

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

MEJORA Y ESTANDARIZACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE CADAFE REGIÓN 4 ZONA MIRANDA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Nava L., Freddy J.
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

MEJORA Y ESTANDARIZACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE CADAFE REGIÓN 4 ZONA MIRANDA

Profesor Guía: Ing. Francisco Marchena.
Tutor Industrial: Ing. Mario Álvarez.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Nava L., Freddy J.
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2007

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

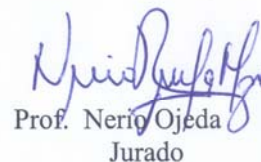
Caracas, 26 de noviembre de 2007

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Freddy J. Nava L., titulado:

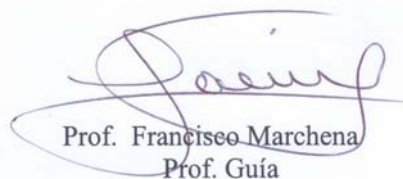
“MEJORA Y ESTANDARIZACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE CADAFE REGIÓN 4 ZONA MIRANDA”.

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Prof. Wilmer Malpica
Jurado


Prof. Nerio Ojeda
Jurado




Prof. Franciso Marchena
Prof. Guía

DEDICATORIA

A mi hermano Frank Carlos Nava López a quien prometí que algún día este sería su logro.

A mi abuela y a todo el pueblito de Sotillo en el Estado Sucre, hoy se les suma un profesional más a la lista de grandes hombres y mujeres que ha dado tan noble pueblo.

Al autor de este documento que siempre luchó y persistió hasta conseguir cumplir su meta.

RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS

A lo Divino y Supremo que me ha dado cada segundo de vida y la voluntad necesaria para obtener tan anhelada meta.

A mi madre que desde niño me inculcó valores y buenas costumbres, a mi padre que con su carácter me enseñó a obtener las cosas con mi propio esfuerzo. A mis hermanos y hermanas que son mis anhelos más grandes, al Sr. Sixto por sus consejos.

A mis amigos y amigas con los que compartí y seguiré compartiendo; Julide Flores, Victor M. Morales, Yamileth Melendez, Sharif El Masrif, Johnny Infante, Antonio Perdomo, Yilmer Acosta, Diurling Buyón.

A esa mujer tan bella que me ha tenido tanta paciencia en este último año de mi carrera y con quien he compartido bellos momentos, Mariana Uzcátegui, y a todas aquellas compañeras que de alguna u otra forma aportaron su granito de arena en su debido momento y me apoyaron para llegar hoy donde estoy, Arianí Martín, Ingrid Vázquez, Josymar Tomas.

A mis licenciadas favoritas que me brindaron un gran apoyo en mi carrera universitaria, Maritza López y Milagros Colina, quienes sí confiaron en mí y fueron como unas madres dentro del campus universitario.

A los ingenieros quienes me apoyaron y guiaron en la elaboración de este proyecto: Mario Álvarez (mi tutor industrial), Giomar Díaz, Wuilder Durán y Hernán Zamora y a un excelente tutor académico el ingeniero Francisco Marchena.

A los profesores Julio Molina, Tamara Pérez, Rafael Díaz, Napoleón Malpica, Alexander Cepeda, Nerio Ojeda, Noel Díaz, Yuri Medina, Ana Cecilia Rivero y Nelson MacQuahae, quienes me ensaaron cosas muy valiosas tanto en las aulas como fuera de ellas.

Muchas gracias a todos ustedes y a aquellos que me han ayudado de una u otra manera a alcanzar este logro tan importante para mí.

Nava L., Freddy J.

MEJORA Y ESTANDARIZACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE CADAFE REGIÓN 4 ZONA MIRANDA

Prof. Guía: Ing. Francisco Marchena. **Tutor Industrial:** Ing. Mario Álvarez.
Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería
Eléctrica. **Ingeniero Electricista.** **Opción:** Potencia. **Institución:** Empresas
CADAFE. 111h. +anexos.

Palabras claves: Sistema de Distribución; Subestaciones; Tiempo Total de Interrupciones.

Resumen. Se presenta el conjunto de actividades que fueron necesarias para el desarrollo de la primera etapa del plan a corto plazo (PCP), realizado en la región 4 de CADAFE zona Miranda, con el fin de reducir el tiempo total de interrupciones (TTI) en los circuitos: Higuerote I e Higuerote II 34,5 kV pertenecientes a la subestación Higuerote II 115/34,5/13,8 kV y el circuito Dos Lagunas Industrial 13,8 kV perteneciente a la subestación Inavi 34,5/13,8 kV, los cuales fueron tomados como patrón para la aplicación del PCP para proporcionar a los clientes un servicio continuo y confiable. Para esta primera etapa fue necesario obtener el TTI de cada circuito con respecto al TTI de la zona Miranda, utilizando los datos proporcionados por el COD. Por un lado, se realizó diagnóstico poste a poste para cada circuito verificando el estado actual de la red y posibles puntos de falla. Por otro lado se visitaron las subestaciones de transmisión así como las de distribución, para obtener los datos de placa de los transformadores y los respectivos ajustes de protecciones actuales de los sistemas bajo estudio, los cuales fueron analizados con la herramienta computacional SID. A través de esto, se verificó que los ajustes actuales no cumplieran con los criterios de ajustes de protecciones establecidos por la empresa CADAFE. Luego se realizó el estudio de cortocircuito, caída de tensión, pérdidas activas, flexibilidad técnica de los circuitos y ajustes de protecciones para los sistemas bajo estudio, para lograr el ajuste de dichos parámetros a los criterios de CADAFE. Finalmente se realizó un estimado en la reducción del TTI, así como las conclusiones y recomendaciones que podría implementar la empresa para mejorar la calidad de servicio y como consecuencia directa reducir las pérdidas económicas generadas a la empresa año tras año.

ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN.....	¡Error! Marcador no definido.
DEDICATORIA	iv
RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN.....	vi
LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE TABLAS	xii
SIGLAS O ABREVIATURAS	xiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y OBJETIVOS	3
1.1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2. PLAN A CORTO PLAZO (P.C.P.) [2]	5
1.3.- OBJETIVO DEL TRABAJO.	8
1.3.1.- OBJETIVO GENERAL.	8
1.3.2.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS:.....	8
1.4 ALCANCE	9
1.5 LIMITACIONES	9
1.6. GENERALIDADES DE LA EMPRESA	10
1.6.1. RESEÑA HISTÓRICA	10
1.6.2. ORGANIGRAMA DE LA COORDINACIÓN DE DISTRIBUCIÓN... ..	11
1.7. METODOLOGÍA	12
CAPÍTULO II	13
MARCO TEÓRICO.....	13
2.1.- SISTEMA DE POTENCIA	13
2.2.- SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN	13
2.3.- SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	14
2.3.1.- CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	14
2.3.2.- CALIDAD DE SERVICIO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIOS DE CADAFE.....	15
2.3.3.- PARÁMETROS DE CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	15
2.4.- TRANSFORMADORES DE MEDIDA:	16
2.4.1.- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE:	16
2.4.2.- TRANSFORMADOR DE POTENCIAL:	17
2.5. FACTOR DE UTILIZACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES MEDIA TENSIÓN / BAJA TENSIÓN (MT/BT) [6]	18
2.6.- FUSIBLES:	18
2.7.- RECONECTADOR.....	19
2.7.1.- CLASIFICACIÓN DE LOS RECONECTADORES:	19
2.8. INTERRUPTORES:	21
2.8.1. CLASIFICACIÓN DE LOS INTERRUPTORES:	21
2.9. SISTEMAS DE PROTECCIÓN.....	23

2.9.1. FUNCIONES ESPECÍFICAS DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN.	23
2.9.2. CARACTERÍSTICAS FUNCIONALES ESPECIALES QUE DEBE POSEER LA PROTECCIÓN.	24
2.9.3. ZONAS DE PROTECCIÓN.	25
2.9.4. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES.	25
2.10. CRITERIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CADAFE.	26
2.11. FALLA	31
2.11.1. CAUSAS QUE ORIGINAN UNA FALLA.	31
2.11.2 CLASIFICACIÓN DE FALLAS DE DISTRIBUCIÓN.	31
2.12. TIPOS DE FALLAS ELÉCTRICAS SOBRE UN SISTEMA TRIFÁSICO DE DISTRIBUCIÓN.	33
2.13. ELEMENTOS DETECTORES DE FALLA.	33
2.14. FUNDAMENTOS DE LOS RELÉS	33
2.14.1. FUNCIÓN DETECTORA DE LOS RELÉS	33
2.14.2. CLASIFICACIÓN DE LOS RELÉS	36
2.14.3. CARACTERÍSTICAS DEL TIEMPO DE OPERACIÓN.	36
2.14.4. PARÁMETROS UTILIZADOS PARA DETECTAR FALLAS Y ESQUEMAS OPERACIONAL	37
2.14.5. NÚMERO DE CODIFICACIÓN DE LOS RELÉS.	38
2.15. UNIDADES CONSTRUCTIVAS PARA REPARACIÓN DE REDES AÉREAS DE MEDIA TENSIÓN (13.8 Y 34.5 kV.) SEGÚN CRITERIO CADAFE. [10].	38
2.15.1. IDENTIFICACIÓN Y COMPOSICIÓN DE LAS UUC	39
2.15.2. LISTADO DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS (UUC) [10].	40
2.15.3 TAREAS INCLUIDAS	40
2.16. SISTEMA INTEGRADO DE DISTRIBUCIÓN (SID) [11].	41
2.17. CÁLCULO DE LA RED PRIMARIA [12].	41
2.18. CAÍDAS DE TENSIÓN Y PÉRDIDAS [12].	42
2.18.1. CAÍDA DE TENSIÓN [12]	42
2.18.2. PÉRDIDAS [12].	43
2.19. CÁLCULO DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS [12]	43
2.20. CONDICIÓN DE OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	44
2.21. CONDUCTORES INSTALADOS.	44
CAPÍTULO III	45
SISTEMA ACTUAL	45
3.1. SITUACIÓN ACTUAL.	45
3.2. INCIDENCIAS POR COD.	45
3.2.2. GRÁFICOS DE INCIDENCIAS POR CAUSAS.	47
3.3. DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS SUBESTACIONES BAJO ESTUDIO.	49
3.3.1. DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA SUBESTACIÓN INAVI 34.5/13.8 kV.	51
3.3.2. DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA SUBESTACIÓN HIGUEROTE 34.5/13.8 kV.	52

3.4. DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS CIRCUITOS BAJO ESTUDIO	52
3.4.1. DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CIRCUITO DOS LAGUNAS INDUSTRIAL 13.8 kV.	53
3.4.2. DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CIRCUITO HIGUEROTE I 34.5 kV.	53
3.4.3. DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CIRCUITO HIGUEROTE II 34.5 kV.	54
3.5. DIAGNÓSTICOS DE LOS CIRCUITOS BAJO ESTUDIO.	55
PLANILLA UCC CTO. DOS LAGUNAS INDUSTRIAL.	56
PLANILLA UCC CTOS. HIGUEROTE I Y II.	57
3.6. DEMANDA ACTUAL DE LAS SUBESTACIONES BAJO ESTUDIO Y PRONÓSTICO DE DEMANDA.	58
3.6.1. PROYECCIÓN DE DEMANDA SUBESTACIÓN INAVI 34.5/13.8 kV.	58
3.6.2. PROYECCIÓN DE DEMANDA SUBESTACIÓN HIGUEROTE 34.5/13.8 kV.	59
3.7. SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL DE LOS CIRCUITOS BAJO ESTUDIO.	59
3.7.1. CUADROS DE AJUSTES ACTUALES DE LAS SUBESTACIONES BAJO ESTUDIO.	60
CAPÍTULO IV	68
MARCO TÉCNICO	68
4.1. INCIDENCIAS POR COD [13].	68
4.2. NIVELES DE CORTOCIRCUITOS EN BARRAS	69
4.2.1. NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAS 34.5 kV Y 13.8 kV, PROPORCIONADOS POR LA COORDINACIÓN DE PLANIFICACIONES.	70
4.2.2. CÁLCULO DE LAS ICC'S EN BARRA 34.5 kV DEL CIRCUITO HIGUEROTE II CON EL S.I.D.	71
4.2.3. CÁLCULO DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO DE FORMA TEÓRICA. [12], [14], [15].	73
4.3. AJUSTES DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS SISTEMAS BAJO ESTUDIO. [3]	79
4.4 CÁLCULO DE DEMANDA, CARGA DE CONDUCTORES, CAÍDAS DE TENSIÓN, PÉRDIDAS Y CORRIENTES EN PUNTOS DEL CIRCUITO.	80
CAPÍTULO V	83
SISTEMA PROPUESTO	83
5.1. AJUSTES DE PROTECCIONES PROPUESTOS.	83
5.2. CUADROS DE AJUSTES PROPUESTOS PARA LOS SISTEMAS BAJO ESTUDIO.	88
5.3. FLEXIBILIDAD DE LOS CIRCUITOS BAJO ESTUDIO.	95
5.3.1. FLEXIBILIDAD PARA LOS CIRCUITOS HIGUEROTE I Y II 34.5 kV	95
5.3.2. FLEXIBILIDAD PARA EL CIRCUITO DOS LAGUNAS INDUSTRIAL 13.8 kV	98
CAPÍTULO VI	101
DETERMINACIÓN EN LA REDUCCIÓN DEL TTI	101

6.1. COSTO DE LA ENERGÍA DEJADA DE VENDER.....	101
6.2 MANTENIMIENTO A EJECUTAR	103
6.3. ESTIMACIÓN DE LA REDUCCIÓN DEL TTI.....	104
CONCLUSIONES	106
RECOMENDACIONES	108
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	109
BIBLIOGRAFÍA	111
GLOSARIO	112
[ANEXO N° 1]	114
[ANEXO N° 2]	116
[ANEXO N° 3]	139
[ANEXO N° 4]	143
[ANEXO N° 5]	145
[ANEXO N° 6]	148
[ANEXO N° 7]	150
[ANEXO N° 8]	152
[ANEXO N° 9]	154
[ANEXO N° 10]	157
[ANEXO N° 10.1]	158
[ANEXO N° 10.2]	160
[ANEXO N° 10.3]	162
[ANEXO N° 10.4]	164
[ANEXO N° 10.5]	166
[ANEXO N° 10.6]	168
[ANEXO N° 10.7]	170
[ANEXO N° 10.8]	172
[ANEXO N° 11]	174
[ANEXO N° 12]	177
[ANEXO N° 13]	179
[ANEXO N° 13.1]	180
[ANEXO N° 13.2]	182
[ANEXO N° 13.3]	184
[ANEXO N° 13.4]	186
[ANEXO N° 13.5]	188
[ANEXO N° 13.6]	190
[ANEXO N° 13.7]	192
[ANEXO N° 13.8]	194

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1.1 Organigrama de distribución proporcionado por la Coordinación de Captación y Desarrollo.....	11
Fig. 2.1 Esquema básico de un sistema de potencia. [4].....	13
Fig. 2.2 Circuito equivalente de un transformador de corriente. [5].....	17
Fig. 2.3 Circuito equivalente de un transformador de potencial. [5]	17
Fig. 2.4 Reconectador tipo GVR y gabinete de control. [7]	20
Fig. 2.5 Vista frontal del relé PANACEA Plus. [7]	21
Fig. 2.6 Vista Isométrica del interruptor HORIZON. [8]	22
Fig. 2.7 Vista frontal del relé VISIONr. [9]	23
Fig. 2.8 características de tiempo de los relés [7]	37
Fig. 3.1 Aporte % TTI por causas del circuito Dos Lagunas Industrial 13.8 kV. con respecto a la zona Miranda.....	47
Fig. 3.2 Aporte % TTI por causas del circuito Higuerote I 34.5 kV. con respecto a la zona Miranda.	48
Fig. 3.3 Aporte % TTI por causas del circuito Higuerote II 34.5 kV. con respecto a la zona Miranda.....	49
Fig. 3.4 Diagrama unifilar para el sistema Higuerote II	50
Fig. 3.5 Diagrama unifilar sistema Dos Lagunas Industrial	51
Fig. 3.6 Proyección de demanda transformador 1 S/E Inavi 34.5/13.8 kV	58
Fig. 3.7 Proyección de demanda de la S/E Higuerote 34.5/13.8 kV	59
Fig. 4.1 función COOR	72
Fig. 4.2 Diagrama unifilar para el cálculo de los niveles de cortocircuito en barra 34.5 kV (Sistema Higuerote II).....	73
Fig. 4.3 Diagrama unifilar para el cálculo de I_{cc3f} en barra 34.5 kV.....	75
(Sistema Higuerote II).....	75
Fig. 4.4 Diagrama unifilar para el cálculo de I_{cc2f} en barra 34.5 kV.....	76
(Sistema Higuerote II).....	76
Fig. 4.5 Diagrama unifilar para el cálculo de I_{cc1f} en barra 34.5 kV.....	77
(Sistema Higuerote II).....	77
Fig. 4.6 Caída de tensión acumulada circuito Higuerote II 34.5 kV.....	82

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1. Coordinación de Distribución CADAFE año 2006.	4
Tabla 2.1 Clasificación de fallas por el COD.	32
Tabla 2.2 Codificación de los relés.	38
Tabla 2.3 Listado de Unidades Constructivas CADAFE.....	40
Tabla 2.4 Ecuaciones para cálculos eléctricos.	43
Tabla 2.5 Tensiones de servicio normalizadas por CADAFE	44
Tabla 2.6 Condiciones aceptables de operación según criterios CADAFE [2]	44
Tabla 2.7 Tipo y características de los conductores a utilizar [11].....	44
Tabla 3.1. Incidencias por causas del 01/01/2006 al 31/12/2006.	46
Tabla 3.2. Ubicación de los circuitos en las barras 13.8 kV.	51
Tabla 3.3. Ubicación de los circuitos en las barras 34.5 kV.	52
Tabla 4.1 Niveles de cortocircuito en barra de 115 kV aguas arriba en los circuitos bajo estudio.	70
Tabla 4.2 ICC'S en barras 34.5 kV y 13.8 kV sistema Higuerote II	71
Tabla 4.3 ICC'S en barras 34.5 kV y 13.8 kV sistema Dos Lagunas Industrial...	71
Tabla 4.4 Cortocircuitos en barra 34.5 kV. (S.I.D.).....	72
Tabla 4.5 Niveles de tensión base Sistema Higuerote II.....	74
Tabla 4.6 Cortocircuitos en barra 34.5 kV. (Teórico).....	78
Tabla 6.1 Factores para el cálculo de energía dejada de vender.	101
Tabla 6.2 Costo en Bs./kWh de los circuitos bajo estudio.....	102
Tabla 6.3 Mantenimiento a ejecutar en el sistema Higuerote.	103
Tabla 6.4 Mantenimiento a ejecutar en el sistema Dos Lagunas Industrial.....	104
Tabla 6.5 Nuevo TTI de implementarse la primera etapa del PCP.....	104

SIGLAS O ABREVIATURAS

AT:	Alta Tensión.
Atm:	Atmosférica.
BT:	Baja tensión
CADAFE:	Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico.
CAR:	Centro de Atención de Reclamos.
CC:	Capacidad de Cortocircuito.
COD:	Centro de Operación y Distribución.
CT:	Centro de transformación MT/BT.
CTC:	Característica Tiempo - Corriente.
Cu:	Cobre.
CVF:	Corporación Venezolana de Fomento.
ELECENRO:	Compañía Anónima Electricidad del Centro.
F.A:	Ventilación Forzada.
FDiv:	Factor de diversidad.
Fe:	Hierro.
FMIK:	Frecuencia Media de Interrupción por kVA instalado.
F.P:	Factor de Potencia.
F.U:	Factor de utilización.
Icmáx:	Corriente de carga máxima.
Icc3 ϕ máx:	Corriente de cortocircuito trifásica máxima.
Icc1 ϕ mín:	Corriente de cortocircuito monofásica mínima.
Inomcond.:	Corriente nominal del conductor.
In:	Corriente nominal.
Inom13,8kV:	Corriente nominal en barra 13,8 kV.
Inom34,5kV:	Corriente nominal en barra 34,5 kV.
InomTC:	Corriente nominal del Transformador de Corriente.
I>:	Corriente de arranque.
I>>:	Instantánea.
km:	Kilómetro
kV:	Kilovoltio.
kVA:	Kilovoltamper.
kVAint:	kVA Interrumpidos.
kVAint.H:	kVA Interrumpidos Horas.
kVAinst:	kVA Instalados.
kW:	Kilowatt
M.T.:	Media Tensión
MVA/min:	Carga fuera de servicio.
NCC:	Nivel de Corto Circuito.
PCP:	Plan a Corto Plazo.
Prog:	Programada.
RPM:	Equipo electrónico de medición.
RTC:	Relación de transformación del transformador de corriente.
SAAR:	Sistema Automatizado de Atención y Reclamos.
SID:	Sistema Integrado de Distribución.
SISINT	Sistema de Interrupciones.

