2014 9:45	855.04	292.19	903.59	0.95
3/10/2014 10:00	819.22	295.05	870.73	0.94
3/10/2014 10:15	868.30	287.20	914.56	0.95
3/10/2014 10:30	847.45	287.67	894.95	0.95
3/10/2014 10:45	855.66	303.79	907.99	0.94
3/10/2014 11:00	900.47	307.52	951.54	0.95
3/10/2014 11:15	877.86	307.40	930.13	0.94
3/10/2014 11:30	910.00	305.54	959.92	0.95
3/10/2014 11:45	943.72	323.87	997.75	0.95
3/10/2014 12:00	877.46	315.50	932.45	0.94
3/10/2014 12:15	952.49	322.71	1,005.68	0.95
3/10/2014 12:30	957.99	327.18	1,012.33	0.95
3/10/2014 12:45	925.77	326.37	981.61	0.94
3/10/2014 13:00	985.40	329.26	1,038.96	0.95
3/10/2014 13:15	947.88	322.51	1,001.25	0.95
3/10/2014 13:30	921.09	318.53	974.61	0.95
3/10/2014 13:45	945.43	317.39	997.29	0.95
3/10/2014 14:00	910.03	313.38	962.48	0.95
3/10/2014 14:15	920.99	299.00	968.31	0.95
3/10/2014 14:30	970.19	316.28	1,020.44	0.95
3/10/2014 14:45	948.37	329.19	1,003.87	0.94
3/10/2014 15:00	990.98	327.71	1,043.76	0.95
3/10/2014 15:15	1,012.69	335.11	1,066.70	0.95
3/10/2014 15:30	956.42	328.13	1,011.14	0.95
3/10/2014 15:45	1,019.08	345.24	1,075.98	0.95
3/10/2014 16:00	1,003.05	338.11	1,058.51	0.95
3/10/2014 16:15	936.09	342.08	996.64	0.94
3/10/2014 16:30	1,000.59	334.66	1,055.07	0.95
3/10/2014 16:45	998.91	338.19	1,054.60	0.95
3/10/2014 17:00	923.98	337.43	983.67	0.94
3/10/2014 17:15	977.20	335.54	1,033.20	0.95
3/10/2014 17:30	971.38	324.70	1,024.21	0.95
3/10/2014 17:45	912.47	323.81	968.22	0.94

3/10/2014 18:00	961.68	319.74	1,013.44	0.95
3/10/2014 18:15	932.65	305.67	981.46	0.95
3/10/2014 18:30	896.23	305.45	946.85	0.95
3/10/2014 18:45	1,025.35	319.96	1,074.12	0.95
3/10/2014 19:00	1,133.00	327.09	1,179.27	0.96
3/10/2014 19:15	1,150.33	323.35	1,194.91	0.96
3/10/2014 19:30	1,201.84	332.46	1,246.97	0.96
3/10/2014 19:45	1,197.40	335.04	1,243.39	0.96
3/10/2014 20:00	1,169.42	329.39	1,214.92	0.96
3/10/2014 20:15	1,156.32	322.49	1,200.45	0.96
3/10/2014 20:30	1,170.01	317.34	1,212.28	0.97
3/10/2014 20:45	1,166.00	311.78	1,206.96	0.97
3/10/2014 21:00	1,109.28	300.74	1,149.32	0.97
3/10/2014 21:15	1,116.05	289.65	1,153.02	0.97
3/10/2014 21:30	1,085.75	285.10	1,122.56	0.97
3/10/2014 21:45	1,088.30	296.16	1,127.87	0.96
3/10/2014 22:00	1,084.12	283.18	1,120.50	0.97
3/10/2014 22:15	1,085.37	277.05	1,120.17	0.97
3/10/2014 22:30	1,094.24	294.25	1,133.11	0.97
3/10/2014 22:45	1,070.96	281.51	1,107.34	0.97
3/10/2014 23:00	1,048.51	279.47	1,085.12	0.97
3/10/2014 23:15	1,018.05	283.81	1,056.87	0.96
3/10/2014 23:30	993.87	281.46	1,032.95	0.96
3/10/2014 23:45	951.05	278.98	991.13	0.96

Max	1201.84	345.24	1246.97	0.97
Min	578.01	222.39	621.25	0.93
Prom	875.83	284.80	921.42	0.95

Alimentadora S5 (UNEMI)

Tabla 48 Historial de alimentadora S5

S/E. SUR - S5				
Fecha	P(kw)	Q(kvar)	S(kva)	Fp actual
10/03/2014 0:00:00	1,703.34	177.44	1,712.55	0.99
3/10/2014 0:15	1,697.34	176.28	1,706.47	0.99
3/10/2014 0:30	1,637.44	170.20	1,646.26	0.99

3/10/2014 0:45	1,616.47	166.17	1,624.98	0.99
3/10/2014 1:00	1,614.75	165.44	1,623.21	0.99
3/10/2014 1:15	1,588.58	150.51	1,595.69	1.00
3/10/2014 1:30	1,556.69	146.23	1,563.55	1.00
3/10/2014 1:45	1,510.18	133.28	1,516.05	1.00
3/10/2014 2:00	1,521.09	136.28	1,527.18	1.00
3/10/2014 2:15	1,460.67	108.37	1,464.68	1.00
3/10/2014 2:30	1,504.87	120.04	1,509.65	1.00
3/10/2014 2:45	1,531.00	134.26	1,536.88	1.00
3/10/2014 3:00	1,454.93	117.30	1,459.65	1.00
3/10/2014 3:15	1,501.38	118.27	1,506.03	1.00
3/10/2014 3:30	1,503.19	113.59	1,507.48	1.00
3/10/2014 3:45	1,452.94	90.35	1,455.74	1.00
3/10/2014 4:00	1,463.84	105.35	1,467.63	1.00
3/10/2014 4:15	1,463.18	119.46	1,468.05	1.00
3/10/2014 4:30	1,487.14	132.47	1,493.02	1.00
3/10/2014 4:45	1,495.06	131.08	1,500.79	1.00
3/10/2014 5:00	1,486.95	129.42	1,492.57	1.00
3/10/2014 5:15	1,508.01	109.57	1,511.98	1.00
3/10/2014 5:30	1,532.21	133.99	1,538.05	1.00
3/10/2014 5:45	1,517.77	89.78	1,520.42	1.00
3/10/2014 6:00	1,565.25	107.53	1,568.94	1.00
3/10/2014 6:15	1,633.09	159.52	1,640.86	1.00
3/10/2014 6:30	1,747.82	167.06	1,755.79	1.00
3/10/2014 6:45	1,774.11	142.34	1,779.81	1.00
3/10/2014 7:00	1,711.24	94.64	1,713.85	1.00
3/10/2014 7:15	1,719.01	116.97	1,722.99	1.00
3/10/2014 7:30	1,770.74	190.50	1,780.96	0.99
3/10/2014 7:45	1,818.02	203.77	1,829.41	0.99
3/10/2014 8:00	1,836.62	209.04	1,848.48	0.99
3/10/2014 8:15	1,982.25	277.81	2,001.62	0.99
3/10/2014 8:30	2,215.28	312.67	2,237.23	0.99
3/10/2014 8:45	2,263.86	319.82	2,286.34	0.99
3/10/2014 9:00	2,373.55	348.62	2,399.02	0.99
3/10/2014 9:15	2,446.96	379.79	2,476.26	0.99
3/10/2014 9:30	2,466.52	411.43	2,500.60	0.99
3/10/2014 9:45	2,477.51	417.88	2,512.50	0.99
3/10/2014 10:00	2,527.13	410.92	2,560.32	0.99
3/10/2014 10:15	2,584.49	445.92	2,622.67	0.99

3/10/2014 10:30	2,522.56	448.98	2,562.21	0.98
3/10/2014 10:45	2,478.56	441.92	2,517.65	0.98
3/10/2014 11:00	2,521.05	464.66	2,563.51	0.98
3/10/2014 11:15	2,663.83	500.99	2,710.53	0.98
3/10/2014 11:30	2,701.87	483.81	2,744.84	0.98
3/10/2014 11:45	2,743.39	505.45	2,789.57	0.98
3/10/2014 12:00	2,695.28	479.58	2,737.62	0.98
3/10/2014 12:15	2,354.31	365.55	2,382.52	0.99
3/10/2014 12:30	2,390.09	392.34	2,422.08	0.99
3/10/2014 12:45	2,359.19	390.13	2,391.23	0.99
3/10/2014 13:00	2,359.70	380.06	2,390.11	0.99
3/10/2014 13:15	2,448.92	431.18	2,486.59	0.98
3/10/2014 13:30	2,742.69	484.70	2,785.19	0.98
3/10/2014 13:45	2,786.40	501.83	2,831.23	0.98
3/10/2014 14:00	2,908.09	529.88	2,955.97	0.98
3/10/2014 14:15	2,879.69	521.45	2,926.52	0.98
3/10/2014 14:30	2,813.39	501.95	2,857.82	0.98
3/10/2014 14:45	2,781.79	492.17	2,825.00	0.98
3/10/2014 15:00	2,792.06	481.68	2,833.30	0.99
3/10/2014 15:15	2,857.56	506.20	2,902.05	0.98
3/10/2014 15:30	2,831.92	493.74	2,874.64	0.99
3/10/2014 15:45	1,521.54	101.20	1,524.90	1.00
3/10/2014 16:00	2,118.12	252.40	2,133.11	0.99
3/10/2014 16:15	2,241.32	292.96	2,260.38	0.99
3/10/2014 16:30	2,518.17	370.65	2,545.30	0.99
3/10/2014 16:45	2,554.38	398.62	2,585.30	0.99
3/10/2014 17:00	2,505.51	382.69	2,534.57	0.99
3/10/2014 17:15	2,400.40	361.18	2,427.42	0.99
3/10/2014 17:30	2,439.67	364.96	2,466.81	0.99
3/10/2014 17:45	2,742.84	505.10	2,788.96	0.98
3/10/2014 18:00	2,897.77	536.97	2,947.10	0.98
3/10/2014 18:15	2,766.64	466.81	2,805.75	0.99
3/10/2014 18:30	2,670.70	434.26	2,705.78	0.99
3/10/2014 18:45	2,754.95	441.35	2,790.08	0.99
3/10/2014 19:00	2,907.69	463.76	2,944.44	0.99
3/10/2014 19:15	2,959.13	459.76	2,994.63	0.99
3/10/2014 19:30	3,065.34	473.83	3,101.75	0.99
3/10/2014 19:45	3,162.51	503.64	3,202.36	0.99
3/10/2014 20:00	3,140.60	506.43	3,181.17	0.99

3/10/2014 20:15	3,029.34	481.51	3,067.37	0.99
3/10/2014 20:30	2,982.38	472.10	3,019.51	0.99
3/10/2014 20:45	2,956.17	458.65	2,991.54	0.99
3/10/2014 21:00	2,939.31	457.79	2,974.75	0.99
3/10/2014 21:15	2,889.12	441.56	2,922.67	0.99
3/10/2014 21:30	2,791.85	412.73	2,822.19	0.99
3/10/2014 21:45	2,759.53	420.21	2,791.34	0.99
3/10/2014 22:00	2,724.35	405.06	2,754.30	0.99
3/10/2014 22:15	2,652.48	381.84	2,679.83	0.99
3/10/2014 22:30	2,583.26	366.71	2,609.16	0.99
3/10/2014 22:45	2,425.22	323.09	2,446.65	0.99
3/10/2014 23:00	2,355.15	316.80	2,376.36	0.99
3/10/2014 23:15	2,272.75	312.14	2,294.09	0.99
3/10/2014 23:30	2,235.06	305.80	2,255.88	0.99
3/10/2014 23:45	2,162.73	285.14	2,181.45	0.99

Max	3162.51	536.97	3202.36	1.00
Min	1452.94	89.78	1455.74	1.00
Prom	2255.01	321.33	2300.91	1.00

Estudio de cortocircuito

A continuación presentamos los resultados obtenidos en las simulaciones del cálculo de falla. Para esta simulación se ha utilizado el software Power World, versión 17.

Fallas trifásicas a tierra Barra de 69 [kV]

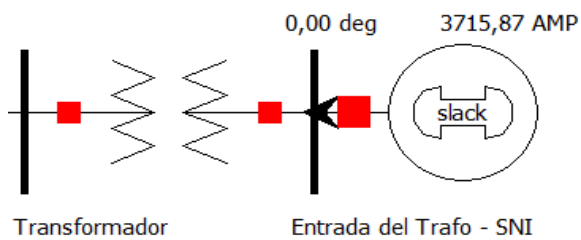


Figura A2.1 Corriente de falla trifásica. Fase A

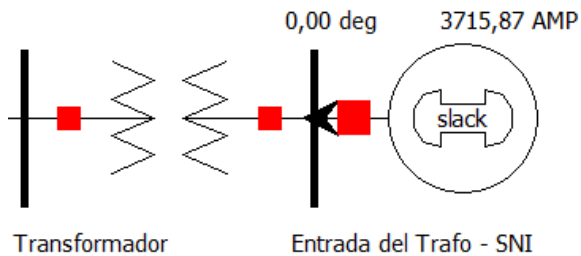


Figura A2.2 Corriente de falla trifásica. Fase B

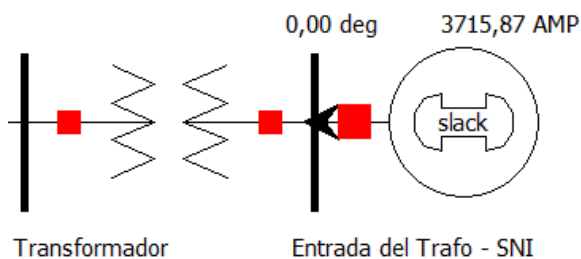


Figura A2.3 Corriente de falla trifásica. Fase C

Barra de 13.8 [kV]