Scc3 ϕ :	Potencia aparente de cortocircuito trifásico.
Scc2 ϕ :	Potencia aparente de cortocircuito bifásico.
Scc2 ϕ t:	Potencia aparente de cortocircuito bifásico a tierra.
Scc1 ϕ :	Potencia aparente de cortocircuito monofásico.
S/E:	Subestación.
S/Ext	Sistema Externo.
Ta:	Tiempo de apertura.
TC:	Transformador de corriente.
Tf:	Tiempo de fusión.
TI.:	Transformador de intensidad.
TTI:	Tiempo total de interrupción.
Zf:	Impedancia de falla.

INTRODUCCIÓN

Para la empresa CADAFE es de vital importancia proporcionar a sus clientes un servicio eléctrico continuo y confiable, es por ello que viene desarrollando desde el año 2006 un plan a corto plazo (PCP), cuya finalidad es disminuir el tiempo total de interrupción (TTI) que sufren los circuitos de cada zona o región trayendo como consecuencia directa el aumento en la frecuencia de corte del servicio eléctrico.

El presente trabajo especial de grado es desarrollado con el fin de proporcionarle a la empresa una metodología para resolver problemas de calidad de servicio en forma ordenada y anticipada. Este trabajo comprende la primera etapa del PCP (etapa de estudio técnico) mientras que la segunda etapa del PCP (etapa de implementación) depende directamente de la empresa y de los recursos disponibles que la misma posea.

Este proyecto ha sido estructurado en seis capítulos:

En el Capítulo I se presenta el planteamiento del problema, el procedimiento de operación estándar para el PCP, los objetivos del trabajo tanto el general como los específicos, las generalidades de la empresa y la metodología implementada en el desarrollo del trabajo.

El Capítulo II incluye referencias teóricas necesarias para sustentar el desarrollo del proyecto.

En el Capítulo III se expone el levantamiento realizado en los sistemas actuales que incluye el estudio del TTI, el diagnóstico de los circuitos, verificación de los ajustes de protecciones así como la recopilación de las características generales de los circuitos y las subestaciones bajo estudio. Posteriormente, esta información será empleada para realizar las diversas simulaciones en el SID.

El Capítulo IV consta de los estudios prácticos y teóricos que sustentan los planteamientos realizados para la elaboración del presente trabajo especial de grado. Los cálculos prácticos son realizados con la herramienta computacional SID y son comprobados de forma teórica con los conocimientos básicos adquiridos en el aula, entre ellos el método de componentes simétricas así como los cálculos elementales de caída de tensión, máxima carga y pérdidas.

En Capítulo V se plantea el sistema propuesto, luego de realizar los cálculos necesarios que soportan las bases de la propuesta realizada a la empresa en este proyecto.

En el Capítulo VI se determina el costo de la energía dejada de vender por las interrupciones que sufren los circuitos. También se realiza un cálculo estimado en la reducción de TTI para un circuito en particular con el objetivo de observar el comportamiento del estudio realizado.

Finalmente se plantean las conclusiones y recomendaciones generales extraídas de las actividades realizadas y se incluyen los anexos necesarios para la completa comprensión del trabajo realizado.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y OBJETIVOS

1.1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las condiciones atmosféricas, la vegetación, los factores accidentales, las sobrecargas, las fallas de líneas entre otros, son factores que afectan directamente el sistema eléctrico, aumentando el tiempo total de interrupción (TTI) de la energía eléctrica en cada circuito y a su vez generando a las empresas que prestan servicio eléctrico, en especial a la empresa CADAFE, pérdidas económicas significativas.

Para ello la empresa CADAFE viene desarrollando desde el año 2006 a través de las Coordinaciones de Planificación y Distribución un plan a corto plazo (PCP). Con este plan la empresa se plantea como meta reducir en un 25 % el TTI para el año 2007, con respecto al TTI presentado para el año 2006, mejorando de esta manera la calidad de servicio y como consecuencia disminuyendo la frecuencia de corte de energía eléctrica.

Para seleccionar los circuitos a estudiar en el plan a corto plazo (PCP) la empresa CADAFE tomó como criterio el principio de Wilfredo Pareto [1] conocido también como la regla del 80:20. Este economista y sociólogo italiano a través de rigurosos estudios dedujo que el 20% de cualquier cosa producirá el 80% de los efectos, mientras que el 80% restante sólo cuenta para el 20% de los efectos. A partir de este principio se puede entonces deducir que en el 20% de los circuitos se produce el 80% del TTI del servicio eléctrico, mientras que en el 80% de los circuitos restantes sólo se produce el 20% del TTI. La zona Miranda comprende en total ciento treinta y nueve (139) circuitos (ver anexo 3). Por lo tanto -y de acuerdo al principio de Pareto- el Departamento de Distribución selecciona anualmente los veintisiete (27) circuitos que presenten el mayor índice de interrupción en el período comprendido del 01 de enero al 31 de diciembre de cada año, lo cual representa aproximadamente el 20% del total de los circuitos de la zona Miranda.

A lo largo del año 2006 según datos suministrados por la Coordinación de Distribución los 27 circuitos con mayor índice de tiempo total de interrupción (TTI) son los que se muestran a continuación:

Tabla 1.1. Coordinación de Distribución CADAFE año 2006.

Sub Estación	Circuito	TTI (con respecto a la zona Miranda)
RIO CHICO	SARAO 34.5	2,769
RIO CHICO	CUPIRA 34.5	2,730
CHARALLAVE II	LA RAIZA	2,189
SANTA TERESA III	INAVI	1,511
RIO CHICO	CANGREJAL	1,426
RIO CHICO	EL RAIZAL	1,178
CHARALLAVE II	CUA I	1,142
SANTA TERESA III	SANTA TERESA I	1,016
OCUMARE II	SANTA BARBARA	0,744
CAUCAGUA	EL CAFÉ	0,876
CAUCAGUA	ARAGUITA	0,759
RIO CHICO	SAN MARTIN	0,731
SANTA TERESA III	EL CUJIAL	0,722
TACARIGUA	SOTILLO 34.5	0,850
CAUCAGUA	EL CLAVO	0,604
RIO CHICO	EL CRISTO	0,527
TACARIGUA	SAN VICENTE	0,519
SANTA LUCIA	PICHAO	0,513
ALVARENGA IND.	LA ESTRELLA	0,498
EL GUAPO	EL BACHILLER	0,477
HIGUEROTE II	HIGUEROTE II	0,472
PARAISO	PARAISO	0,471
INAVI	DOS LAGUNA IND.	0,458
CUPIRA	NVA. ALEJANDRIA	0,445
HIGUEROTE II	CURIEPE	0,445
TACARIGUA	LOS PERAZAS	0,428
RIO CHICO	PAPARO	0,394

La Coordinación de Distribución de CADAFE por razones de tiempo y logística asignó para el desarrollo del presente proyecto sólo tres (3) de los 27 circuitos seleccionados, los cuales serán tomados como un patrón de estudio para la aplicación del plan a corto plazo (PCP).

Los circuitos asignados son: Dos Lagunas Industrial 13,8 kV, Higuero I e Higuero II 34,5 kV.

1.2. PLAN A CORTO PLAZO (PCP) [2]

Con la finalidad de proporcionar a los clientes un servicio continuo y confiable, la empresa CADAFE desde el año 2006 desarrolla a través de las Coordinaciones de Planificación y Distribución un plan a corto plazo (PCP) que permite reducir de una forma ordenada y anticipada el tiempo total de interrupción (TTI), este plan consta de dos etapas comprendidas de la siguiente manera:

La primera etapa comprende un estudio técnico el cual esta conformada por los siguientes puntos:

- ✓ Actualización de planos.
- ✓ Incidencias COD.
- ✓ Levantamiento de circuitos.
- ✓ Estudio de Sobrecargas y Caídas de tensión.
- ✓ Coordinación de Protecciones.
- ✓ Flexibilidad del Sistema.
- ✓ Informe final.

La segunda etapa comprende la implementación del estudio realizado la cual esta conformada por:

- ✓ Implementación de Protecciones (40% de la etapa de implementación).
- ✓ Implementación de Fusibles (30% de la etapa de implementación).
- ✓ Implementación de Mantenimiento (30% de la etapa de implementación).

Para las actividades del plan a corto plazo se debe cumplir con el siguiente procedimiento:

Procedimiento de Operación Estándar (POE), para las actividades del Plan a Corto Plazo.

➤ **Elección de circuitos que aportan el 80% de TTI por Zona- COD Zona**

- Duración mayor a 1 minuto. Incluyendo programadas y no programadas, excluyendo causas externas.

- Sólo fallas a nivel 13,8 y 34,5 kV.

➤ **Planos – Planificación por Zona**

- Se plotearán los planos (tamaño A1) que se tienen en el SID a una escala 1:5000 o escala adecuada que permita recorrer el circuito.

- Los responsables de conseguir los planos son los representantes de planificación por zona.

➤ **Colocación de Incidencias en el Plano del Circuito - Grupo de Trabajo**

- Ubicar fallas desde el 01/01/2006 al 31/12/2006.
- Fallas mayores a 1 minuto. Incluyendo programadas y no programadas, excluyendo causas externas.

- Clasificar fallas por tipo según sistema SISINT.
- Realizar diagrama de Torta Causa % de TTI aportado a incluir en el informe.

➤ **Recorrer circuitos – Planificación y Distribución**

- Propuestas de mejora por mantenimiento, detalle de tareas y costos estimados unidades de construcción (Uucc).

- Mejoras a realizar por inversión.
- Reubicación de circuitos.
- Eliminar puntos de operación.
- Colocar y/o eliminar elementos de protección para seccionar circuitos.
- Cambio de configuración que mejora la operatividad del circuito.
- Levantar información para actualizar en el SID con distancias aproximadas de las ampliaciones no registradas y la potencia instalada en bancos de transformación.

- Definir la troncal del circuito.

➤ **Flujo de Carga y Caída de Tensión (CT) – Planificación**

- CT operación normal 5% Urbano y 7% Rural , carga máxima del tramo 66%
- CT en contingencia 7% Urbano y 10% Rural, carga del tramo 100%.
- Definir obras de Mejora.
- Desbalance máximo admisible 10%

➤ **Estudio e Implantación de Coordinación de Protecciones – Planificación, Transmisión y Distribución.**

- Coordinación desde la barra en S/E de transmisión y distribución en relés de protección por parte de Transmisión y/o Mantenimiento especializado.
 - Se coordina S/E 115/34,5 kV, 115/13,8 kV y 34,5/13,8 kV en fase y tierra.
- Ver guía de protecciones [3]

➤ **Flexibilidad del Sistema- Planificación y Distribución (COD)**

- Realizar flujo de carga y caída de tensión para validar las maniobras de recuperación del circuito ante fallas (n-1).
- No deberán haber elementos de protección intercalados en las líneas que recuperó el circuito.
- En lo posible instalar elementos de maniobras trifásicos bajo carga en los puntos de transferencia.
- Definir obras de Mejora
- Limitar la cantidad de cierres entre circuitos. Eliminar la posibilidad de realizar maniobras no validas y/o redundantes (tomando en cuenta los niveles de tensión y capacidad del conductor).

➤ **Informe Final – Grupo de Trabajo**

Resumen de los puntos anteriores

Resumen ejecutivo de mantenimientos a realizar

Resumen ejecutivo de Obras

Recomendaciones Generales

Anexar Plano con detalles de ubicación de fusibles y troncal.

Anexar diagramas de Protecciones (Log-Log).

1.3.- OBJETIVO DEL TRABAJO.

1.3.1.- OBJETIVO GENERAL.

Mejorar la calidad del servicio eléctrico en la región 4 zona Miranda; disminuyendo el tiempo total de interrupción (TTI) para el año 2007 con respecto al TTI presentado para el año 2006, a través de la aplicación de un plan a corto plazo (PCP) a los circuitos asignados por la Coordinación de Distribución de CADAFE para el desarrollo de este proyecto, con el fin de dejar una metodología para resolver problemas de calidad de servicio en forma ordenada y anticipada.

1.3.2.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

Entre los objetivos específicos planteados para la elaboración de este proyecto tenemos:

- Recopilar y estudiar toda la información bibliográfica y documental hallada sobre circuitos eléctricos y sus posibles fallas, sobrecargas, caídas de tensiones y demás temas de utilidad, a fin de tener un mayor manejo teórico del proyecto que se pretende desarrollar.
- Indagar sobre la herramienta computacional conocida como Sistema Integrado de Distribución SID, un software aplicado en proyectos de ingeniería de detalle, el cual será utilizado para realizar los cálculos y el análisis en las redes de energía eléctrica de los circuitos a estudiar.
- Calcular los tiempos totales de interrupción (TTI) con los datos proporcionados por el Centro de Operaciones de Distribución COD, de los tres (3) circuitos que serán estudiados en este proyecto para la implementación del plan a corto plazo en la región 4 zona Miranda.
- Realizar la proyección de demanda para el circuito Dos Lagunas Industrial 13,8 kV de la subestación Inavi 34,5/13,8 kV y para los circuitos Higuero I e Higuero II 34,5 kV de la subestación Higuero 115/34,5/13,8 kV con el software EViews.
- Ejecutar el levantamiento del circuito Dos Lagunas Industrial 13,8 kV de la subestación Inavi 34,5/13,8 kV y del circuito Higuero II 34,5 kV de la

subestación Higuerote 115/34,5/13,8 kV., Actualizar y digitalizar los planos de los circuitos bajo estudio, en la base de datos del programa SID.

- Calcular los niveles de cortocircuito máximo en barra 34,5 kV, tomando como modelo uno de los circuitos bajo estudio, tanto de forma práctica utilizando la herramienta computacional SID como de forma conceptual, con el fin de verificar los datos proporcionados por la Coordinación de Planificaciones.

- Realizar las corridas de flujo de carga de los circuitos Dos Lagunas Industrial 13,8 kV de la subestación Inavi 34,5/13,8 kV, Higuerote I 34,5 kV e Higuerote II 34,5 kV ambos de la subestación Higuerote 115/34,5/13,8 kV. en el programa SID.

- Realizar las curvas para los ajustes de protecciones de los circuitos Dos Lagunas Industrial 13,8 kV. de la subestación Inavi 34,5/13,8 kV, Higuerote I 34,5 kV e Higuerote II 34,5 kV ambos de la subestación Higuerote 115/34,5/13,8 kV en el programa SID.

- Proponer medidas correctivas que aporten soluciones factibles y aplicables a las fallas presentadas para el año en curso.

- Aportar recomendaciones a partir de las conclusiones obtenidas en el proyecto, buscando mejorar la calidad de vida de los clientes de la zona Miranda, en la medida en que se corrigen las fallas que entorpecen el buen funcionamiento del sistema eléctrico de la zona.

1.4 ALCANCE

El presente trabajo especial de grado comprende la aplicación y elaboración de la primera etapa del plan a corto plazo a los tres circuitos asignados por la coordinación de distribución.

1.5 LIMITACIONES

Por razón de tiempo este proyecto no contempla la segunda fase del plan a corto plazo.

1.6. GENERALIDADES DE LA EMPRESA

1.6.1. RESEÑA HISTÓRICA

ELECENRO C.A. Electricidad del centro Filial de CADAFE

En 1947 se crea la Corporación Venezolana de Fomento (CVF) y su departamento de electricidad para realizar estudios que permitirían la electrificación integral del país.

El 27 de octubre de 1958 nace en Maracay, la empresa CADAFE, la cual comienza a generar, transmitir, distribuir y comercializar energía eléctrica desde un sistema interconectado a 115 kV, el 30 de junio de 1959. En la década de 1959 a 1968 realiza un conjunto de acciones para fortalecer la operatividad y funcionamiento de la empresa. Uno de los objetivos básicos de CADAFE fue integrar sus instalaciones aisladas en sistemas interconectados. El primer paso importante en esta dirección fue tomado en los años 1959-1962, cuando se interconectaron por medio de líneas de transmisión a 115 kV, las centrales termoeléctricas de La Mariposa, La Cabrera y Puerto Cabello, con una capacidad de 200 MW; sirviendo la zona que queda aproximadamente entre Caracas y Puerto Cabello. En el año de 1968, entran en servicio dos líneas de transmisión a 230 kV, entre la Central Macagua I y la subestación Santa Teresa en el Estado Miranda, cercana a Caracas, con una longitud aproximada de 630 km. Esto Constituyó la primera interconexión entre los sistemas de la C.A. La Electricidad de Caracas, EDELCA y CADAFE, que ese mismo año firmaron el contrato de interconexión.