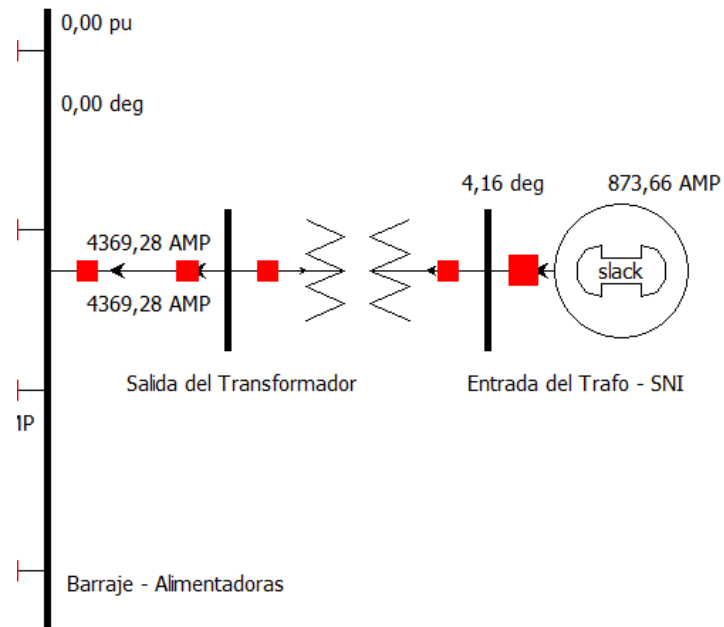


Figura A2.4 Corriente de falla trifásica. Fase a

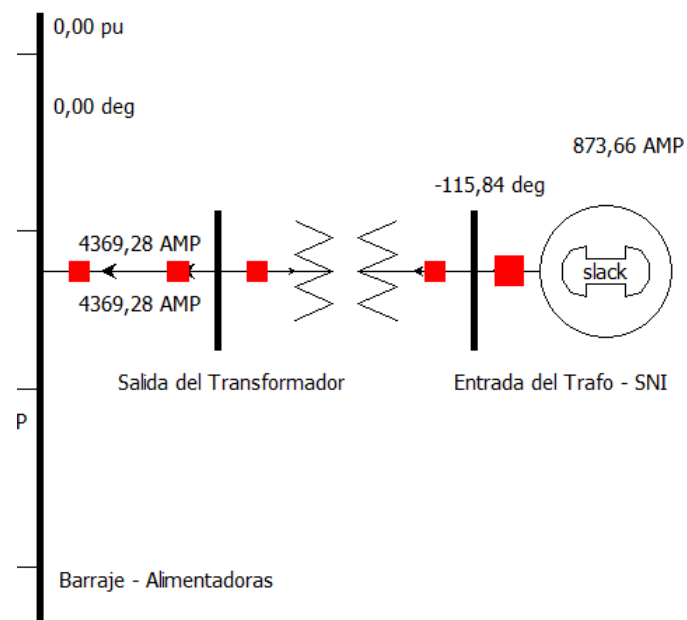


Figura A2.5 Corriente de falla trifásica. Fase b

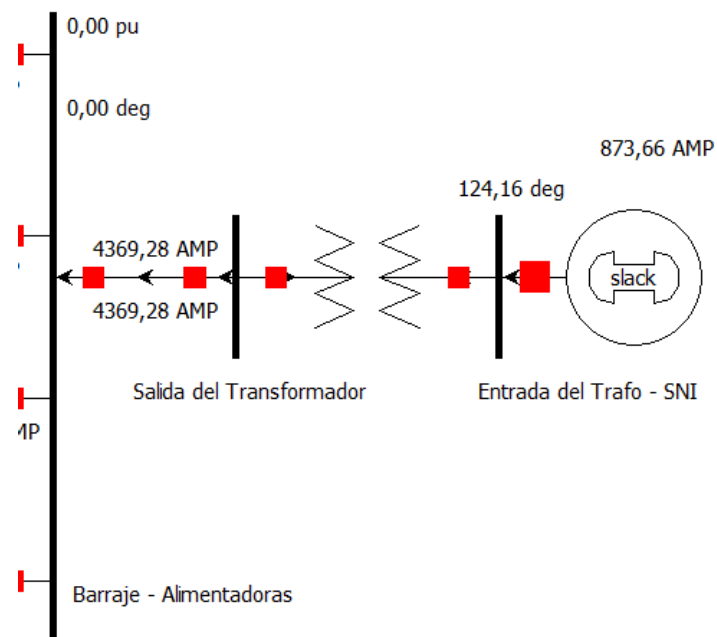


Figura A2.6 Corriente de falla trifásica. Fase c

Fallas de línea a tierra Barra de 69 [kV]

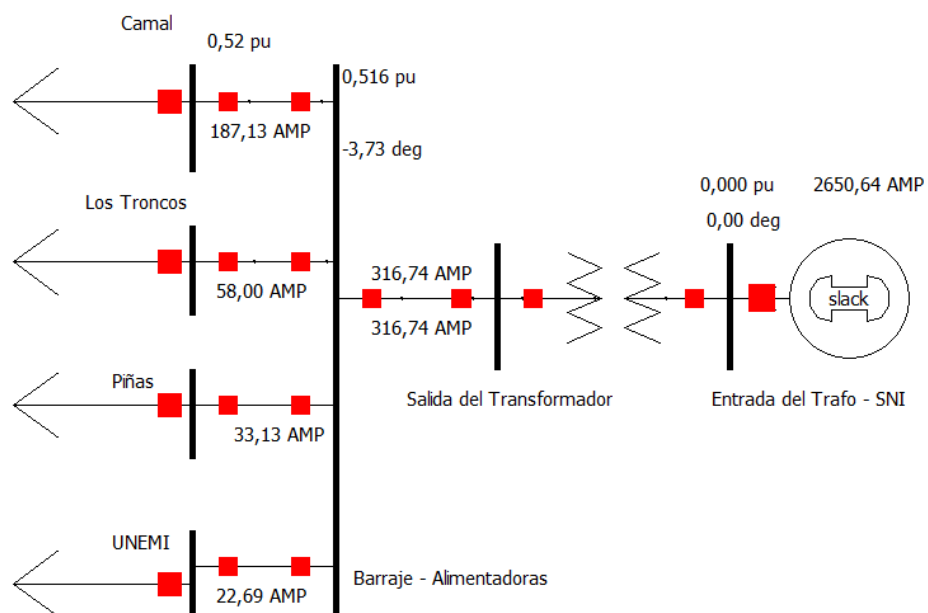


Figura A2.7 Corriente de falla LG. Fase A

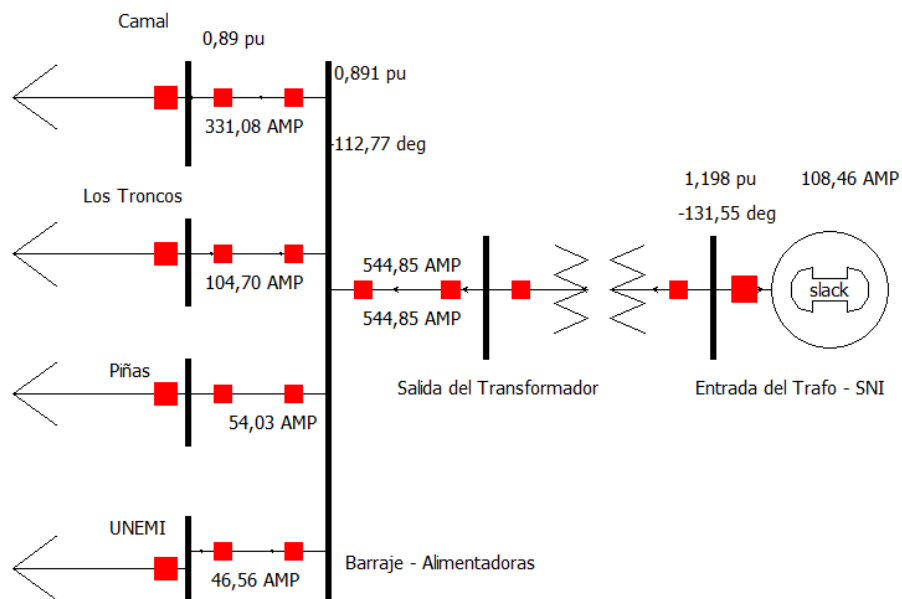


Figura A2.8 Corriente de falla LG. Fase B

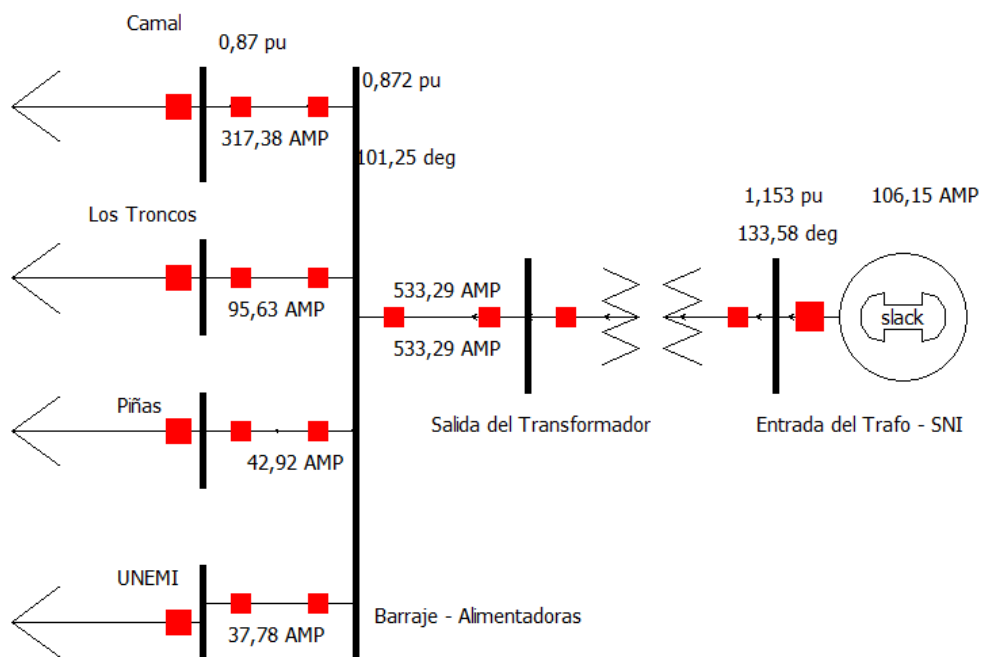


Figura A2.9 Corriente de falla LG. Fase C

Barra de 13.8 [kV]