En 1973, CADAFE pone en funcionamiento el Complejo Hidroeléctrico José Antonio Páez, con cuatro (04) unidades de 60 MW c/u ubicado en el río Santo Domingo, entre los Estado Mérida y Barinas. Entre 1978 y 1985 se ponen en funcionamiento las cinco (05) unidades de 400 MW c/u de la planta Termoeléctrica del Centro con un sistema de transmisión asociados a 230 y 400 kV.

A fin de lograr una mayor eficiencia operativa en la prestación del servicio, el 18 de mayo de 1987, la Junta Directiva de CADAFE aprueba el proyecto de desarrollo y se inicia la orientación hacia un mejor servicio con la

creación de cuatro (04) empresas regionales de Distribución y Comercialización: CADELA, ELEOCCIDENTE, ELEORIENTE, ELECENRO.

Actualmente también pertenecen a la empresa CADAPE: PLANTA CENTRO, DESURCA (Desarrollo Uribante Caparo) y SEMDA (Monagas y Delta Amacuro).

1.6.2. ORGANIGRAMA DE LA COORDINACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

Dado que el presente trabajo especial de grado tendrá como dependencia la Coordinación de Distribución, a continuación se muestra el organigrama general de dicha coordinación:

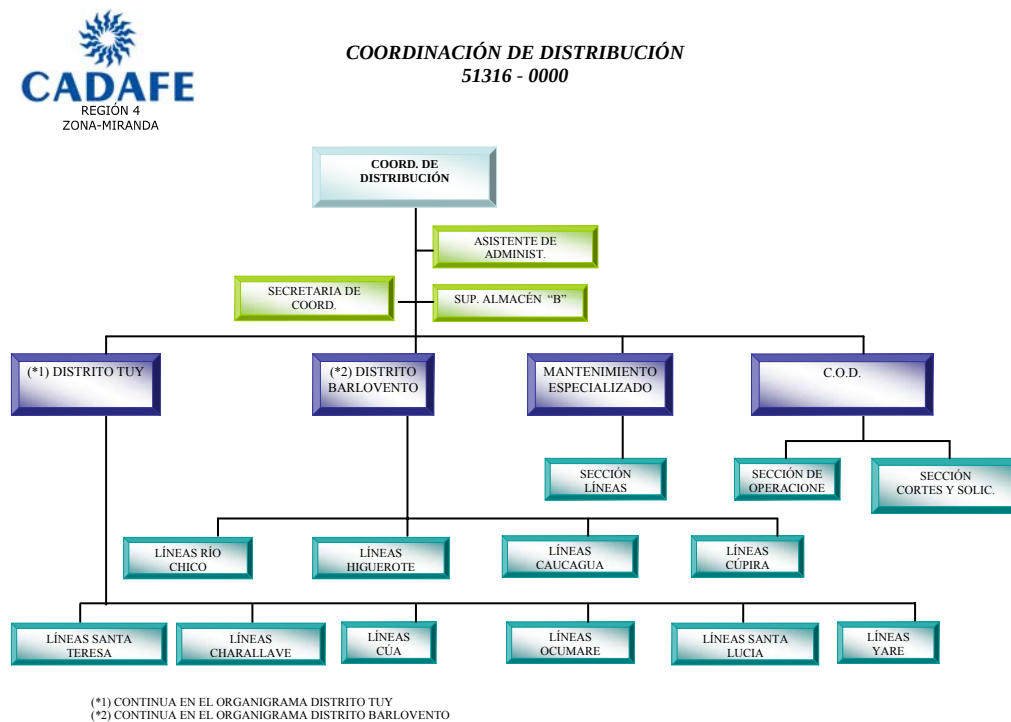


Fig. 1.1 Organigrama de distribución proporcionado por la Coordinación de Captación y Desarrollo.

La oficina asignada para el desarrollo del trabajo especial de grado se encuentra ubicada en el Centro de Operación de Distribución COD.

1.7. METODOLOGÍA

El presente proyecto está basado en una investigación de campo de tipo descriptivo y explicativo donde se realiza el levantamiento de las características de los circuitos eléctricos distribuidos en una extensa geografía; puesto que el investigador se ve obligado a indagar el ambiente donde se encuentran instalados los circuitos, además de apoyarse en una investigación documental entrando en la modalidad de proyecto factible, ya que el propósito del trabajo es presentar una propuesta viable, con una solución inmediata a un problema de una situación real.

Las actividades que implicaron el cumplimiento de los objetivos planteados, se muestran a continuación:

- Se realizó la revisión de documentos referentes al programa SID y conocimientos básicos de AUTOCAD.
- Levantamiento de la data e incidencias por COD de los circuitos bajo estudio.
- Diagnóstico de los circuitos bajo estudio.
- Actualización y digitalización de los circuitos bajo estudio en la herramienta computacional SID.
- Proyección de demanda de las subestaciones bajo estudio.
- Recopilación de información del sistema presente de los casos bajo estudio.
- Se realizaron los cálculos práctico y teórico de niveles de cortocircuito, flujo de carga, TTI, de los sistemas bajo estudio.
- Se realizó el estudio para el sistema propuesto.
- Estimación en la reducción del TTI.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1.- SISTEMA DE POTENCIA [17]

El sistema de potencia es el conjunto de instalaciones que comprenden la generación, transmisión, distribución, cargas y protección que tienen como objetivo establecer un enlace que permita el transporte de energía eléctrica desde la fuente de recursos energéticos hasta los consumidores. Como se muestra en la siguiente figura:

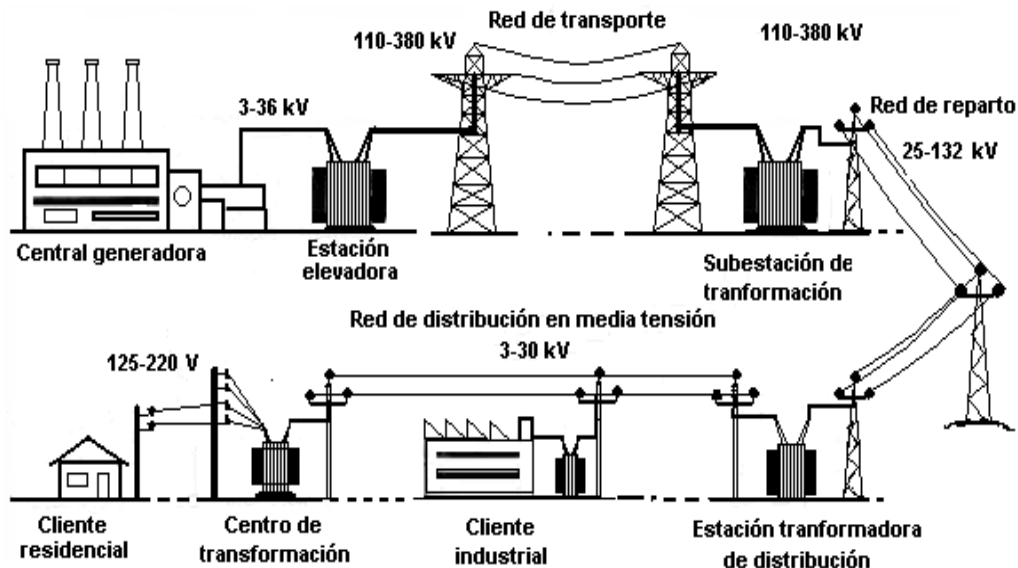


Fig. 2.1 Esquema básico de un sistema de potencia. [4]

2.2.- SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN [16]

Son aquellas instalaciones donde se ejecutan operaciones manuales y/o automáticas para distribuir energía eléctrica de manera continua y segura.

Se clasifican en:

- ✓ **Subestación Tipo Radial:** Es una Subestación con una sola llegada de Línea 115 ó 34,5 kV con transformadores reductores a las tensiones de 34,5, 13,8 y eventualmente 24 kV. En estas subestaciones el flujo de energía es en un solo sentido.

- ✓ **Subestación Tipo Nodal:** Es aquella subestación que, interconectada con otra, conforma un anillo en el sistema de transmisión y, en el cual, el flujo de energía puede ser en uno u otro sentido, dependiendo de las condiciones del sistema.

2.3.- SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN [16]

Es la parte del sistema de potencia formado por un conjunto de dispositivos desde 120 V hasta tensiones de 34,5 kV, que permite el transporte de energía eléctrica desde la barra de una subestación de distribución (donde termina la transmisión o subtransmisión), hasta el punto de consumo. Está constituido por una red primaria y una secundaria. La red primaria toma la energía de la barra de baja tensión de la subestación transformadora y la reparte a los primarios de los transformadores de distribución, en estas redes se establecen seccionadores de interconexión, maniobrados manualmente, para transferir secciones de línea (carga) en caso de emergencia o mantenimiento. La red secundaria de distribución está comprendida entre las salidas de baja tensión de los transformadores y las acometidas de los usuarios.

El sistema de distribución incluye todas las instalaciones hasta 34,5 kV, se origina en las salidas de una subestación de producción 115 / 34,5 y 13,8 kV y termina en el sistema de mediciones del cliente.

2.3.1. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN [16]

En función de su construcción éstos se pueden clasificar en:

Sistemas aéreos, subterráneos y mixtos.

En este proyecto sólo se trabajará con los sistemas aéreos los cuales se definen a continuación:

Sistemas aéreos: Se caracterizan por su sencillez y economía, razón por la cual su utilización esta muy generalizada. Se emplean principalmente para carga residencial, comercial e industrial. Están constituidos por transformadores de distribución, cuchillas, pararrayos, cortacorriente (fusibles), conductores, etc. los

cuales se instalan en postes o estructuras de distintos materiales, tal como se puede apreciar en la figura 2.1.

2.3.2.- CALIDAD DE SERVICIO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIOS DE CADAFE [2]

En los sistemas de distribución primarios la calidad de servicio viene expresada por los siguientes parámetros:

- Frecuencia de la red, para Venezuela 60 ciclos por segundos
- Continuidad del servicio eléctrico, ciento por ciento del tiempo.
- Máxima caída de tensión: operación normal 5% Urbano y 7% Rural, carga máxima del tramo 66%.
- Máxima caída de tensión: en contingencia 7% Urbano y 10% Rural, carga del tramo 100%.

2.3.3.- PARÁMETROS DE CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN [2]

Para evaluar la flexibilidad del sistema de distribución de 13,8 kV, deben considerarse los siguientes parámetros:

- **Factor de utilización de los conductores:** Ninguno de los conductores del troncal o de las ramificaciones de transferencia con otros circuitos, deberá cargarse a más de 2/3 de su capacidad nominal. Para que así permita absorber un tercio de la carga de otro circuito o permita alimentar a nuevas cargas que se incorporen.
- **Número de puntos de transferencia de los circuitos:** Para efectuar transferencias debe considerarse: La tensión no debe sobrepasar el 7 % en la caída de tensión de ningún circuito primario (13,8 kV) ni el 13 % en un circuito de (34,5 kV). No debe sobrepasar el 100% de su capacidad, la carga máxima de los conductores. Deben considerarse dos fallas en el alimentador para establecer el número de puntos de transferencia mínimo de cada circuito: Una ubicada a la salida del alimentador y la otra en el punto medio de la troncal.

- **Puntos de transferencia de la red:** Para lograr mayor rapidez en la ubicación de las fallas y reducir el número de consumidores sin servicio debido a las interrupciones, se toma en cuenta lo siguiente: Deben existir puntos de Seccionamiento en todas las derivaciones y debe existir un punto de Seccionamiento cada 2 km, en aquellos tramos con baja densidad de carga.

2.4.- TRANSFORMADORES DE MEDIDA [5]

Son dispositivos electromecánicos que tienen como función reducir a valores no peligrosos y normalizados, las diferentes magnitudes de corriente o tensión de una red eléctrica, para alimentar y aislar instrumentos de medición, protección y otros dispositivos conectados a la red de alta tensión. Los secundarios son diseñados para valores de corriente con rangos normalizados de 1-5 amper o tensiones de 24-240 volt. Ellos pueden ser utilizados para protección o medición.

Hay dos clases de transformadores de medida: Los transformadores de intensidad y los transformadores de potencial.

2.4.1.- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE [5]

Los transformadores de corriente se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control.

Los valores nominales de los transformadores de corriente se definen como relaciones de corriente primaria a corriente secundaria. Unas relaciones típicas de un transformador de corriente podrían ser 200/5, 400/5 ó 800/5. Los valores nominales de los transformadores de corriente son de 5 A y 1 A.

El primario de estos transformadores se conecta en serie con la carga, y la carga de este transformador está constituida solamente por la impedancia del circuito que se conecta a él.

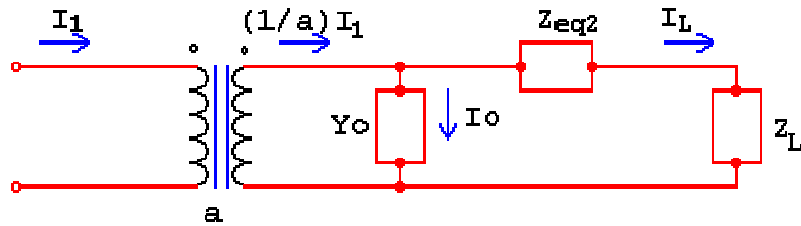


Fig. 2.2 Circuito equivalente de un transformador de corriente. [5]

Donde: Y_o : admitancia de excitación.

Z_L : Impedancia de carga.

Z_{eq2} : Impedancia equivalente referida al secundario.

La inducción normal máxima en el Fe es muy baja, para trabajar linealmente y producir pérdidas magnéticas despreciables (la corriente de excitación " I_o " es muy pequeña) son valores fasoriales.

2.4.2.- TRANSFORMADOR DE POTENCIAL [5]

Es un transformador devanado especialmente, con un primario de alta tensión y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de tensión del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados.

Además, puesto que el objetivo principal es el muestreo de tensión, éste deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de qué tan precisas deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial.

El enrollado primario de un transformador de potencial se conecta en paralelo con el circuito de potencia y en el secundario se conectan los instrumentos o aparatos de protección.

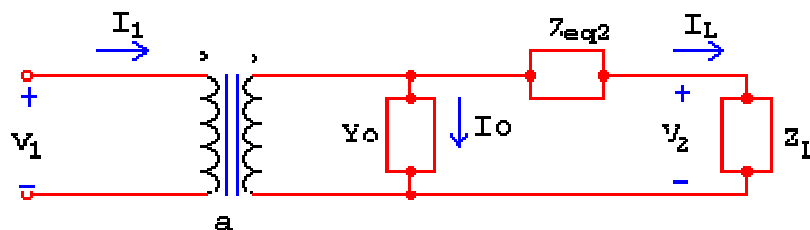


Fig. 2.3 Circuito equivalente de un transformador de potencial. [5]

Donde: Z_{eq2} = Impedancia equivalente, referida al secundario.

Z_L = Impedancia del instrumento (voltímetro, similar).

V_2 = Tensión secundaria que deberá ser fiel reflejo de la primaria.

$Y_0 > 0$

Siendo estos valores fasoriales.

2.5. FACTOR DE UTILIZACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES MEDIA TENSIÓN / BAJA TENSIÓN (MT/BT) [6]

El factor de utilización establece qué porcentaje de la capacidad del transformador está siendo utilizado durante el pico de carga, esto se puede expresar entonces de la siguiente manera:

$$FU = \frac{\text{Demanda Máx. del Circuito}}{\text{Demanda Instalada}}$$

Asumiendo que el factor de utilización medido a nivel del arranque del circuito de media tensión (MT) es representativo de los factores de utilización individuales de los centros de transformación, es deseable que el mismo esté en el rango de 0,5 a 0,7 en zonas urbanas.

El punto óptimo en cuanto a pérdidas en los transformadores es un factor de utilización cercano a 0,5.

Con factor de utilización menor a 0,5, las pérdidas en el hierro son mayores a las de Cu y el transformador está subutilizado.

Con factor de utilización mayor a 0,7, no se tiene margen para crecimientos futuros de carga.

2.6.- FUSIBLES [16]

Son dispositivos de protección de sobrecorriente con una parte que se funde y abre el circuito cuando es calentado por el paso de una corriente.

Se funden y autodestruyen al paso de una sobrecorriente.

Son una protección rápida, simple y económica a pesar de sus limitaciones. Existen dos tipos básicos de fusibles en sistemas de distribución; los cuales son: fusibles de filamento o lámina y los fusibles limitadores de corriente.

Fusibles de filamento o lámina: Las láminas fusibles para distribución están normalizadas y se ajustan a los diferentes tipos de cortacorrente que hay en el mercado.

2.7.- RECONECTADOR [16]

Es esencialmente un disyuntor con un sistema para detectar sobrecorrientes y medir corrientes, capaz de interrumpir y cerrar un circuito de corriente alterna con una secuencia de cierres y aperturas predeterminadas, hasta alcanzar un disparo definitivo en caso de fallas permanentes o mantenerse cerrado por fallas temporales, debiendo reponerse y estar en capacidad de cumplir nuevamente una secuencia operativa completa.

2.7.1.- CLASIFICACIÓN DE LOS RECONECTADORES [18]

- ✓ **Control Hidráulico**, utilizan el aceite como aislamiento eléctrico y en los mecanismos de conteo y secuencia y en las operaciones de temporización de apertura y reconexión.
- ✓ **Control Numérico o Digital (GVR y PMR-BRUSH)**, utilizan las señales digitales provenientes de un microprocesador como medio de accionamiento.

A continuación se describe uno de los reconectadores homologados por CADAFE:

Reconectador tipo GVR [7]: El reconectador tipo GVR ha sido diseñado para instalaciones tipo intemperie, como paquete autoalimentado e independiente. El GVR comprende dos partes principales:

- ✓ El Tanque que contiene al interruptor.
- ✓ El Gabinete o caja de Control con la conexión umbilical.