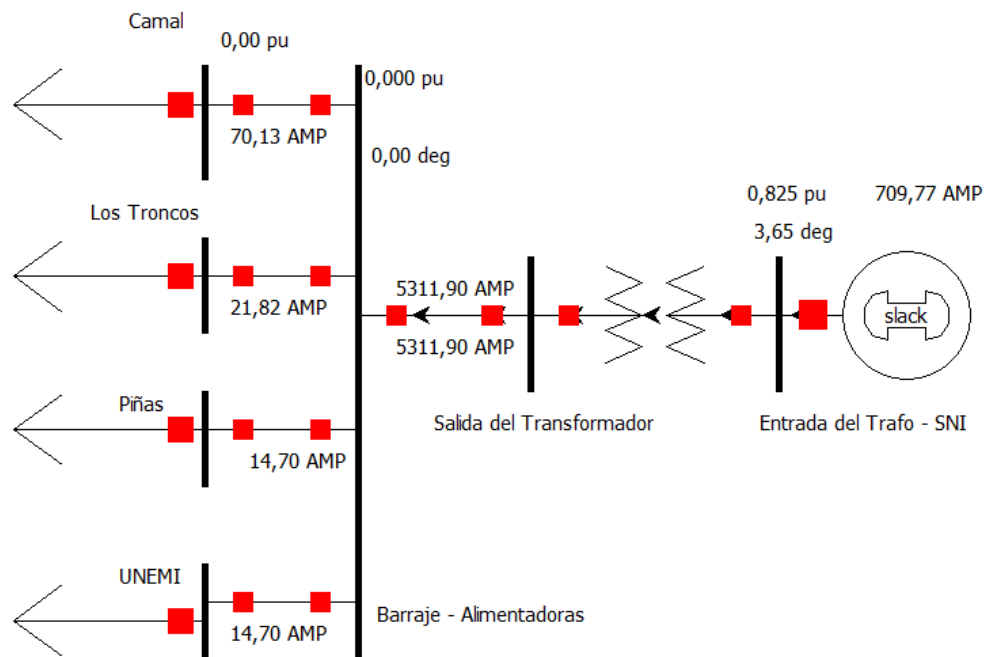


Figura A2.10 Corriente de falla LG. Fase a

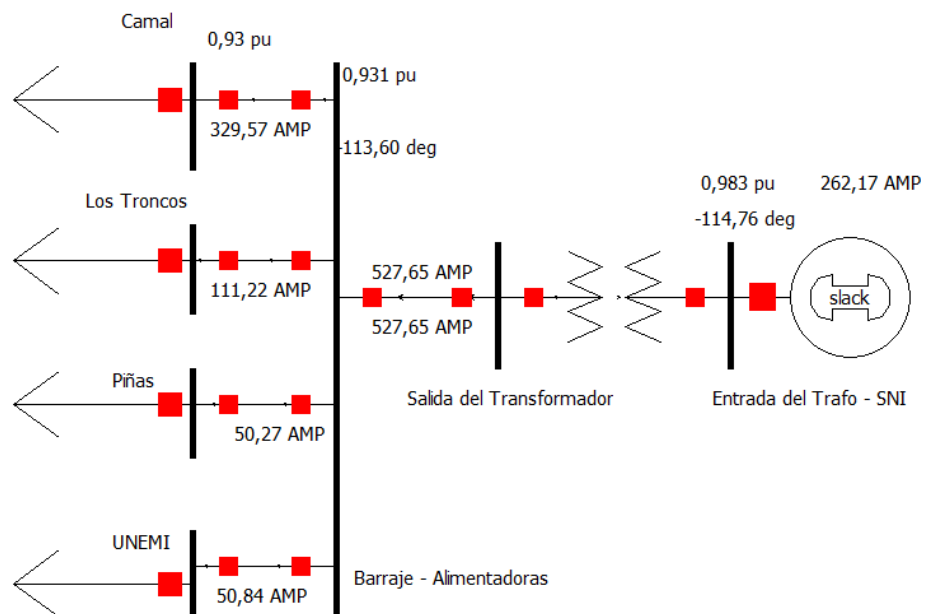


Figura A2.11 Corriente de falla LG. Fase b

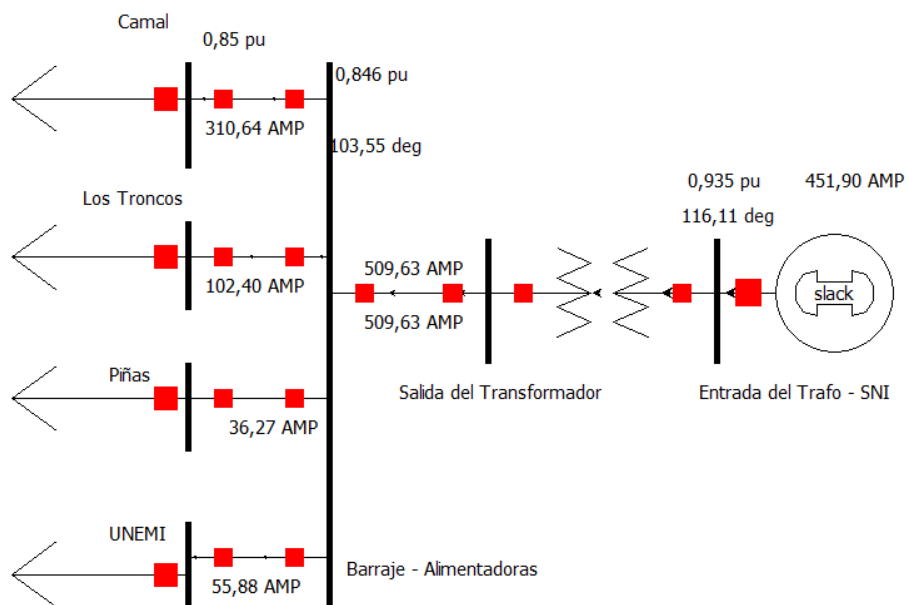


Figura A2.12 Corriente de falla LG. Fase C

Falla de dos líneas a tierra Barra de 69 [kV]