Tal como se muestra en la siguiente figura:

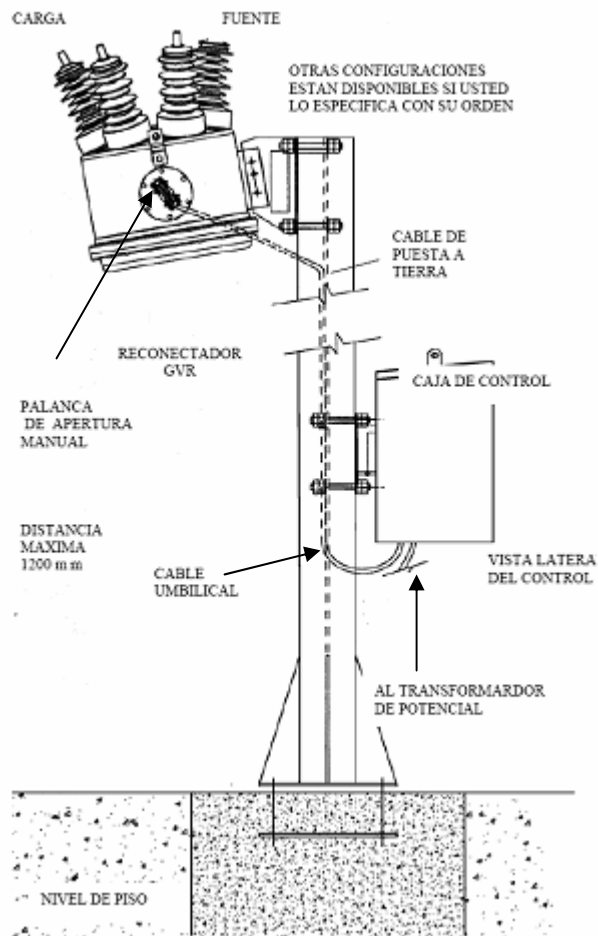


Fig. 2.4 Reconfigurador tipo GVR y gabinete de control. [7]

El reconfigurador GVR es operado a través del relé PANACEA Plus el cual es un dispositivo de control, medición y protección. Este relé es conectado a tres transformadores de corriente (TC) que posee internamente el reconfigurador con relación de transformación 400/1. En la siguiente figura se muestra la vista frontal del relé PANACEA Plus:



Fig. 2.5 Vista frontal del relé PANACEA Plus. [7]

La definición de los relés y sus características serán definidas en el punto 2.16

2.8. INTERRUPTORES [18]

Es un equipo de potencia diseñado para abrir o cerrar uno o más circuitos eléctricos, con la capacidad de soportar la corriente de servicio en condiciones normales o la de cortocircuito en caso de fallas en la red. La tensión nominal es a la que el interruptor puede ser sometido bajo condiciones normales de operación. En la mayoría de los casos, esta tensión se encuentra ligeramente por debajo de la tensión de diseño.

2.8.1. CLASIFICACIÓN DE LOS INTERRUPTORES [18]

Según el medio de extinción, existen siete (7) tipos:

- ✓ Aceite.
- ✓ Gran volumen.
- ✓ Pequeño volumen.
- ✓ Hexafluoruro de azufre (SF₆).
- ✓ Aire comprimido.
- ✓ Vacío.

- ✓ Soplado magnético.

A continuación se describe uno de los interruptores homologados por CADAFE:

Interruptor HORIZON [8]: El interruptor HORIZON comprende un tanque de aluminio sellado incorporando los tres interruptores de fase y el módulo del actuador. El tanque es llenado con gas Hexafluoruro de Azufre SF₆, a una presión positiva con relación a la presión atmosférica. El gabinete de control esta montado bajo el tanque del interruptor. Tal como se muestra en la siguiente figura:

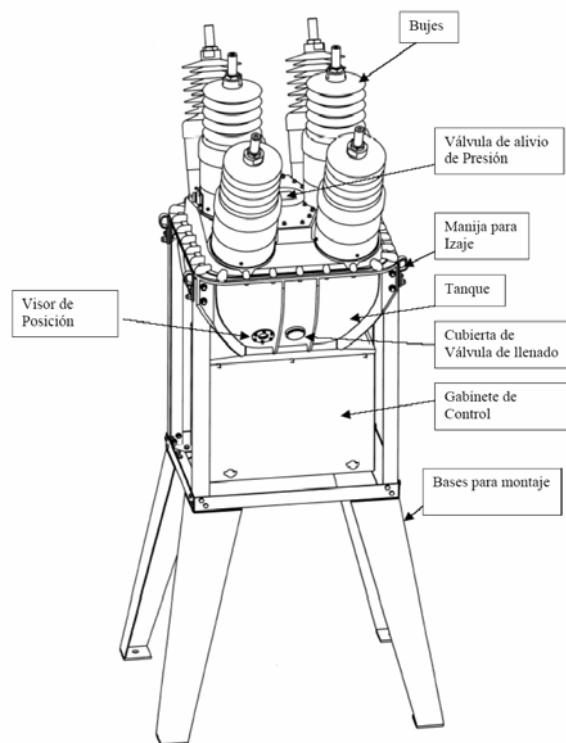


Fig. 2.6 Vista Isométrica del interruptor HORIZON. [8]

Internamente el interruptor HORIZON posee un relé VISIONr, este relé posee una relación de transformación 500/1, y el cual es utilizado para control, medición y protección, en la siguiente figura se muestra una vista frontal del relé VISIONr:



Fig. 2.7 Vista frontal del relé VISIONr. [9]

2.9. SISTEMAS DE PROTECCIÓN [12]

Los sistemas de potencia están dotados con dispositivos que permiten reconocer, localizar e iniciar el proceso de remoción o despeje de una falla u otra condición anormal, a fin de evitar los graves daños que se les pueden ocasionar a los equipos que integran el sistema de potencia. Este conjunto de dispositivos conforman el sistema de protección de la red, garantizando la confiabilidad y seguridad de la misma.

2.9.1. FUNCIONES ESPECÍFICAS DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN [12]

Para despejar cualquier falla se realizan funciones específicas que identifican a los equipos necesarios y suficientes para reconocer, localizar y procesar el despeje de una falla u otra condición anormal de operación.

Las funciones son: reductora, detectora, interruptora y restablecedora y las funciones especiales.

- **Función reductora:** Es aquella función que de una u otra forma va a reducir a valores reales pero leíbles, los parámetros eléctricos, se realiza por medio de los transformadores de medidas (potencial y corriente).
- **Función detectora:** Son los valores reducidos proporcionados por los transformadores de corriente y tensión. Se aplica a los elementos detectores o relés que deciden cuando se debe accionar el correspondiente dispositivo.
- **Función interruptora y restablecedora:** Constituye los elementos que se encargan de interrumpir el paso de corriente cuando ocurre una falla y de reestablecer el paso de la misma una vez despejada la falla, entre los elementos más conocidos están los interruptores de potencia, reconectores y seccionalizadores.
- **Función auxiliar:** Es la que mantendrá alimentado los relés al ocurrir la falla. Están representadas por fuentes de poder independientes, baterías, etc.

2.9.2. CARACTERÍSTICAS FUNCIONALES ESPECIALES QUE DEBE POSEER LA PROTECCIÓN [16]

Un sistema de protección óptimo es aquel que tiene mayor grado de: confiabilidad, selectividad, seguridad, sensibilidad y alta velocidad de respuesta.

- **Confiabilidad:** El sistema de protección debe operar para fallas dentro de su zona.
- **Selectividad:** Es el atributo que posee un sistema de protecciones para despejar la falla dentro de la zona de protección, aislando y eliminando la falla solamente en dicha zona.
- **Seguridad:** Es la cualidad que tiene el sistema de protección de no operar para fallas fuera de la zona de protección
- **Sensibilidad:** El sistema de protección deberá ser capaz de detectar pequeños valores o variaciones de la magnitud actuante que afecten el sistema.
- **Velocidad o rapidez:** Es el atributo que tiene el sistema de protección para minimizar el daño al equipo fallado, evitando el deterioro de otros equipos y favorecer la recuperación dinámica del sistema de potencia.

2.9.3. ZONAS DE PROTECCIÓN [12]

Son áreas físicas dentro del sistema eléctrico limitadas por elementos que realizan la función interruptora. Una buena zonificación debe tomar en cuenta que ningún punto del sistema eléctrico quede desprotegido; cualquier cortocircuito dentro de la zona, incluido el borde, debe ser visto por los elementos detectores apropiadamente; todo tipo de cortocircuito exterior a una zona no debe ser visto por sus elementos detectores.

Al ocurrir una falla, en cualquiera de las áreas de protección, el sistema de protección debe dar orden de disparo a todos los interruptores pertenecientes al área donde ocurrió la falla, logrando eliminar todas las alimentaciones a la falla.

2.9.4. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES [12]

De acuerdo a su alcance los sistemas de protección se clasifican de la siguiente forma:

2.9.4.1. Sistema de Protección de Alcance Definido: Son aquellos que poseen un alcance determinado pero no establecen comparación de cantidades si no que operan tomando información de un terminal y a través de esta información pueden de forma aproximada ubicar el sitio de la falla y operar, ejemplo: el relé de impedancia.

2.9.4.2. Sistema de Protección de Alcance Indefinido: Son aquellos que generalmente tienen un solo valor de comparación (sobrecorriente, tensión, etc.), por lo cual no tienen la capacidad de discriminar el punto de la red donde ocurre la falla. Este tipo de protecciones para operar selectivamente requiere de una gran precisión y coordinación del tiempo de operación.

2.9.4.3. Sistema de Protección Zonificados: Son aquellos que tienen una sola zona o parte de una zona de protección y mediante comparación de cantidades determina si la falla está dentro de su zona o fuera de ella, ejemplo: protección diferencial o protección de hilo piloto. Estas protecciones son muy selectivas.

2.10. CRITERIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CADAFE. [3]

Reconexiones salidas circuitos 34,5 y 13,8 kV

Se habilitarán dos (2) reconexiones la primera a 1 s y la segunda a 55 s

Determinación de zona de coordinación circuitos 34,5 y 13,8 kV

Se realizarán dos (2) coordinogramas de protecciones: uno por falla tierra y el otro por fase.

Se deberá definir la zona de coordinación estando limitada esta por los valores mínimos y máximos de cortocircuitos.

Para coordinación de tierra:

$I_{CC1\phi mín}$ = Cortocircuito con resistencia de contacto de 40 Ω , mínima del sistema

$I_{CC1\phi máx}$ = Cortocircuito en barras máxima del sistema.

Para coordinación de fase:

$I_{CC3\phi mín}$ = Cortocircuito con resistencia de contacto de 0 Ω , mínima del sistema

$I_{CC3\phi máx}$ = Cortocircuito en barras, máxima del sistema.

Ajustes de Falla Tierra circuitos 13,8 kV cabecera.

$I_{n>}$: Corriente de arranque

Se deberá calcular el mínimo cortocircuito a tierra del sistema asumiendo una resistencia de contacto de 40 Ω . El arranque de sobrecorriente del relé de tierra deberá ajustarse para este valor. El dial elegido deberá mantener una separación de 300 ms con la curva de máximo despeje de los fusibles aguas abajo.

No deberá ser mayor a 160 A en subestaciones 115/13,8 kV

No deberá ser mayor a 100 A en subestaciones 34,5/13,8 kV

$I_{n>>}$: Corriente Instantánea

Se ajustará al 80% de la falla a tierra (resistencia de contacto =0) en el primer tramo. En caso de que el relé no permita el ajuste propuesto se bloquea el instantáneo.

Ajustes de Fase circuitos 13,8 kV cabecera.

I>: Será el menor valor de los tres posibles:

(I nominal del transformador de corriente)x 1,2

I nominal del Conductor de la salida x 1,2

I> del General de 13,8 kV

El dial elegido deberá mantener una separación de 300 ms con la curva de máximo despeje de los fusibles aguas abajo.

I>>: Se ajustará al 80% de la falla 3F en el primer tramo. En caso de que el relé no permita el ajuste propuesto se bloquea el instantáneo.

FUSIBLES EN LA LÍNEA: Con el fin de simplificar la operación y la gestión de los fusibles se usarán fusibles de 80A y 40A para las redes asociadas a subestaciones de 115/13,8 kV, para la protección de ramales. Estos fusibles coordinan en serie hasta 2200 A

Para el caso de las redes asociadas a subestaciones 34,5/13,8 kV se usarán 40A y 20A, coordinando en serie hasta 1100 A

Para los circuitos con distribución en 34,5 kV se podrá usar la secuencia 80A, 40A y 20A coordinando el primer escalón a 2200 A y el segundo a 1100 A

RECONECTADORES DE LÍNEA: En la primera etapa de implementación del PCP y hasta que el número de reconexiones y/o aperturas en el circuito no tengan un nivel adecuado (5 por mes). No se implementará la curva rápida (salva fusibles) en la primera reconexión. Por lo tanto este equipo hará reconexiones con curva lenta en la cantidad y los tiempos definidos anteriormente.

En aquellos circuitos que no sean urbanos y que tengan un buen comportamiento se podrá implementar la curva rápida realizando un seguimiento del comportamiento del cambio realizado.

PROTECCIÓN ALTO DE FASE: En los equipos dotados con relés microprocesador que posean esta función se habilitará la misma para

cortocircuitos fase a tierra (FT) y trifásicos (3F) en los valores calculados para el 10% del primer tramo con resistencia de contacto 0Ω .

Protección Sensible de Tierra en circuitos 13,8 kV.

Se deberá ajustar al 16% del transformador de corriente (TC) a 180 ms

Ajustes de Falla Tierra circuitos 34,5 kV alimentando una S/E 34,5/13,8 kV

In>: Se deberá calcular el mínimo cortocircuito a tierra del sistema asumiendo una resistencia de contacto de $40\ \Omega$. El arranque del sobrecorriente del relé de tierra deberá ajustarse para este valor.

No deberá ser mayor a 160 A.

In>>: Se ajustará al valor de cortocircuito FT en el 100% de la longitud de la línea + $\frac{1}{2}$ de la impedancia de cortocircuito del transformador (Z_{cc} del trafo), en caso que el relé no permita esta regulación se bloqueará el instantáneo.

Ajustes de Fase circuitos 34,5 kV alimentando una S/E 34,5/13,8 kV

In>: Será el menor valor de los tres posibles:

I nominal de TC x 1,2

I nominal del Conductor de la salida x 1,2

In> del General de 34,5 KV

In>>: Se ajustará al valor de cortocircuito 3F en el 100% de la long. De la línea + $\frac{1}{2}$ de la impedancia de cortocircuito del transformador (Z_{cc} del trafo), en caso que el relé no permita esta regulación se bloqueará el instantáneo.

Ajustes de Falla Tierra circuitos 34,5 kV alimentando varias S/E 34,5/13,8 kV

In>: Se deberá calcular el mínimo cortocircuito a tierra del sistema asumiendo una resistencia de contacto de $40\ \Omega$. El arranque de sobrecorriente del relé de tierra deberá ajustarse para este valor.

No deberá ser mayor a 160 A.

In>>: Se ajustará al 80% de la falla FT (resistencia de contacto =0) en el primer tramo. En caso de que el relé no permita el ajuste propuesto se bloqueará el instantáneo.

Ajustes de Fase circuitos 34,5 kV expreso alimentando varias S/E 34,5/13,8 kV

In>: Será el menor valor de los tres posibles:

I nominal de TC x 1,2

I nominal del Conductor de la salida x 1,2

In> del General de 34,5 kV

In>>: Se ajustará al cortocircuito 3F en el 80% del primer tramo, en caso que el relé no permita esta regulación se bloqueará el instantáneo.

Ajuste de Fase General de Transformador 13,8 kV en S/E 115/13,8 kV

In>: Será el menor valor de los dos posibles:

I nominal del TC x 1,2 (Protección de temperatura de Aceite en el transformador)

I nominal de Transformador de Potencia x 1,2 (si el transformador dispone de termómetro como protección de temperatura)

I nominal de Transformador de Potencia x 1,5 (si el transformador dispone como protección de temperatura de relé de Imagen Térmica)

In>>: Se deberá ajustar al valor de cortocircuito 3F en barras de 13,8 kV en caso de no ser posible se bloqueará.

Ajuste de Tierra General de Transformador 13,8 kV en S/E 115/13,8 kV

In>: Se deberá ajustar al cortocircuito FT en barras con resistencia 40 Ω .

No deberá ser mayor a 200 A

In>>: Se ajustara al cortocircuito FT en barras de 13,8 kV (resistencia de contacto =0) en caso de no ser posible se bloqueará.

Ajuste de Fase General de Transformador 115 kV en S/E 115/13,8 kV y S/E 115/34,5 kV

In>: Será el menor valor de los dos posibles:

I nominal del TC x 1,2 (Protección de temperatura de Aceite en trafo).

I nominal de Transformador de Potencia x 1,2 (si el transformador dispone de termómetro como protección de temperatura)

I nominal de Transformador de Potencia x 1,5 (si el transformador dispone como protección de temperatura de relé de Imagen Térmica).

In>>: Se deberá ajustar al valor de cortocircuito 3F en barras de 13,8 kV o 34,5 kV si hay coordinación con la protección inferior, en caso de que no lo permita se bloqueará.

Ajuste de Fase General de Transformador 34,5 kV en S/E 115/34,5 kV

In>: Será el menor valor de los dos posibles:

I nominal del TC x 1,2 (Protección de temperatura de Aceite en trafo)

I nominal de Transformador de Potencia x 1,2 (si el transformador dispone termómetro como protección de temperatura)

I nominal de Transformador de Potencia x 1,5 (si el transformador dispone como protección de temperatura de relé de Imagen Térmica)

In>>: Se ajustará al cortocircuito FT en barras de 34,5 kV (resistencia de contacto =0) en caso de no ser posible se bloqueará.

COORDINACIÓN ENTRE CURVAS:

Todas las curvas deberán guardar una distancia de 300 ms entre ellas.

CURVA DE DAÑO:

Si no se tienen los datos del fabricante del transformador se tomará $(12 \times I_n)^2 = 1 \text{ seg}$ como la curva de daño. La distancia de esta a la primera curva deberá guardar una distancia mínima de 600 ms en la zona de coordinación.

2.11. FALLA

Perturbación que se produce en los parámetros eléctricos de un sistema de potencia que trae como consecuencia un cambio brusco en la impedancia de la red, ya sea por causas de los elementos que conforman el propio sistema, por errores de operación o por agentes externos ajenos a la misma. Una falla sobre un sistema de potencia es una condición transitoria y su efecto será eliminado seccionando la misma.

- ✓ En condiciones normales de operación o de régimen permanente el sistema es simétrico y opera en condiciones balanceadas ($V_a = V_b = V_c$, Ángulos entre fases = 120°).
- ✓ Después de ocurrida la falla el sistema es asimétrico (excepto para fallas trifásicas o simétricas) y opera en condiciones desbalanceadas ($V_a \neq V_b \neq V_c$, Ángulos entre fases $\neq 120^\circ$).

2.11.1. CAUSAS QUE ORIGINAN UNA FALLA

Entre las causas más comunes que originan una falla en un sistema de potencia tenemos:

- ✓ Programadas.
- ✓ Sobrecarga.
- ✓ Fallas propias de los equipos.
- ✓ Errores humanos.
- ✓ Vegetación.
- ✓ Fallas Atmosféricas.

2.11.2 CLASIFICACIÓN DE FALLAS DE DISTRIBUCIÓN

El Centro de Operación y Distribución (COD), es el ente encargado de clasificar Las fallas de distribución, las cuales se muestran a continuación:

Tabla 2.1 Clasificación de fallas por el COD.

Grupo	Sub-Grupo
Programada	Trabajos por Distritos
	Trabajos autorizados por desarrollo
	Trabajos por mantenimiento especializado
	Trabajos por transmisión
	Trabajos por operaciones
	Trabajos por medición
	Trabajos por otra distribuidora de energía
Vegetación	Rama sobre línea
	Árbol
	Enredaderas
Atmosféricas	Lluvias
	Rayos
	Viento
Componentes Dañados	Aislador
	Pararrayo, Cortacorriente, Seccionador
	Cruceta
	Línea rota
	Líneas ligadas
	Copa terminal
	Cable de potencia
	Línea fuera del aislador
	Puente abierto
	Elementos de redes subterráneas
	Retenidas
Instantáneas	Instantáneas
Accidentales	Incendio forestal
	Poste chocado
	Papagayos
	Falla de otra distribuidora de energía
	Hurto de material
	Mala maniobra
	Animal en líneas
Ajustes Incorrectos	Fusible inadecuado
	Reconectores, Relés
Sobre Carga	Incremento de carga por transferencia
	Incremento de carga por saturación del sistema
	Racionamiento
Medidas de seguridad	Condición insegura
Falta de Mantenimiento	Filtración de agua
	Fortuita
Falla en Línea	Disparo en línea 115 kV, 230 kV, 400 kV
	Trabajos por emergencia
Falla en Equipos	Reconectores, Seccionalizador, Banco de Reguladores
	Transformador de potencia, Interruptor de Potencia
	Equipos de Medición, Falla de Relés
	Transformadores de distribución
Apertura por Emergencia	Diferencia de Impedancia, Corrección de componentes
	Indisponibilidad de Herramientas

2.12. TIPOS DE FALLAS ELÉCTRICAS SOBRE UN SISTEMA TRIFÁSICO DE DISTRIBUCIÓN [18]

- ✓ Trifásicas y Trifásicas a Tierra con una incidencia del 20% (falla sobre las tres líneas).
- ✓ Bifásicas con una incidencia del 20% (fallas de línea a línea).
- ✓ Bifásicas a Tierra con una incidencia del 5% (falla línea a línea – tierra).
- ✓ Monofásica a Tierra con una incidencia del 55% (falla línea a tierra).

2.13. ELEMENTOS DETECTORES DE FALLA [18]

Cuando se originan fallas en un sistema de potencia, en éste se producen alteraciones tales como: sobretensiones, cambio de frecuencia, temperatura, etc.

Sobre la base de estos parámetros se diseñan dispositivos que pueden reconocer la ocurrencia de estas anomalías, estos dispositivos son conocidos comúnmente como relés.

Los relés pueden ser:

- ✓ Estáticos: Operan basados en la lógica digital.
- ✓ Electromecánicos: Basan su funcionamiento en materiales electromagnéticos y partes móviles.

2.14. FUNDAMENTOS DE LOS RELÉS [18]

Un relé es un dispositivo que cuando se activa con una cantidad de energía apropiada, indica una condición anormal del sistema, y a su vez, hace que se activen otros contactos (de disparo) asociados a los disyuntores, para de esta forma aislar la parte fallada del sistema.

2.14.1. FUNCIÓN DETECTORA DE LOS RELÉS [18]

La función detectora es básicamente una función de la comparación de un valor eléctrico del sistema con respecto a una señal o valor de referencia.

Esta comparación se puede hacer de la siguiente manera:

- ✓ Comparando la magnitud (Comparadores de Magnitud).
- ✓ Comparando la fase (Comparadores de Fase).

Mediante estas comparaciones se detectan fallas, tales como: cortocircuitos y condiciones anormales (sobrecarga, sobretensiones, etc.).

Las cantidades o magnitudes que se usan y que pueden ser medidas para detectar fallas o anomalías se clasifican en: Cantidades Simples y Cantidades Compuestas, las cuales se describen a continuación.

➤ **Cantidades Simples:**

- ✓ Amper.
- ✓ Volt.
- ✓ Frecuencia.
- ✓ Temperatura.

➤ **Cantidades Compuestas:**

- ✓ Potencia.
- ✓ Impedancia.
- ✓ Dirección de Corriente o Ángulo de Corriente de Falla.

• **Amper:**

- ✓ **Ventajas:** Cuando se produce un cortocircuito en la mayoría de los casos la corriente de cortocircuito aumenta por encima de la corriente normal de la carga, si los amperios se utilizan de esta manera pueden proporcionar una discriminación bastante segura si se trata de una falla o una condición anormal.
- ✓ **Desventaja:** Midiendo solamente los amperios en un punto del sistema, tenemos que el alcance de esta protección es indefinido en la zona de protección, por lo cual los amperios no son selectivos. Es decir, cuando la corriente es bidireccional la coordinación por amperios y tiempo es casi imposible, por lo cual, sólo se usa detección por amperios y tiempo en sistemas donde la corriente de falla es unidireccional (sistemas o cargas radiales).

- **Tensión:** Generalmente cuando ocurre un cortocircuito el valor de tensión baja pero este decremento no permite discriminar el sitio donde ocurre la falla,

es por ello que la tensión por si sola no es un buen parámetro para detectar cortocircuitos, debido a su alcance indefinido y a su no-selectividad ya que todas las tensiones del sistema varían. Por lo tanto, dicho parámetro se usa básicamente para detectar condiciones anormales de alza y baja de tensión, ya que en condiciones normales de operación la tensión se encuentra dentro de cierto rango.

- **Frecuencia:** La frecuencia es la misma cuando se produce un cortocircuito, en la mayoría de los casos, ya que ella no puede variar instantáneamente debido a la inercia del sistema, y para que la frecuencia varíe es necesario que el rotor de los generadores se acelere o desacelere y a mayor inercia menores variaciones o más inercialidad a las variaciones de frecuencia. El parámetro frecuencia es utilizado en los sistemas para desconectar automáticamente carga, cuando la carga mecánica es superada por la demanda del sistema.
- **Temperatura:** Generalmente todas las condiciones anormales de un elemento en un sistema de potencia están relacionados con la temperatura (aumentos soportables), pero como en estos elementos, debido al aislamiento, no se puede medir directamente sobre los conductores, se tiene que realizar lo que se conoce como imagen térmica, para detectar una buena medida de estas temperaturas sobre la base de un modelo creado que permite formarse una idea del comportamiento del elemento, ya que el modelo sigue la curva de calentamiento del elemento en cuestión.
- **Potencia:** Este parámetro es indeseable para detectar cortocircuitos, debido a que la potencia activa disminuye y la potencia reactiva aumenta y puede fluir en cualquier sentido, lo cual hace difícil la detección de la zona de cortocircuito, ya que la potencia reactiva varía tanto en condiciones normales como en condiciones anormales de operación, sin embargo, existen relés de potencia activa, que se utilizan para proteger a los generadores para que no operen en forma de motor (cuando falla el sistema motriz del generador), también se utiliza este tipo de relé para bote carga en la industria o para aislar áreas de un sistema.
- **Impedancia:** Es un parámetro de alcance definido y sus características no se modifican con la falla ya que son independientes de las fuentes. Además, la

impedancia es un parámetro del sistema de potencia que no varía sea cual sea la condición de carga o de falla, a menos que la frecuencia del sistema varíe sustancialmente.

2.14.2. CLASIFICACIÓN DE LOS RELÉS [18]

Se pueden clasificar de acuerdo a:

- ✓ Características del tiempo de operación.
- ✓ Parámetros utilizados para detectar fallas.
- ✓ Esquema operacional utilizado.

2.14.3. CARACTERÍSTICAS DEL TIEMPO DE OPERACIÓN [18]

Se pueden clasificar en:

- **Relés Instantáneos:** Son aquellos donde no existen retardo de tiempo introducido que desaceleren la acción del mismo.
- **Relés de Tiempo Inverso:** Son aquellos que operan en mayor o menor tiempo dependiendo de la magnitud de la falla y existen los siguientes tipos:
 - ✓ Normalmente Inversos.
 - ✓ Muy Inversos.
 - ✓ Extremadamente Inversos.
- **Relés de Tiempo Definido:** Son aquellos que presentan un retardo de tiempo determinado, el cual se le introduce a fin de que la acción del relé se ejecute en un tiempo preestablecido una vez que la condición de la falla haya sido detectada por el mismo, básicamente consiste en un relé instantáneo que alimenta a un relé de tiempo y este a su vez dispara al disyuntor.

En la siguiente figura se pueden apreciar las curvas características del tiempo de los relés:

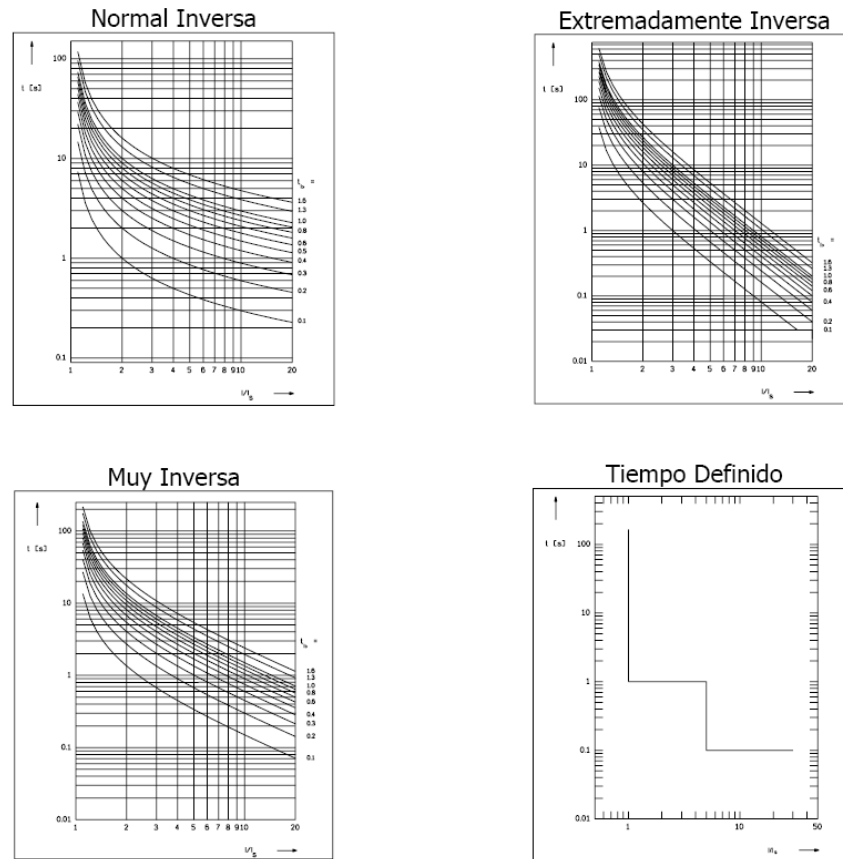


Fig. 2.8 características de tiempo de los relés [7]

2.14.4. PARÁMETROS UTILIZADOS PARA DETECTAR FALLAS Y ESQUEMAS OPERACIONAL [12]

Se pueden mencionar los siguientes tipos de relé:

- **Relé de Sobrecorriente:** Operan sobre la base de la corriente que se registra durante una condición de falla en la cual generalmente ocurre un aumento de corriente.
- **Relés de Sobre Tensión y/o Baja tensión:** Operan sobre la base del parámetro tensión para detectar condiciones anormales en la red.
- **Relé de Frecuencia:** Son aquellos que pueden detectar desviaciones de frecuencia de acuerdo a un valor preestablecido.

- **Relé de Potencia:** Son aquellos que se basan en la dirección en que fluye la potencia activa o reactiva de algún elemento de la red para indicar una posible anomalía en el mismo y activar mecanismos que puedan ponerlos fuera de servicio.

Entre otros, para este trabajo sólo se coordinará con relé de sobrecorriente.

2.14.5. NÚMERO DE CODIFICACIÓN DE LOS RELÉS [18]

A continuación se muestra un cuadro característico con las codificaciones mas esenciales de los relés:

Tabla 2.2 Codificación de los relés.

Código	Nombre
50	Relé de Sobrecorriente Instantáneo.
51	Relé de Sobrecorriente.
52	Interruptor de Potencia. 52a y 52b: Contactos Auxiliares del Interruptor. 52C: Bobina de Cierre. 52T: Bobina de Disparo.
62	Relé Temporizado.
79	Relé de Reenganche.
87	Relé Diferencial.
87L	Relé Diferencial de Hilo Piloto.
87T	Relé Diferencial del Transformador.

2.15. UNIDADES CONSTRUCTIVAS PARA REPARACIÓN DE REDES AÉREAS DE MEDIA TENSIÓN (13,8 Y 34,5 kV) SEGÚN CRITERIO CADAFE. [10]

Al realizar el diagnóstico poste a poste del circuito en la etapa de levantamiento, además del plano topológico debe estar asociada la planilla de unidades constructivas (UUCC).

Las unidades constructivas (UUCC) son una agrupación de materiales y tareas asociadas para el montaje completo correspondiente a una determinada actividad.

Las UUCC se consideran como la unidad mínima de montaje que posibilitará la ejecución de los trabajos de una forma sencilla, completa, ordenada y normalizada. Un trabajo puede consistir en la ejecución de una UUCC o de un

conjunto de ellas, las cuales abarcan tareas de reparación. No están incluidas actividades de pica y poda.

En el anexo 1 se muestra la Planilla UUCC para el levantamiento de los circuitos bajo estudio.

2.15.1. IDENTIFICACIÓN Y COMPOSICIÓN DE LAS UUCC

➤ **Código:** es un número de 5 cifras que identifica una UUCC. El código está conformado de la siguiente forma:

XX: grupo de UUCC (en este caso identifica a tareas de Mantenimiento correctivo y preventivo sin tensión de líneas aéreas de media tensión y centros de transformación aéreos).

YYY: ordinal correspondiente.

➤ **Unidad de medida** (si corresponde se indica en base al Sistema Internacional)

➤ **Descripción:** texto resumen breve sobre el alcance de la tarea asociada.

➤ **Precio:** se desglosa en precio de Material y precio de Montaje El precio de montaje incluye la mano de obra para la colocación, y el acopio de todos los materiales, herramientas y equipos de seguridad necesarios para el trabajo.

➤ **Incluye:** Es un listado completo de las actividades comprendidas en la realización del trabajo descrito en la UUCC. Todo aquello que no sea detallado en forma explícita en este punto, se entiende que no está incluido en la ejecución de la UUCC.

Se destaca que en todas las UUCC, se debe cumplir con todos los procedimientos de seguridad y realizar las coordinaciones correspondientes con las distintas dependencias internas y externas a la empresa a los efectos de la realización de los trabajos. En cuanto a la calidad de los materiales, los mismos deberán cumplir lo establecido en las Especificaciones Técnicas y Normas de CADAFE, así como la normativa CONVENIN de aplicación.

En particular, para los herrajes y accesorios de acero, en cuanto a la calidad del galvanizado, además de lo especificado se deberá cumplir con las Normas COVENIN 565-80 y 1017-80.

2.15.2. LISTADO DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS (UCC) [10]

A continuación se muestran las características de las (UCC):

Tabla 2.3 Listado de Unidades Constructivas CADAFE

	UCC	DESCRIPCION
LINEAS AEREAS DE MEDIA TENSION (13,8kV y 34,5kV)	MM001	SUSTITUCIÓN HASTA 3 CADENAS AISL. EN TERMINAL EN UN POSTE M.T. INCLUYE RETENSAR
	MM002	SUSTITUCIÓN HASTA 6 CADENAS AISL. DE AMARRE INTERMEDIO O EN ANGULO EN UN POSTE M.T. INCLUYE RETENSAR (SOLO EN EL CASO QUE SUSTITUYAN MAS DE TRES CADENAS)
	MM003	SUSTITUCIÓN HASTA 3 AISLADORES DE ESPIGA MISMO POSTE M.T.
	MM004	SUSTITUCIÓN HASTA 6 AISLADORES DE ESPIGA MISMO POSTE M.T. (SOLO EN EL CASO QUE SE SUSTITUYAN MAS DE TRES AISLADORES)
	MM005	ADECUACION DE POSTE EN ALINEACION PARA SECCIONAMIENTO EN LINEA MT
	MM006	SUSTITUCIÓN HASTA 3 SECCIONADORES UNIP. EN
	MM007	SUSTITUCIÓN HASTA 3 CORTACORRIENTE EN CRUCETA.
	MM008	REPARACION MENOR DE UNA FASE CONDUCTOR M.T.
	MM009	SUSTITUCIÓN DE CRUCETA EN AMARRE M.T.
	MM010	SUSTITUCIÓN DE CRUCETA EN ALINEACION
	MM011	SUSTITUCIÓN DE HASTA 3 PUENTES M.T. EN UN MISMO
	MM012	SUSTITUCIÓN DE CONDUCTORES HASTA TRES FASES, UN VANO HASTA 300 METROS
	MM013	AGREGAR SOPORTE CON AISLADOR PARA PUENTE M.T.
	MM014	RETENSADO DE CONDUCTORES HASTA TRES FASES, UN
	MM015	SUSTITUCIÓN DE CONEXIÓN EXISTENTE POR CONECTOR ELASTICO DE CUÑA
	MM016	ADECUACION DE RETENIDA EN POSTE DE MT
	MM017	SUSTITUCIÓN DE HASTA 3 PARARRAYOS Y/O 3 CORTACORRIENTES EN CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.
	MM018	SUSTITUCIÓN DE HASTA 3 PARARRAYOS EN LINEA M.T.
	MM019	HORA DE CUADRILLA DE MANTENIMIENTO

2.15.3 TAREAS INCLUIDAS

Las Unidades Constructivas incluidas en este grupo incluyen como regla general todas las tareas necesarias para dejar la instalación en funcionamiento sin el pago de ningún otro concepto adicional que los que se mencionan explícitamente.

Cualquier daño ocasionado a terceros por la realización de los trabajos incluidos en este grupo deberá ser resuelto por el contratista sin generar derecho a pagos adicionales.

Todas las unidades de sustitución que figuran en este grupo se aplican también en el caso de cualquier instalación, sustituya o no un elemento existente. Asimismo, las unidades de sustitución se aplican al caso en que sea necesario solamente el desmontaje de un equipamiento.

2.16. SISTEMA INTEGRADO DE DISTRIBUCIÓN (SID) [11]

El Sistema Integrado de Distribución (SID), es un sistema computacional para realizar cálculos y análisis de redes de energía eléctrica de distribución, su planificación y proyectos de ingeniería de detalle en forma automática. También sirve como apoyo a la ejecución de obras y oficinas de comercialización, y es una herramienta útil y versátil para la formación de la planoteca técnica.