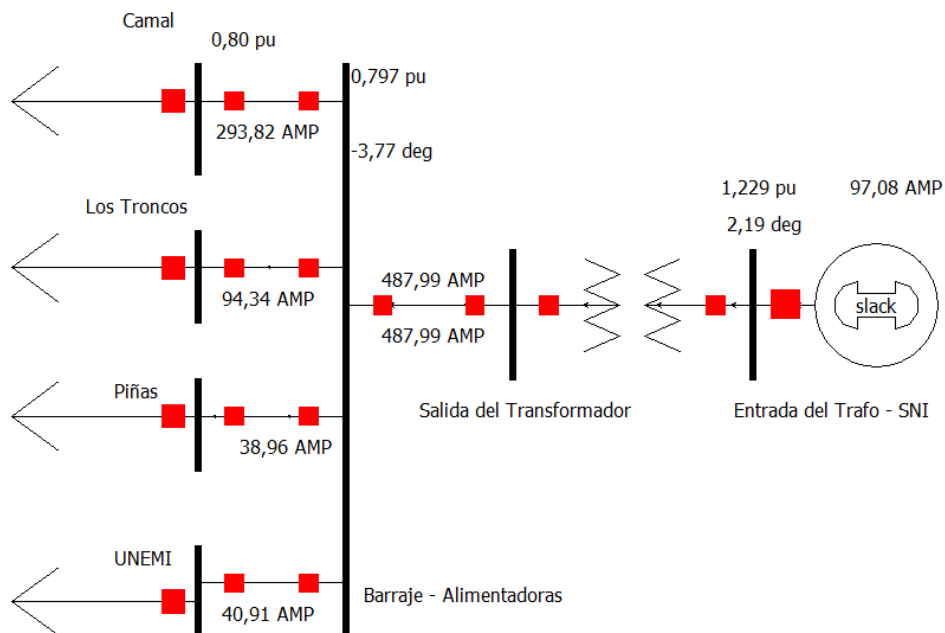


Figura A2.13 Corriente de falla LLG. Fase A

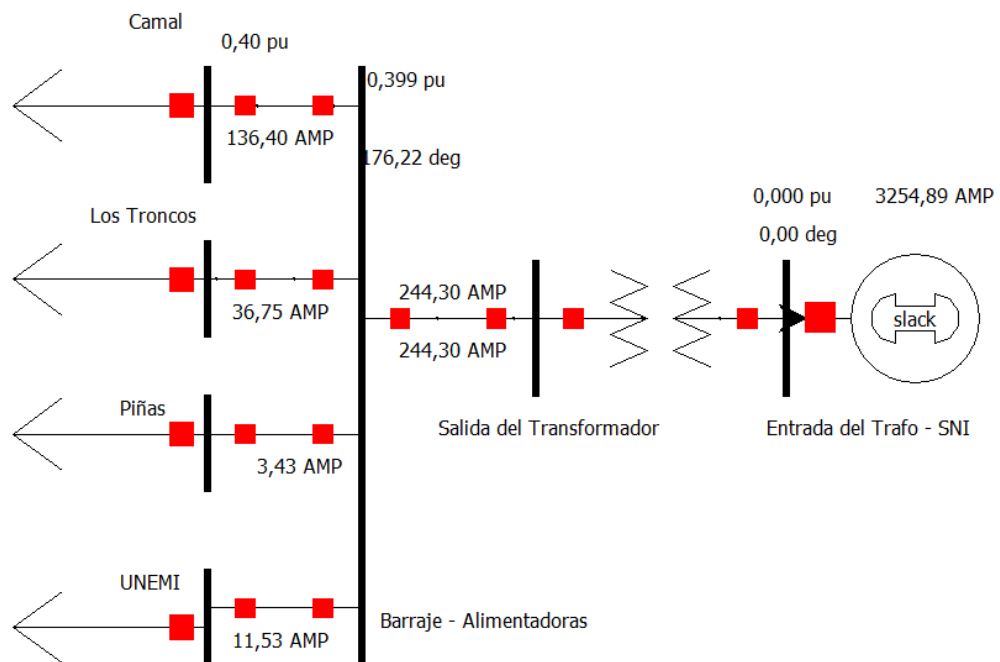


Figura A2.14 Corriente de falla LLG. Fase B

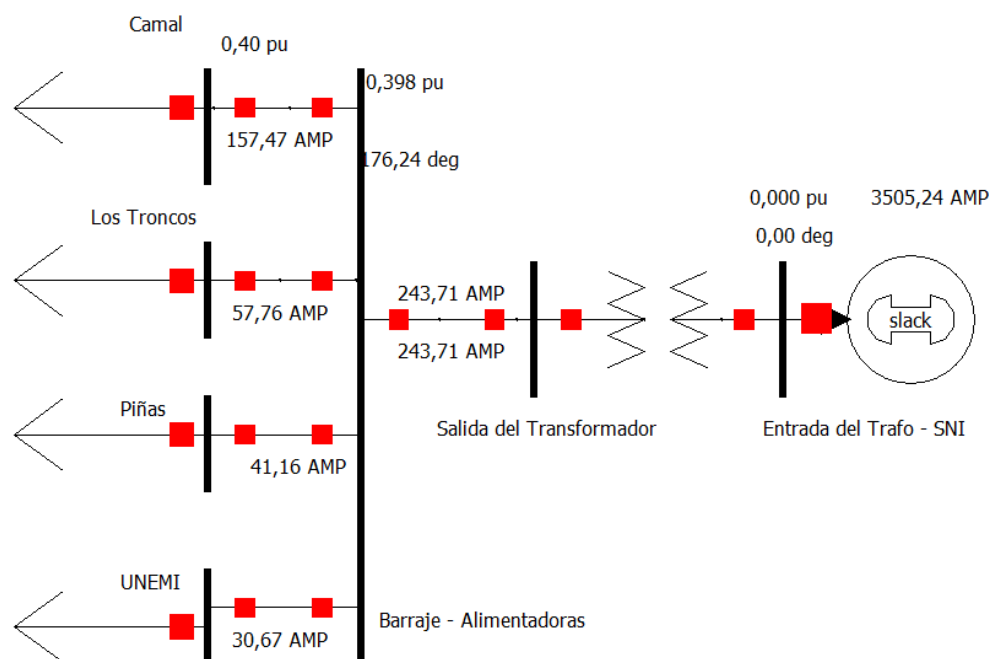


Figura A2.15 Corriente de falla LLG. Fase C

Barra de 13.8 [kV]

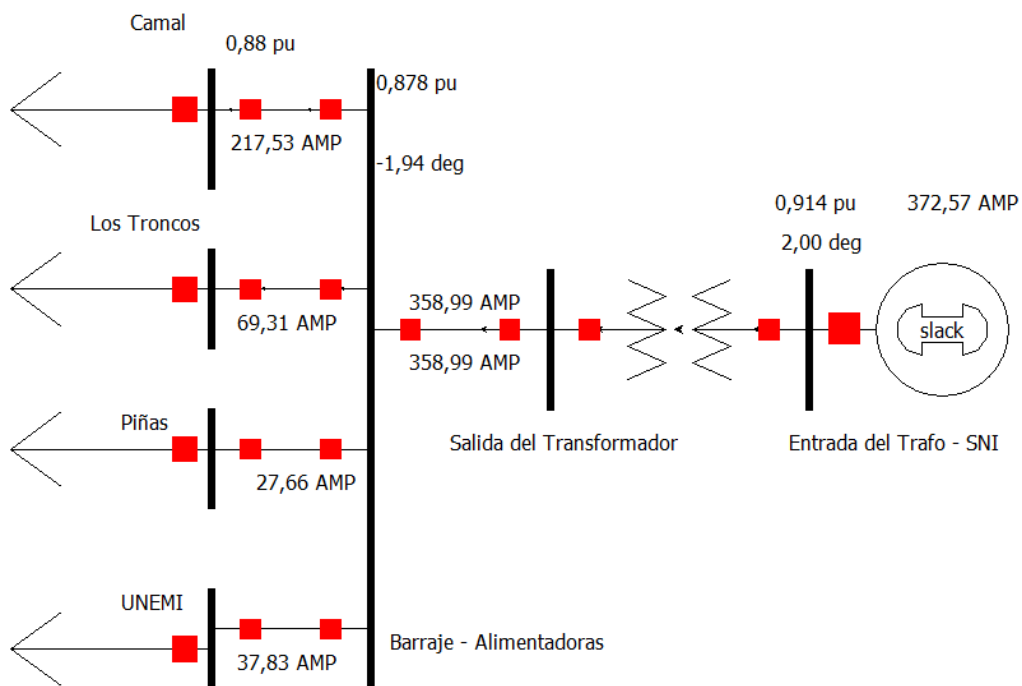


Figura A2.16 Corriente de falla LLG. Fase a

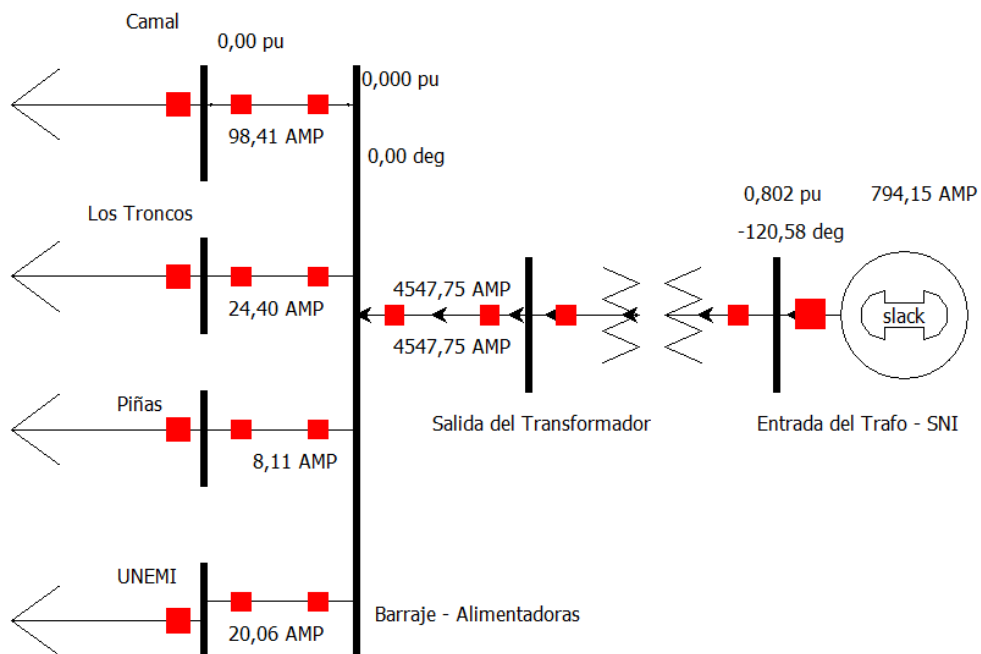


Figura A2.17 Corriente de falla LLG. Fase b

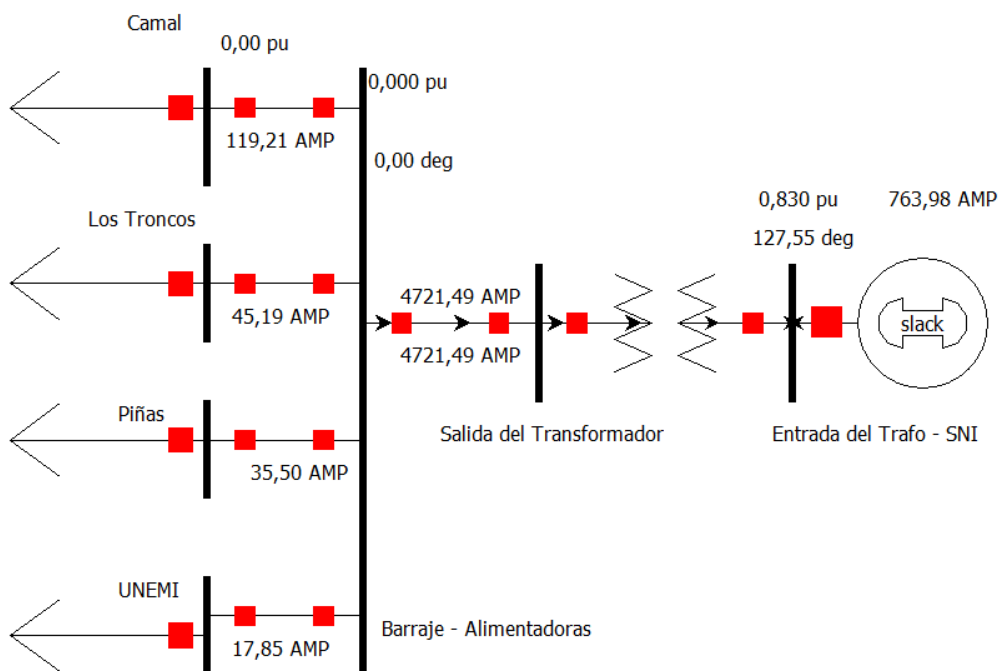


Figura A2.18 Corriente de falla LLG. Fase c

**Falla de dos líneas a tierra
Barra de 69 [kV]**

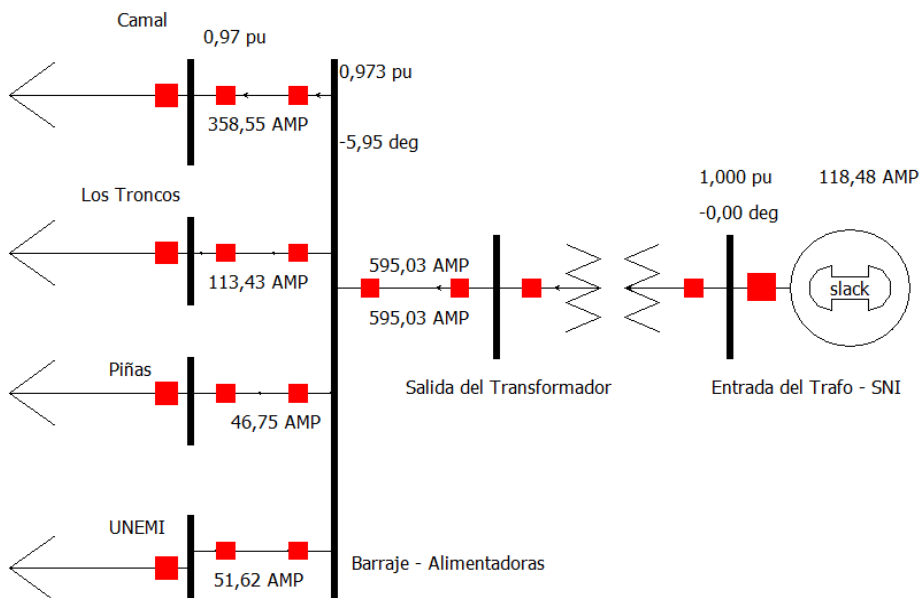


Figura A2.19 Corriente de falla LL. Fase A

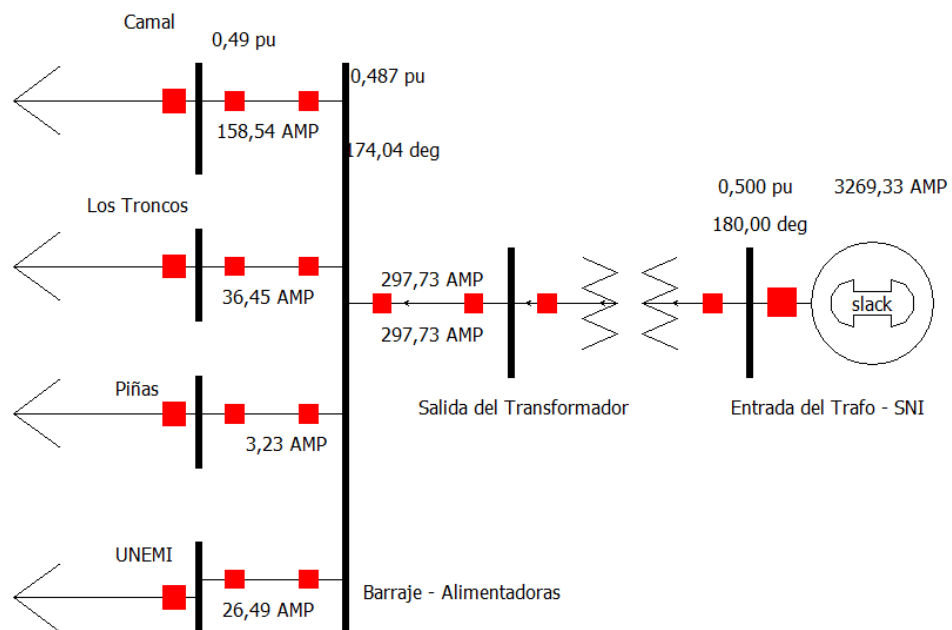


Figura A2.20 Corriente de falla LL. Fase B

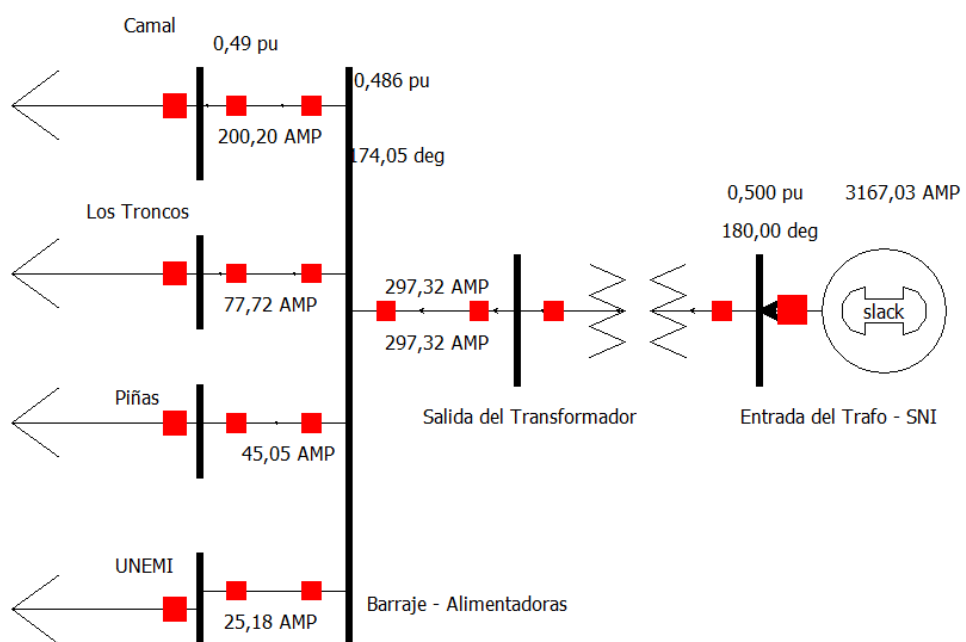


Figura A2.21 Corriente de falla LL. Fase C

Barra de 13.8 [kV]