En el anexo 2 se presenta en detalle las características generales de este software y sus funciones principales a utilizar en el presente trabajo especial de grado.

2.17. CÁLCULO DE LA RED PRIMARIA [12]

El cálculo de la red es simple, el flujo de carga se puede desarrollar suponiendo pérdidas nulas, la carga que pasa por un ramal cualquiera es la suma de todas las cargas comprendidas entre ese ramal y sus derivaciones. Así puede determinarse la corriente en el ramal y verificarse que el conductor instalado soporte esa corriente (desde el punto de vista térmico). Otra verificación de interés es determinar la caída de tensión en el ramal (conociéndose sus parámetros resistencia, reactancia y longitud). Determinadas las caídas en varios ramales o tramos, la caída de tensión total en un punto se obtiene sumando las caídas de todas las secciones desde el punto de interés hasta el punto de alimentación.

Estos cálculos son desarrollados en el capítulo 4.

2.18. CAÍDAS DE TENSION Y PÉRDIDAS [12]

El análisis de la red primaria que se realiza en este trabajo especial de grado implica una serie de cálculos, como fue mencionado en el punto 2.17 asociados a fenómenos intrínsecos de la red que pueden llegar a afectar la calidad de servicio eléctrico, los cuales se describen a continuación:

2.18.1. CAÍDA DE TENSION [12]

El conductor puede ser considerado como un elemento de parámetros concentrados de cierta resistencia y cierta reactancia, y cuando conduce cierta corriente, la variación de tensión que por su causa se produce en un sistema trifásico es:

$$\%V = [(r \cdot \cos\phi + x \cdot \sin\phi) \cdot L \cdot I] \cdot 100 / V \quad \text{Ec. 2.1}$$

Donde:

%V: Porcentaje de caída de tensión entre dos (2) puntos $\rightarrow \Delta V \cdot 100 / V$

r y x: Parámetros por unidad de longitud del conductor $\rightarrow L$: longitud del tramo de línea de los circuitos.

$\cos\phi$: Factor de potencia.

I: Corriente en régimen permanente del tramo.

V: Tensión nominal por fase.

Cabe destacar que se trata de la diferencia entre los módulos de las tensiones en los extremos del conductor, diferencia entre dos mediciones, y no la caída de tensión en el mismo, y qué esta fórmula es una primera aproximación frecuentemente satisfactoria que no considera la capacidad de la línea, la cual empieza a ser efectiva para líneas superiores a 20 o 30 km.

Si el sistema es monofásico, entonces V es la tensión del sistema pero la caída se produce en ambos conductores, de ida hacia la carga y de vuelta hacia la fuente, por lo que si L es la longitud de uno de éstos, debe ser multiplicada por dos (2).

Para una fase de un sistema trifásico, si es legítimo despreciar la caída en el neutro, entonces la fórmula es válida considerando que V es tensión de fase, si se toma la tensión compuesta (línea- línea) debe dividirse por $\sqrt{3}$.

2.18.2. PÉRDIDAS [12]

En un sistema trifásico las pérdidas activas y reactivas en un conductor que transporta cierta corriente I , cuya resistencia y reactancia inductiva total en cierto tramo son R_t y X_t respectivamente, entonces:

$$p_A = 3 \cdot R_t \cdot I^2$$

$$p_Q = 3 \cdot X_t \cdot I^2$$

Son producto del efecto Joule o de autoinducción y deben ser minimizadas, principalmente las pérdidas activas (p_A), por ser energía útil generada dejada de vender o utilizar.

2.19. CÁLCULO DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS [12]

A continuación se muestra una tabla que contiene las ecuaciones para el cálculo de los parámetros eléctricos a utilizar en este trabajo especial de grado:

Tabla 2.4 Ecuaciones para cálculos eléctricos.

Ecuación	Nº	Observación
$\%C \arg a = \frac{I_{cir}}{I_{máxcond}} \cdot 100$	2.2	$\%C \arg a$: Carga del conductor I_{cir} : Corriente circulante. $I_{máxcond}$: Capacidad de corriente máxima del conductor.
$I_{cir} = \frac{\sum D_{utilTT}}{\sqrt{3} V_{Nmáx}}$	2.3	$\sum D_{utilTT}$: Sumatoria de todas las demandas de los transformadores. D_{utilTT} = kVA.FU del Tx
$ST1 = \sqrt{3} \cdot I \cdot V_{Nmáx}$	2.4	ST1: kVA Salida de la S/E
$PT1 = \sqrt{3} \cdot I_{SAL(S/E)} \cdot V_{Nmáx} \cdot fp$	2.5	PT1: kW de salida de la S/E $V_{Nmáx}$: $V_N \cdot 1.05$
$QT1 = \sqrt{3} \cdot I_{SAL(S/E)} \cdot V_{Nmáx} \cdot Sen(arcCos(fp))$	2.6	QT1: kVA de salida de la S/E.
FU=PT1/Capacidad total del cto.	2.7	FU: Factor de utilización.
$\Delta V = I(R \cdot Cos\theta + X Sen\theta)$	2.8	Caída de tensión
$\%V_{Ti} = \frac{\Delta V}{\frac{V_N}{\sqrt{3}}} \cdot 100$	2.9	Porcentaje de caída de tensión
$P_{Pérd} = 3 \cdot I_{cir}^2 \cdot R_{Ti}$	2.10	$P_{Pérd}$: Pérdidas en el tramo i R_{Ti} : Resistencia del tramo i

2.20. CONDICIÓN DE OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Nivel de tensión: Los niveles de tensión normalizados por CADAFE son:

- Tensión de Servicio (corriente alterna a 60 Hz):

Tabla 2.5 Tensiones de servicio normalizadas por CADAFE

Secundario	120 V	208 V	240 V	480 V
Primario	13,8 kV		34,5 kV	
Subtransmisión	34,5 kV		115 kV	

- Tensiones aceptables de operación:

Tabla 2.6 Condiciones aceptables de operación según criterios CADAFE [2]

Líneas	Condición Normal	Condición de Emergencia
Urbano	$\pm 5 \%$	$\pm 7 \%$
Rural	$\pm 7 \%$	$\pm 10 \%$
Carga del Conductor	66.67 % (2/3) de su capacidad nominal	100 % de su capacidad nominal

2.21. CONDUCTORES INSTALADOS

Las características y tipos de conductores instalados que serán considerados en el presente trabajo especial de grado se obtienen de la carpeta BUCSIST del SID las cuales se muestran a continuación en la siguiente tabla:

Tabla 2.7 Tipo y características de los conductores a utilizar [11]

Conductor	Tipo	Capacidad [A]	$R[\Omega / km]$	$X[\Omega / km]$	$R_o[\Omega / km]$	$X_o[\Omega / km]$
1/0 ARV	Aéreo	240	0,5650	0,3330	0,7420	1,9711
2/0 ARV	Aéreo	280	0,4490	0,3240	0,6266	1,9610
4/0 ARV	Aéreo	380	0,2820	0,3070	0,4596	1,9257

CAPÍTULO III

SISTEMA ACTUAL

3.1. SITUACIÓN ACTUAL

Actualmente la región 4 de CADAFE esta comprendida en zona Aragua y zona Miranda, cubre el área geográfica de 14.964km^2 entre ambos estados, su sede se ubica en Maracay, donde la zona Aragua posee una capacidad instalada de 1.921.018,50 kVA y un TTI total de 20.53 horas, en cuanto a la zona Miranda se presenta una capacidad instalada de 838.159,00 kVA. y un TTI total de 37 horas. Estos datos fueron proporcionados por el centro de operación y distribución (COD) Miranda, tomando como referencia el año 2006 dado que para la implementación del plan a corto plazo (PCP) la empresa CADAFE pretende mejorar en un 25% el TTI del último año móvil.

Para este proyecto se tomaron tres circuitos y dos (2) subestaciones, los cuales servirán de modelo para aplicarle toda la metodología del plan a corto plazo (PCP), para ello se tomará en cuenta en qué estado se encuentra el sistema de protecciones de cada circuito así como todos los criterios del Procedimiento de Operaciones Estándar (POE) para las actividades del PCP, explicados en el punto 1.2 disminuyendo de esta manera el TTI y como producto secundario habrá una disminución importante de la frecuencia de corte, permitiendo a las coordinaciones de Planificación y Distribución consolidar el plan de obras con el objetivo de mejorar la calidad de servicio eléctrico.

3.2. INCIDENCIAS POR COD

Para determinar cuales son los circuitos con más fallas se recopilaron las incidencias ocurridas en los circuitos. Estas son reportadas dependiendo del tipo de subestación (atendida o no atendida). Para las S/E's atendidas el operador de turno se comunica directamente al COD y reporta el circuito que ha salido de servicio y lleva la estadística del tiempo en que comenzó la falla hasta cuando es restablecido nuevamente el servicio. En las S/E's no atendidas el COD detecta las interrupciones en los circuitos por medio de las llamadas y reportes en persona

por parte de los miembros de la comunidad a las operadoras del COD, que se encargan de ingresar los reportes en un software conocido como SAAR2 (Sistema Automatizado para la Atención de Reclamos), el personal técnico (cuadrillas) se encarga de verificar estos reportes apersonándose en el sitio, luego reportan al COD el tiempo total de la interrupción.

Estas interrupciones son compiladas en una herramienta computacional llamada SISINT (sistema de interrupciones), este software emite un reporte completo de la interrupción para su posterior estudio y representación gráfica.

A continuación se muestran las incidencias por causas de los circuitos bajo estudio, tanto de forma tabular como de forma gráfica (los valores contenidos en la tabla 3.1 son calculados y explicado en el capítulo 4).

Tabla 3.1. Incidencias por causas del 01/01/2006 al 31/12/2006.

		Prog.	S/Ca.	Componente Dañado	Veg.	Atm.	Accident.	Ajustes Incorrectos	F/Equip.	F/Lín.	Ms.	Fortuitas	Ape	total	%TTI(Resp A LA ZONA)
Dos Lagunas Industrial	Nº de Int.	3	0	2	2	4	3	3	0	0	0	5	0	22	
	T.T.I.	0,19	0	0,04	0,02	0,06	0,08	0,03	0	0	0	0,05	0	0,46	1,24
Higuerote I	Nº de Int.	6	0	1	0	1	0	0	1	0	0	4	0	13	
	T.T.I.	0,47	0	0,04	0	0,02	0	0	0,04	0	0	0,20	0	0,77	2,08
Higuerote II	Nº de Int.	3	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	6	
	T.T.I.	0,40	0	0	0	0,03	0,04	0	0	0	0	0	0	0,47	1,27

Donde las causas vendrán dadas por:

Prog.= Programadas

S/Ca= Sobrecarga

Veg.= Vegetación

Atm.= Atmosféricas

Accident.= Accidentales

F/Equip.= Falla de Equipos

F/Lín.= Falla en Líneas

Ms.= Medidas de Seguridad

Ape= Apertura de Líneas

Nº de Int= es el número de interrupciones por causas ocurridas en el circuito.

TTI= Tiempo Total de Interrupción que aporta cada causa al circuito.

%TTI (Resp a la Zona)= Tiempo Total de Interrupción que aporta el circuito a la zona Miranda.

3.2.2. GRÁFICOS DE INCIDENCIAS POR CAUSAS

A continuación se presenta de manera gráfica el aporte por causas del TTI de los circuitos bajo estudio mostrados en la tabla 3.1

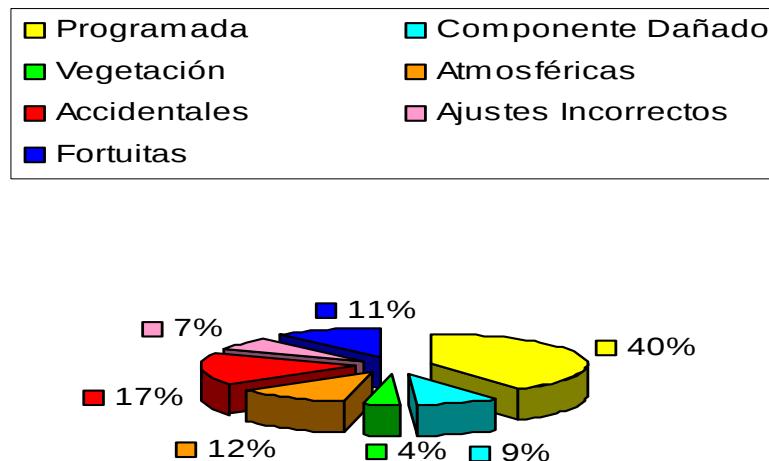


Fig. 3.1 Aporte % TTI por causas del circuito Dos Lagunas Industrial 13,8 kV con respecto a la zona Miranda.

Año móvil 01/01/2006 al 31/12/2006

En la distribución del TTI por causa se observa que la causa de mayor incidencia en el periodo evaluado es Programadas (40%), motivado a la construcción del circuito Mazloun Center. Igualmente hubo cortes programados para Mantenimiento Correctivo durante los meses de Marzo, Mayo, Septiembre y Noviembre de 2006 lo cual incidió directamente en el aumento del TTI.

La segunda causa más relevante es la del grupo de Accidentales (17%) y la tercera causa más relevante es la del grupo Atmosféricas (12%) sobre las cuales no se tiene un control directo. Otra causa importante para el aumento del TTI es la del grupo Fortuitas con un (11%), de la cual el 90% son desconocidas y puede ser imputable a la vegetación y/o a falta de Coordinación.

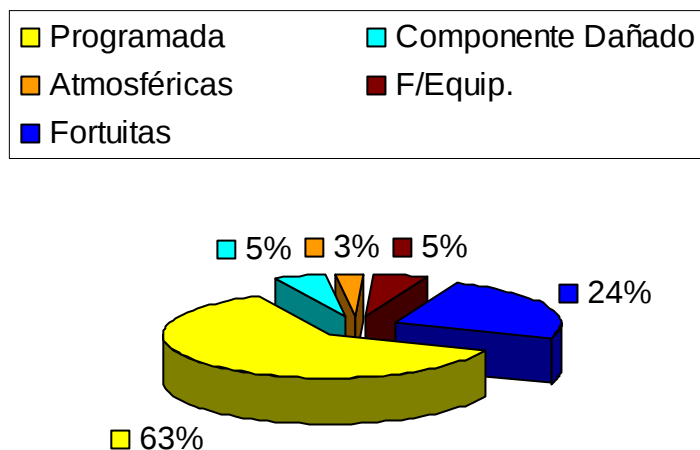


Fig. 3.2 Aporte % TTI por causas del circuito Higuero I 34,5 kV con respecto a la zona Miranda.

Año móvil 01/01/2006 al 31/12/2006

En la distribución del TTI por causa se observa que la causa de mayor incidencia en el periodo evaluado es Programadas (63%), motivado a la construcción de la autopista en la recta de Higuero I la cual produjo la remodelación y adecuación de los circuitos Higuero I e Higuero II 34,5 kV. La segunda causa más relevante es la del grupo Fortuitas con un (24%), de la cual el 90% son desconocidas y puede ser imputable a la vegetación y/o a falta de Coordinación.

■ Programada ■ Atmosféricas ■ Accidentales

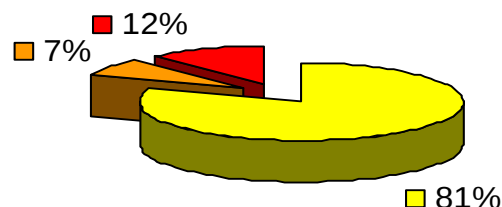


Fig. 3.3 Aporte % TTI por causas del circuito Higuero II 34,5 kV con respecto a la zona Miranda.

Año móvil 01/01/2006 al 31/12/2006

En la distribución del TTI por causa se observa que la causa de mayor incidencia en el periodo evaluado es Programadas (81%), motivado a la construcción de la autopista en la recta de Higuero la cual produjo la remodelación y adecuación de los circuitos Higuero I e Higuero II 34,5 kV. La segunda causa más relevante es la del grupo Accidentales con un (12%), la tercera causa relevante es la del grupo Atmosféricas (7%) sobre las cuales no se tiene un control directo.

3.3. DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS SUBESTACIONES BAJO ESTUDIO.

Las subestaciones involucradas para el presente estudio están definidas de la siguiente manera:

Subestación (S/E) Higuero II 115/34,5/13,8 kV: La S/E Higuero II 115/34,5/13,8 kV, es la fuente de alimentación, la cual alimenta a la S/E Higuero I 34,5/13,8 kV a través del circuito Higuero II 34,5 kV.

Subestación (S/E) Higuero I 34,5/13,8 kV: Considerada como carga de la S/E Higuero II 115/34,5/13,8 kV, como se mencionó anteriormente.

Subestación (S/E) Santa Teresa III 115/34,5/13,8 kV: La S/E Santa Teresa III 115/34,5/13,8 kV, es la fuente de alimentación, la cual alimenta a la S/E Inavi 34,5/13,8 kV a través del circuito Inavi 34,5 kV.

Subestación (S/E) Inavi 34,5/13,8 kV: Considerada como carga de la S/E Santa Teresa III 115/34,5/13,8 kV, como se mencionó anteriormente.

Para el estudio del PCP aplicado en este trabajo especial de grado se considerarán las subestaciones Higuerote I 34,5/13,8 kV e Inavi 34,5/13,8 kV para realizar la proyección de demanda dado que son las cargas de los sistemas.

En las figuras 3.4 y 3.5 se aprecian los diagramas unifilares de las subestaciones bajo estudio.