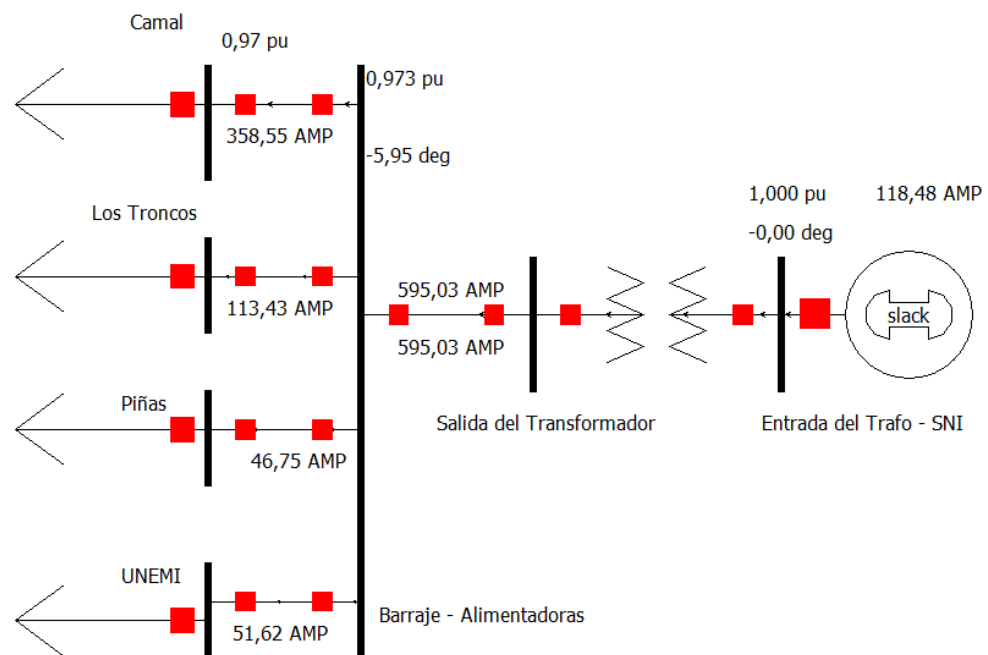


Figura A2.22 Corriente de falla LL. Fase a

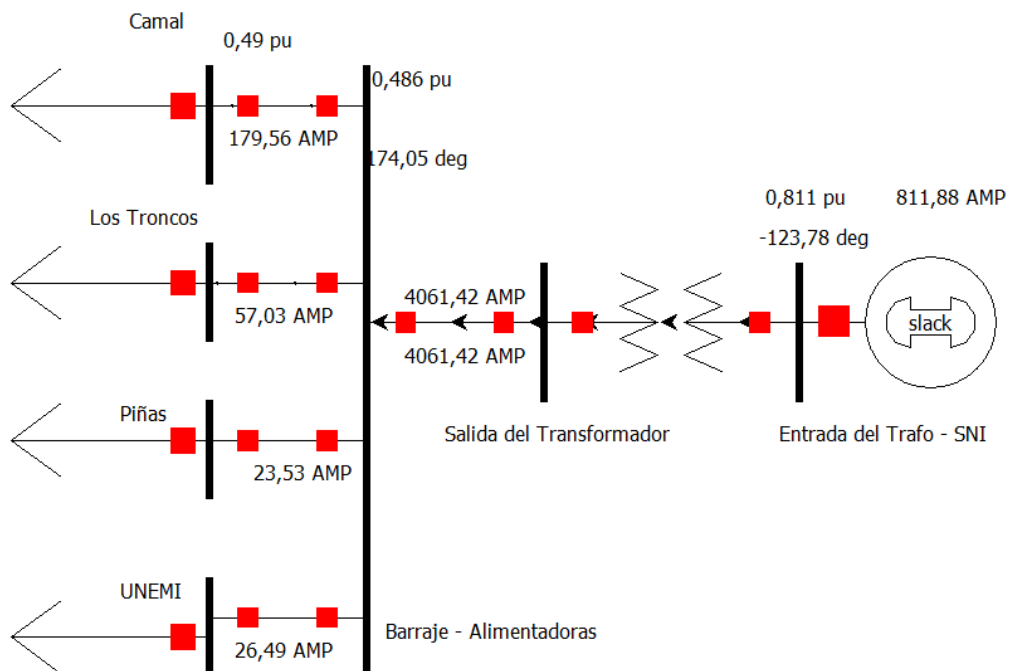


Figura A2.23 Corriente de falla LL. Fase b

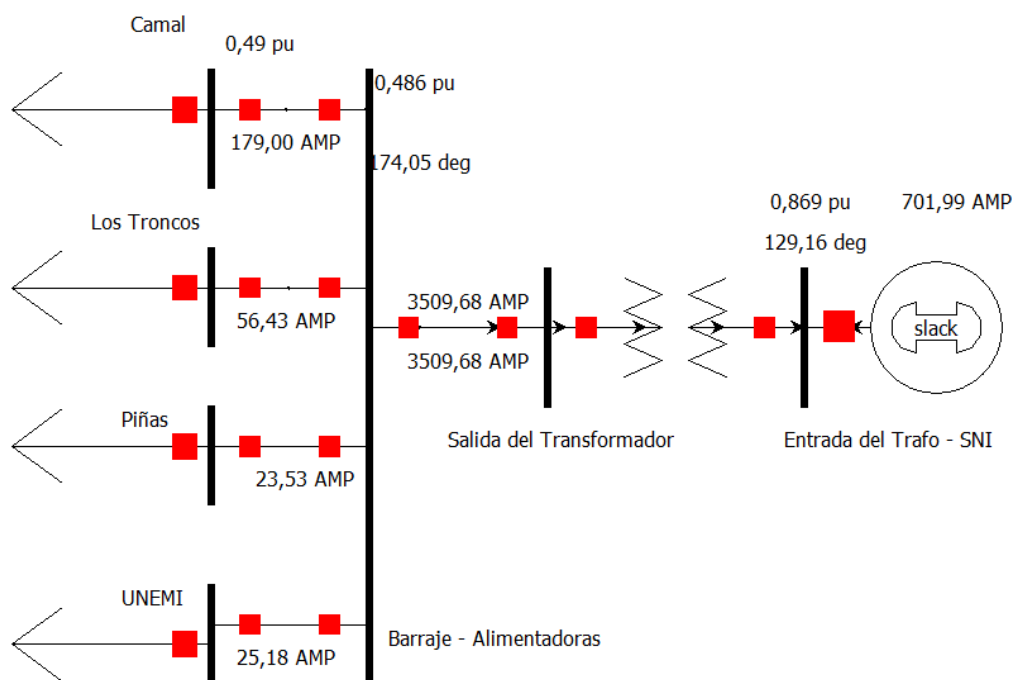


Figura A2.24 Corriente de falla LL. Fase c