Para el sistema Higuerote II

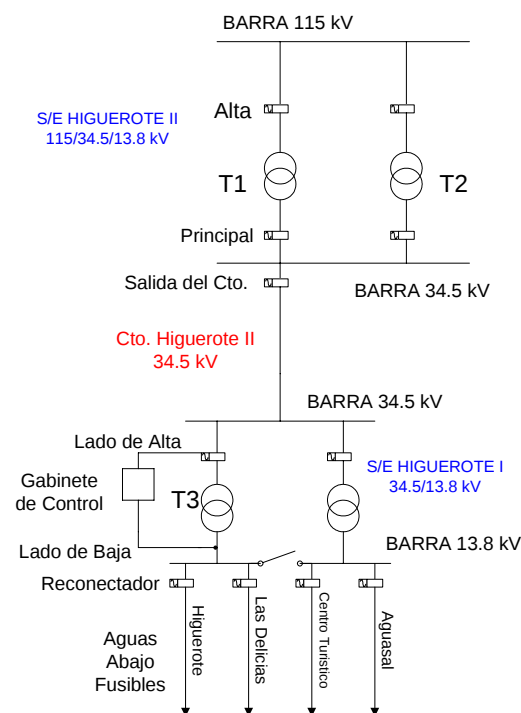


Fig. 3.4 Diagrama unifilar para el sistema Higuerote II

Para el sistema Dos Lagunas Industrial

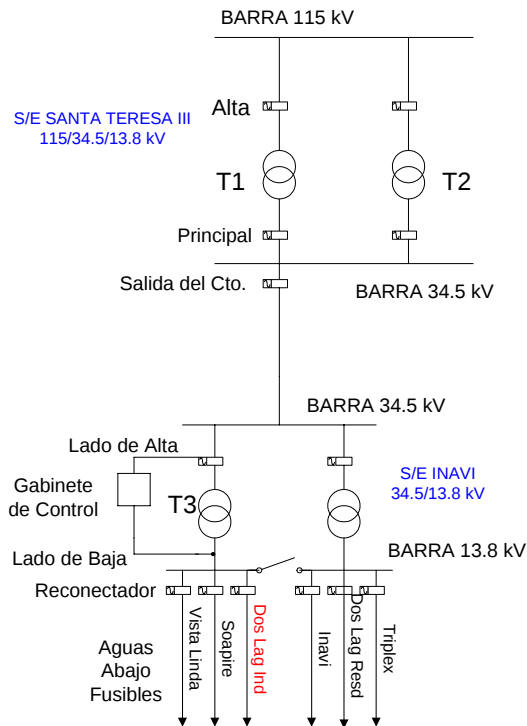


Fig. 3.5 Diagrama unifilar sistema Dos Lagunas Industrial

3.3.1. DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA SUBESTACIÓN INAVI 34,5/13,8 kV.

Ubicación: Urbanización Luís Tovar, Santa Teresa del Tuy, Estado Miranda

Tipo: Subestación radial.

Factor de Utilización: 0.85

Capacidad: 20 MVA distribuidos en dos (2) transformadores de potencia de 10 MVA c/u.

La subestación Inavi 34,5/13,8 kV es reductora de tensión, es alimentada por la subestación Santa Teresa III 115/34,5/13,8 kV a través del circuito Inavi 34,5 kV con una longitud de 4 km. La subestación Inavi 34,5/13,8 kV suministra energía eléctrica a seis (6) circuitos de distribución de 13,8 kV los cuales están distribuidos en dos (2) barras de la siguiente manera.

Tabla 3.2. Ubicación de los circuitos en las barras 13.8 kV.

TRAFO	CAPACIDAD	BARRA	CIRCUITOS
I	10 MVA.	1	Vista Linda, Soapire, Dos Lagunas Industrial
II	10 MVA.	2	Inavi, Dos Lagunas Residencial, Triplex

En la subestación Inavi 34,5/13,8 kV en la zona de baja tensión (13,8 kV), posee un interruptor de enlace (enlace de barra) entre Barra 1 y Barra 2 que está normalmente abierto para casos de emergencia o mantenimiento. Ver anexo 4 diagrama unifilar zona Miranda.

3.3.2. DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA SUBESTACIÓN HIGUEROTE 34,5/13,8 kV.

Ubicación: Casco Central de Higuerote, Municipio Brion, Estado Miranda

Tipo: Subestación radial.

Factor de Utilización: 0.82

Capacidad: 112 MVA distribuidos en cuatro (4) transformadores de potencia, donde dos (2) transformadores son de 36 MVA para distribución en 34,5 kV, y dos (2) transformadores de 20 MVA para distribución en 13,8 kV.

La subestación Higuerote 34,5/13,8 kV es reductora de tensión, es alimentada por la subestación Higuerote II 115/34,5/13,8 kV a través del circuito Higuerote II 34,5 kV con una longitud de 2 km. La misma suministra energía eléctrica a cuatro (4) circuitos de distribución de los cuales están distribuidos de la siguiente manera.

Tabla 3.3. Ubicación de los circuitos en las barras 34.5 kV.

TRAFO	BARRA	CIRCUITOS
I	1	Higuerote y Las Delicias
II	2	Centro Turístico y Aguasal

En la subestación Higuerote 34,5/13,8 kV la zona de baja tensión (13,8 kV) posee un enlace de barra entre Barra I y Barra II que está normalmente abierto para casos de emergencia o mantenimiento. Ver anexo 4 diagrama unifilar zona Miranda.

3.4. DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS CIRCUITOS BAJO ESTUDIO

3.4.1. DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CIRCUITO DOS LAGUNAS INDUSTRIAL 13,8 kV.

Subestación a la que pertenece: Inavi 34,5/13,8 kV.

Tensión nominal: 13,8 kV.

Capacidad instalada: 13572.50 kVA.

Longitud de línea aproximada: 8 Km.

Configuración: Radial con posibles interconexiones a la hora de una emergencia o mantenimiento.

Corriente de Máxima Carga (Ic máx): 252A (RMS)

Calibre del Conductor de la Troncal: 4/0 Arvidal.

Relación del TC: 400/1

Sc_{c3f} (13.8 kV): 99 MVA

F.P: 0.90

F.U: 0.45

Tipo de Carga que Alimenta: carga industrial.

Estos datos fueron obtenidos de la función Asignar Carga del SID ver anexo 9.

El circuito Dos Lagunas Industrial 13,8 kV posee una longitud total de 8 km, actualmente conectado al transformador número uno (1), (TRAFO 1), 10 MVA 34,5/13,8 kV, de la subestación Inavi 34,5/13,8 kV, fundamentalmente suministra el servicio eléctrico a la urbanización industrial Dos Lagunas y al Seguro Social (IVSS) ver anexo 5, posee puntos de interconexión en el sector la Triplex frente a industria ACETRA a través de un juego de seccionadores monopolaes normalmente abierto (NA), con el circuito Triplex 13,8 kV el cual proviene de la misma subestación conectado al transformador número dos (2), (TRAFO 2), 10 MVA 34,5/13,8 kV, y con el circuito Soapire a la entrada de la zona industrial de Dos Lagunas, ver anexo 4.

3.4.2. DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CIRCUITO HIGUEROTE I 34,5 kV.

Subestación a la que pertenece: Higuerote II 115/34,5/13,8 kV.

Tensión nominal: 34,5 kV.

Capacidad instalada: 20000 kVA.

Longitud de línea aproximada: 2 km.

Configuración: Radial con posibles interconexiones a la hora de una emergencia o mantenimiento.

Corriente de Máxima Carga (I_c máx): 262A (RMS)

Calibre del Conductor de la Troncal: 4/0 Arvidal.

Relación del TC: 500/1

Scc3f (13.8 kV): 96MVA

F.P: 0.90

F.U: 0.81

Tipo de Carga que Alimenta: Urbana.

Estos datos fueron obtenidos de la función Asignar Carga del SID ver anexo 9.

Para el circuito Higuerote I 34,5 kV aplican las mismas condiciones que el circuito Higuerote II 34,5 kV, dado que poseen las mismas características, el circuito Higuerote I 34,5 kV actualmente se encuentra en reserva para condición de emergencia.

3.4.3. DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CIRCUITO HIGUEROTE II 34,5 kV.

Subestación a la que pertenece: Higuerote II 115/34,5/13,8 kV.

Tensión nominal: 34,5 kV.

Capacidad instalada: 20000 kVA.

Longitud de línea aproximada: 2 km.

Configuración: Radial con posibles interconexiones a la hora de una emergencia.

Corriente de Máxima Carga (I_c máx): 262 A (RMS)

Calibre del Conductor de la Troncal: 4/0 Arvidal, 1/0 Arvidal.

Relación del TC: 500/1

Scc3f (13.8 kV): 96 MVA

F.P: 0.90

F.U: 0.81

Tipo de Carga que Alimenta: Urbana.

Estos datos fueron obtenidos de la función Asignar Carga del SID ver anexo 9.

Los circuitos Higuerote I e Higuerote II 34,5 kV provienen de la subestación Higuerote II 115/34,5/13,8 kV, los cuales poseen la misma ruta en doble terna hasta llegar cada circuito a un juego de seccionadores monopolaes ubicados antes de llegar a la subestación Higuerote 34,5/13,8 kV frente al instituto Barlovento, estando el circuito Higuerote I 34,5 kV energizado hasta esta interconexión dado que el juego de seccionadores monopolaes para este circuito se encuentra normalmente abierto (NA). El juego de seccionadores del circuito Higuerote II 34,5 kV se encuentra normalmente cerrado (NC), conectándose a la barra 34,5 kV por medio de una sola terna; actualmente el circuito Higuerote II 34,5 kV suministra el servicio eléctrico a los dos (2) transformadores de 10 MVA 34,5/13,8 kV existentes en la subestación Higuerote 34,5/13,8 kV.

El circuito Higuerote I 34,5 kV de la subestación Higuerote II 115/34,5/13,8 kV posee puntos de interconexión con el circuito Higuerote 34,5 kV de la subestación Tacarigua 115/34,5/13,8 kV frente al conjunto residencial Cocoa Beach y con el circuito Curiepe frente a la estación de servicio Los Mangos. El circuito Higuerote II 34,5 kV de la subestación Higuerote II 115/34,5/13,8 kV, posee punto de interconexión con el circuito Sotillo 34.5 kV de la subestación Tacarigua 115/34,5/13,8 kV frente al conjunto residencial Cocoa Beach ver anexo 6.

3.5. DIAGNÓSTICOS DE LOS CIRCUITOS BAJO ESTUDIO

El diagnóstico de los circuitos. Dos Lagunas Industrial 13,8 kV, Higuerote I e Higuerote II 34,5 kV se realizó en la etapa de levantamiento de circuitos, con un recorrido poste a poste partiendo desde la barra a la que se encuentran conectados los circuitos en sus respectivas subestaciones. Éste nos muestra el estado actual de las redes respecto a puntos de falla en la troncal que requieren acciones inmediatas, las mismas se reflejan en las planillas de unidades constructivas de CADAFE (Planillas UUCC definidas en el punto 2.15). Estas planillas son complementadas con el plano topológico asociado a cada circuito bajo estudio, ver anexo 5. Las cuales se muestran a continuación:

3.6. DEMANDA ACTUAL DE LAS SUBESTACIONES BAJO ESTUDIO Y PRONÓSTICO DE DEMANDA.

La proyección de demanda de las subestaciones bajo estudio fue realizada con una herramienta computacional denominada EViews versión 3.1, las mismas fueron realizadas para el mes de agosto de 2007, estas considera el factor de utilización del 100% de cada transformador para cada subestación bajo estudio.

3.6.1. PROYECCIÓN DE DEMANDA SUBESTACIÓN INAVI 34,5/13,8 kV.

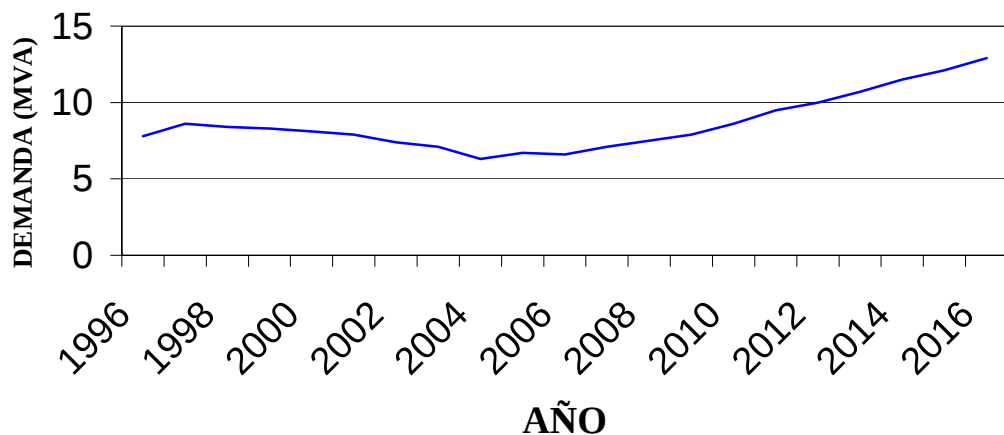


Fig. 3.6 Proyección de demanda transformador 1 S/E Inavi 34,5/13,8 kV

Actualmente el circuito Dos Lagunas Industrial 13,8 kV es alimentado por el transformador 1 (transformador I) de la subestación Inavi 34,5/13,8 kV, como se indicó en la tabla 3.2, en la fig. 3.5 se observa que el transformador I permite cubrir la demanda existente y su proyección por lo menos hasta el año 2012, dado a la condición de crisis actual de la empresa CADAPE, se permite el máximo aprovechamiento de los recursos.

3.6.2. PROYECCIÓN DE DEMANDA SUBESTACIÓN HIGUEROTE 34,5/13,8 kV.

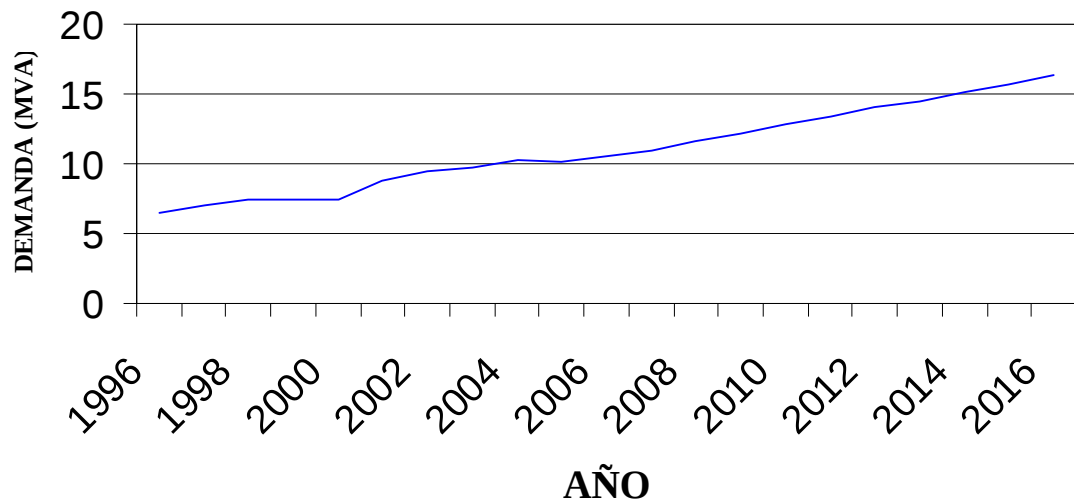


Fig. 3.7 Proyección de demanda de la S/E Higuerote 34,5/13,8 kV

Actualmente la subestación Higuerote 34,5/13,8 kV posee dos (2) transformadores de potencia de 10 MVA, lo cual permite cubrir la demanda existente futura hasta el año 2016.

3.7. SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL DE LOS CIRCUITOS BAJO ESTUDIO.

En las visitas realizadas a las subestaciones y/o por las informaciones aportadas por el personal técnico de CADAFE se ha recabado la información pertinente a los ajustes que tienen a la presente fecha (julio de 2007), las subestaciones y los circuitos bajo estudio.

En las figuras 3.4 y 3.5 se puede observar que se deben proteger los transformadores de transmisión (115/34,5 kV) y distribución (34,5/13,8 kV) los cuales están conformados por:

Para transmisión: Salida del circuito, Principal y Alta (un coordinograma por fase y otro por tierra).

Para distribución: Lado de Alta, Lado de Baja, Reconectador y Fusibles (un coordinograma por fase y otra por tierra).

3.7.1. CUADROS DE AJUSTES ACTUALES DE LAS SUBESTACIONES BAJO ESTUDIO.

A continuación se muestran los ajustes de protecciones actuales de cada subestación bajo estudio. En las figuras 3.4 y 3.5 se puede observar la ubicación de los equipos de protección.

En cada cuadro se representan los ajustes tanto por fase como por tierra, con dichos ajustes se procede a realizar las respectivas curvas de cada elemento de protección en la herramienta computacional SID (ver anexo 10), para de esta manera verificar si estas protecciones cumplen con el criterio de protecciones de La Empresa CADAFE presentados en el capítulo 2.10

Las curvas de cada elemento serán identificadas por colores estándar como se muestra a continuación:

Tranfo de distribución: Fusibles, Reconectadores, Lado de Baja, Lado de Alta.

Tranfo de transmisión: Salida Circuito, Principal, Alta.

La curva de daño de cada transformador estará identificada con el color rojo.

Tanto los cuadros de ajustes como las curvas de protecciones realizadas en el SID serán analizadas y explicadas en el capítulo 4.

3.7.1.1. CUADROS DE AJUSTES DEL ESTADO ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN SANTA TERESA III 115/34,5/13,8 kV SALIDA DEL CIRCUITO, PRINCIPAL Y ALTA (TRANFO TRANSMISIÓN 115/34,5 kV).

S/E: SANTA TERESA III	CIRCUITO:	INAVI 34,5 kV	PROTECCION: SALIDA CTO.
BARRA: 2	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Rele	B.B.	B.B.	
Modelo	Smt	Smt	
I >	360	300	Amper Primario
I >>	N/A	N/A	Amper Primario
Dial:	1	1	
Tipo de curva	DEFINIDA T=1 s	DEFINIDA T=1 s	
Relación T.C. (/1)	300	300	
TAP Teórico	1,2	1	Amper Secundario
Ajuste Instantáneo	N/A	N/A	Amper Secundario
Retardo	0,03	0,03	
Tiempo Mín. Act.	0	0	
Alto de fase	0	0	
Reenganche	0	0	
Sensible de tierra	0	0	

S/E: SANTA TERESA III	CIRCUITO:	INAVI 34,5 kV	PROTECCION: PRINCIPAL
BARRA: 2	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Rele	N/A	N/A	
Modelo	N/A	N/A	
I >	N/A	N/A	
I >>	N/A	N/A	
Dial:	N/A	N/A	
Tipo de curva	N/A	N/A	
Relación T.C. (/5)	N/A	N/A	
TAP Teórico	N/A	N/A	
Ajuste Instantáneo	N/A	N/A	
Retardo	N/A	N/A	
Tiempo Mín. Act.	N/A	N/A	
Alto de fase	N/A	N/A	
Reenganche	N/A	N/A	
Sensible de tierra	N/A	N/A	

S/E: SANTA TERESA III CIRCUITO:		INAVI 34,5 kV	PROTECCION: ALTA
BARRA: 2	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Rele	B.B.	B.B.	
Modelo	Smt	Smt	
I >	180	N/A	Amper Primario
I >>	N/A	N/A	Amper Primario
Dial	1,7	N/A	
Tipo de curva	DEFINIDA T=1.7 s	N/A	
Relación T.C. (/1)	150	N/A	
TAP Teórico	1,2	N/A	Amper Secundario
Ajuste Instantáneo	N/A	N/A	Amper Secundario
Retardo	0,06	N/A	
Tiempo Mín. Act.	0	N/A	
Alto de fase	0	N/A	
Reenganche	0	N/A	
Sensible de tierra	0	N/A	

3.7.1.2. CUADROS DE AJUSTES DEL ESTADO ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN INAVI 34,5/13,8 kV SALIDAS DE 13,8 kV, LADO DE BAJA Y LADO DE ALTA (TRANFO DE DISTRIBUCIÓN 34,5/13,8 kV).

S/E: INAVI	DOS LAG. INDUSTRIAL Y SOAPIRE. CIRCUITO:		PROTECCION: SALIDAS 13,8 kV
BARRA: 1	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Rele (Reconectador)	MC. GRAW EDISON	MC. GRAW EDISON	
Modelo	KF	KF	
I >	150	100	Amper Primario
I >>	N/A	N/A	Amper Primario
Dial:	N/A	N/A	
Tipo de curva	1-A (RAPIDA) Y 2-B (LENTA)	1 - #2 (RAPIDA) Y 2 #6 (LENTA)	
Relación T.C. (/1)	N/A	N/A	
TAP Teórico	N/A	N/A	
Ajuste Instantáneo	N/A	N/A	
Retardo			
Tiempo Mín. Act.	0,3 s	0,3 s	
Alto de fase	0	0	
Reenganche	3	3	
Sensible de tierra	0	0	

S/E: INAVI	CIRCUITO: INAVI 34,5 kV		PROTECCION: LADO DE BAJA
BARRA: 1	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Rele	G.E.C.	G.E.C.	
Modelo	CDG14	CDG14	
I >	500	200	Amper Primario
I >>	N/A	N/A	Amper Primario
Dial:	0,3	0,45	
Tipo de curva	EI	EI	
Relación T.C. (/5)	500	500	
TAP Teórico	5	2	Amper Secundario
Ajuste Instantáneo	N/A	N/A	Amper Secundario
Retardo	0	0	
Tiempo Mín. Act.	0,3	0	
Alto de fase	0	0	
Reenganche	N/A	N/A	
Sensible de tierra	0	0	

S/E: INAVI	CIRCUITO:	INAVI 34,5 kV	PROTECCION: LADO DE ALTA
BARRA: 1	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Rele	G.E.C.	N/A	
Modelo	CDG14	N/A	
I >	200	N/A	Amper Primario
I >>	N/A	N/A	Amper Primario
Dial:	0,2	N/A	
Tipo de curva	EI (IEC)	N/A	
Relación T.C. (/5)	200	N/A	
TAP Teórico	5	N/A	Amper Secundario
Ajuste Instantáneo	N/A	N/A	Amper Secundario
Retardo		N/A	
Tiempo Mín. Act.	0,3	N/A	
Alto de fase	0	N/A	
Reenganche	0	N/A	
Sensible de tierra	0	N/A	

3.7.2.1. CUADROS DE AJUSTES DEL ESTADO ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN HIGUEROTE II 115/34,5/13,8 kV SALIDA DEL CIRCUITO, PRINCIPAL Y ALTA (TRANSFORMADOR DE TRANSMISIÓN 115/34,5 kV).

S/E: HIGUEROTE II	CIRCUITO: HIGUEROTE II 34,5 kV		PROTECCION: SALIDA CTO.
BARRA: 2	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Rele	SIEMMENS	SIEMMENS	
Modelo	7SJ625	7SJ625	
I >	400	160	Amper Primario
I >>	4800	2684	Amper Primario
Dial:	0,2	0,3	
Tipo de curva	VI (IEC)	VI (IEC)	
Relación T.C. (/5)	400	400	
TAP Teórico	5	2	Amper Secundario
Ajuste Instantáneo	60	33,55	Amper Secundario
Retardo	0	0	
Tiempo Mín. Act.	0,03	0,03	
Alto de fase	0	0	
Reenganche	1 S - 50 s	1 S - 50 s	
Sensible de tierra	0	0	

S/E: HIGUEROTE II	CIRCUITO: HIGUEROTE II 34,5 kV		PROTECCION: PRINCIPAL
BARRA: 2	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Rele	SIEMMENS	SIEMMENS	
Modelo	7SJ625	7SJ625	
I >	720	320	Amper Primario
I >>	N/A	N/A	Amper Primario
Dial:	0,3	0,3	
Tipo de curva	NI (IEC)	NI (IEC)	
Relación T.C. (/5)	800	800	
TAP Teórico	4,5	2	Amper Secundario
Ajuste Instantáneo	Bloq	Bloq	Amper Secundario
Retardo	0	0	
Tiempo Mín. Act.	0	0	
Alto de fase	0	0	
Reenganche	0	0	
Sensible de tierra	0	0	

S/E: HIGUEROTE	CIRCUITO	HIGUEROTE II 34,5 kV	PROTECCION: ALTA
BARRA: 2	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Rele	SIEMMENS	SIEMMENS	
Modelo	7SJ625	7SJ625	
I >	200	N/A	Amper Primario
I >>	N/A	N/A	Amper Primario
Dial	0,5	N/A	
Tipo de curva	NI (IEC)	N/A	
Relación T.C. (/5)	200	N/A	
TAP Teórico	5	N/A	Amper Secundario
Ajuste Instantáneo	Bloq	N/A	Amper Secundario
Retardo	0	N/A	
Tiempo Mín. Act.	0	N/A	
Alto de fase	0	N/A	
Reenganche	0	N/A	
Sensible de tierra	0	N/A	

3.7.2.2. CUADRO DE AJUSTES DEL ESTADO ACTUAL SUBESTACIÓN HIGUEROTE I 34,5/13,8 kV SALIDAS DE 13,8 kV, LADO DE BAJA, LADO DE ALTA (TRANFO DE DISTRIBUCIÓN 34,5/13,8 kV).

S/E: HIGUEROTE	CIRCUITO	HIGUEROTE, AGUASAL, CTRO. TURÍSTICO, LAS DELICIAS	PROTECCION: SALIDAS 13.8 kV
BARRA: 1	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Rele (Reconectador)	TABLECEL	TABLECEL	
Modelo	KF	KF	
I >	100	80	Amper Primario
I >>	N/A	N/A	Amper Primario
Dial:	N/A	N/A	
Tipo de curva	2-A (RAPIDA) Y 1-B (LENTA)	2 - #2 (RAPIDA) Y 1 #6 (LENTA)	
Relación T.C. (/1)	N/A	N/A	
TAP Teórico	N/A	N/A	
Ajuste Instantáneo	N/A	N/A	
Retardo	0,03 s	0,03 s	
Tiempo Mín. Act.	0	0	
Alto de fase	0	0	
Reenganche	3	3	
Sensible de tierra	0	0	

S/E: HIGUEROTE	CIRCUITO:	HIGUEROTE 13,8 kV	PROTECCION: LADO DE BAJA
BARRA: 1	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Rele	CDG14	CDG14	
Modelo	OX-36	OX-36	
I >	500	200	Amper Primario
I >>	N/A	N/A	Amper Primario
Dial:	0,3	0,45	
Tipo de curva	EI	EI	
Relación T.C. (/5)	500	500	
TAP Teórico	5	2	Amper Secundario
Ajuste Instantáneo	N/A	N/A	Amper Secundario
Retardo	0	0	
Tiempo Mín. Act.	0,03	0	
Alto de fase	0	0	
Reenganche	N/A	N/A	
Sensible de tierra	0	0	

S/E: HIGUEROTE	CIRCUITO	HIGUEROTE II 34,5 kV	PROTECCION: LADO DE ALTA
BARRA: 2	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Relé	CDG14	N/A	
Modelo	OX-36	N/A	
I >	200	N/A	Amper Primario
I >>	N/A	N/A	Amper Primario
Dial	0,4	N/A	
Tipo de curva	EI (IEC)	N/A	
Relación T.C. (/5)	200	N/A	
TAP Teórico	5	N/A	Amper Secundario
Ajuste Instantáneo	N/A	N/A	Amper Secundario
Retardo	0,03	N/A	
Tiempo Mín. Act.	0	N/A	
Alto de fase	0	N/A	
Reenganche	0	N/A	
Sensible de tierra	0	N/A	

3.8. AJUSTES PARA EL CIRCUITO HIGUEROTE I 34.5 kV.

El circuito Higuerote I 34,5 kV cumple con los mismos ajustes de protecciones que posee el circuito Higuerote II 34,5 kV debido a que las características de ambos circuitos son idénticas, provienen de la misma subestación Higuerote II 115/34,5/13,8 kV, y aplican para la condición en que uno de los circuitos alimenta los dos (2) transformadores de potencia de la subestación Higuerote 34,5/13,8 kV.

CAPÍTULO IV

MARCO TÉCNICO

4.1. INCIDENCIAS POR COD [13]

A continuación se presentan los cálculos teóricos con los cuales el centro de operación de distribución (COD) obtiene el tiempo total de interrupción (TTI).

El TTI vendrá dado por la siguiente ecuación:

$$TTI = F \times D \quad \text{Ecuación 4.1}$$

Donde F es la Frecuencia media de interrupciones y D es la duración de las interrupciones.

Dadas por las siguientes ecuaciones:

$$F = \frac{\sum kVA_{INT}}{\sum kVA_{INST}} \quad \text{Ecuación 4.2}$$

$$D = \frac{\sum kVA_{INT} \cdot Horas}{\sum kVA_{INT}} \quad kVA_{INT} \cdot h : kVA \text{ Horas interrumpidas; Ecuación 4.3}$$

Donde:

kVA_{INT} : kVA Interrumpidos.

kVA_{INST} : kVA Instalados.

Por lo tanto el tiempo total de interrupciones estará dado por:

$$TTI = \frac{\sum kVA_{INT} \cdot Horas}{\sum KVA_{INST}} \quad \text{Ecuación 4.4}$$

Número Total de Interrupciones (NTI):

$$NTI = \sum ID \Rightarrow ID : \text{Incidencias; Ecuación 4.5}$$

A continuación se realiza un cálculo del TTI para el circuito Dos Lagunas Industrial 13,8 kV para las fallas programadas con datos proporcionados por el COD donde los kVAh del circuito es 155826.10 kVAh y posee 3 interrupciones por causas programadas.

Se tienen como datos para la zona Miranda una capacidad instalada de 838159,00 kVA y un TTI total de 37 horas, proporcionados por el COD.

$$TTI = \frac{155826.10KVAh}{838159KVA} = 0.186h \approx 0.19h \Rightarrow \boxed{TTI = 0.19h}$$

Por lo que el número total de interrupciones (NTI) es igual a 3

Aplicando la misma metodología a cada incidencia se obtiene el TTI por causa, por lo que el tiempo total de interrupción será la sumatoria de todos los TTI asociado a cada causa, como se muestra en la tabla 3.1; donde se observa que $TTI_{ZONAMIRANDA} = 0.46h$, esto es con respecto a las horas que presenta el circuito por lo que debe referirse a las horas totales que presenta la zona Miranda, (37 horas)

$$\Rightarrow TTI = \frac{0.46h}{37h} \times 100\% = 1.24\% \Rightarrow \boxed{TTI_{ZONAMIRANDA} = 1.24\%}$$

Por la ecuación 6.5 tenemos que: $NTI = 22$

Para los circuitos Higuerote I e Higuerote II 34,5 kV de la subestación Higuerote II 115/34,5/13,8 kV se aplica la misma metodología de cálculo implementada al circuito Dos Lagunas Industrial 13,8 kV de la subestación Inavi 34,5/13,8 kV (ver tabla 3.1).

4.2. NIVELES DE CORTOCIRCUITOS EN BARRAS

Para los ajustes en la coordinación de protecciones es necesario conocer la magnitud de las corrientes de falla, estas se calcularán de forma práctica y teórica los niveles de cortocircuitos máximo en las barras 34,5 y 13,8 kV para un sólo sistema bajo estudio el cual servirá de patrón para aplicar la misma metodología para los demás sistemas a estudiar.

El cálculo práctico se realizará con la herramienta computacional SID y los cálculos teóricos serán realizados por el método de componentes simétricas con el fin de comparar y verificar los datos proporcionados por la coordinación de planificaciones.

Para ello la coordinación de Planificaciones suministró los niveles de cortocircuitos en la barra de 115 kV en los alimentadores de las subestaciones bajo estudio, estos datos fueron calculados por medio de un programa

denominado DIGSILENT, considerando la configuración actual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con los cuales se determinan los niveles de cortocircuito prácticos y teóricos en las barra de 34,5 y 13,8 kV.

En la tabla 4.1, se muestran los datos proporcionados por la Coordinación de Planificaciones.

Tabla 4.1 Niveles de cortocircuito en barra de 115 kV aguas arriba en los circuitos bajo estudio.

Niveles de cortocircuito Trifásico en Barras 115 kV de CADAFE CENTRO										
Nombre	Localización Original	I _k " kA	S _k " MVA	I _p kA	I _b kA	S _b MVA	I _k kA	I _{th} kA	R _{k1} , Re(Z _{k1}) Ohm	X _{k1} , Im(Z _{k1}) Ohm
Santa Teresa 115	CADAFE CENTRO	23,466	4674,1	66,372	23,466	4674,07	23,466	23,466	0,241	3,103
Higuerote 115	CADAFE CENTRO	5,413	1078,2	15,310	5,413	1078,19	5,413	5,413	3,360	13,067

Niveles de cortocircuito Bifásico en Barras 115 kV de CADAFE CENTRO

Nombre	Localización Original	I _k " A kA	I _k " B kA	I _k " C kA	S _k " A MVA	S _k " B MVA	S _k " C MVA	I _p A kA	I _p B kA	I _p C kA	R _{k0} , Im(Z _{k0}) Ohm	X _{k0} , Im(Z _{k0}) Ohm	R _{k1} , Re(Z _{k1}) Ohm	X _{k1} , Im(Z _{k1}) Ohm	R _{k2} , Re(Z _{k2}) Ohm	X _{k2} , Im(Z _{k2}) Ohm
Santa Teresa 115	CADAFE CENTRO	0	20,372	20,372	0	1352,574	1352,574	0	57,619	57,619	0,090	1,934	0,241	3,103	0,232	3,090
Higuerote 115	CADAFE CENTRO	0	4,691	4,691	0	311,457	311,457	0	13,268	13,268	7,132	22,793	3,360	13,067	3,352	13,055

Niveles de cortocircuito Bifásico a Tierra en Barras 115 kV de CADAFE CENTRO

Nombre	Localización Original	I _k " A kA	I _k " B kA	I _k " C kA	S _k " A MVA	S _k " B MVA	S _k " C MVA	I _p A kA	I _p B kA	I _p C kA	R _{k0} , Im(Z _{k0}) Ohm	X _{k0} , Im(Z _{k0}) Ohm	R _{k1} , Re(Z _{k1}) Ohm	X _{k1} , Im(Z _{k1}) Ohm	R _{k2} , Re(Z _{k2}) Ohm	X _{k2} , Im(Z _{k2}) Ohm
Santa Teresa 115	CADAFE CENTRO	0	25,510	25,510	0	1693,713	1717,491	0	72,153	73,166	0,090	1,934	0,241	3,103	0,232	3,090
Higuerote 115	CADAFE CENTRO	0	5,087	4,951	0	337,780	328,723	0	14,388	14,004	7,132	22,793	3,360	13,067	3,352	13,055

Niveles de cortocircuito Monofásico en Barras 115 kV de CADAFE CENTRO

Nombre	Localización Original	I _k " A kA	I _k " B kA	I _k " C kA	S _k " A MVA	S _k " B MVA	S _k " C MVA	I _p A kA	I _p B kA	I _p C kA	R _{k0} , Im(Z _{k0}) Ohm	X _{k0} , Im(Z _{k0}) Ohm	R _{k1} , Re(Z _{k1}) Ohm	X _{k1} , Im(Z _{k1}) Ohm	R _{k2} , Re(Z _{k2}) Ohm	X _{k2} , Im(Z _{k2}) Ohm
Santa Teresa 115	CADAFE CENTRO	26,887	0	0	1785,137	0	0	5049,130	0	0	0,090	1,934	0,241	3,103	0,232	3,090
Higuerote 115	CADAFE CENTRO	4,310	0	0	286,139	0	0	12,191	0	0	7,132	22,793	3,360	13,067	3,352	13,055

Donde:

I_{ki}: Corrientes eficaces de falla.

S_{ki}: Potencia aparente de cortocircuito por fase.

I_{pi}: Corriente pico asimétrica $\rightarrow I_{pi} = 2 \cdot \sqrt{2} I_{ki}$. **Ec. 4.6**

$S_{cc} = \sqrt{3} \cdot I_k \cdot V_{LL}^{AF} \rightarrow V_{LL}^{AF} = \text{Tensión de línea-línea antes de la falla}$ **Ec. 4.7**

4.2.1. NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAS 34,5 kV Y 13,8 kV, PROPORCIONADOS POR LA COORDINACIÓN DE PLANIFICACIONES

Igualmente la coordinación de planificaciones proporcionó los niveles de cortocircuito en las barras de 34,5 kV y 13,8 kV para los sistemas bajo estudio, los cuales se muestran a continuación:

Para el sistema Higuerote II

Tabla 4.2 ICC'S en barras 34,5 kV y 13,8 kV sistema Higuerote II

BARRA	Icc3 ϕ máx	Icc3 ϕ mín	Icc1 ϕ máx	Icc1 ϕ mín
34.5 kV	7382 A	4765 A	6632 A	474 A
13.8 kV	4564 A	349 A	4440 A	119 A

Para el sistema Dos Lagunas Industrial

Tabla 4.3 ICC'S en barras 34,5 kV y 13,8 kV sistema Dos Lagunas Industrial

BARRA	Icc3 ϕ máx	Icc3 ϕ mín	Icc1 ϕ máx	Icc1 ϕ mín
34.5 kV	10530 A	4100 A	10700 A	464 A
13.8 kV	4142 A	648 A	4770 A	154 A

Dado que el objetivo no es analizar en detalle los resultados proporcionados en las tablas 4.1, 4.2 y 4.3 sólo se verificarán de forma práctica y teórica la **Icc3 ϕ máx** y la **Icc1 ϕ máx** en barra 34,5 kV para el sistema Higuerote II, para así tomar como cierto todos los datos proporcionados en las tablas antes mencionadas, los cuales se muestran a continuación tanto de forma práctica como teórica.

4.2.2. CÁLCULO DE LAS ICC'S EN BARRA 34,5 kV DEL CIRCUITO HIGEROTE II CON EL SID.

Para los cálculos con el SID fue necesario obtener los niveles de cortocircuito trifásico y monofásico en la barra de 115 kV con los datos suministrados en la tabla 4.1 los cuales se muestran a continuación:

Corriente de cortocircuito trifásica en barra 115 kV:

$$I_{CC3\phi} = 5.413 \text{ kA}$$

$$S_{CC3\phi} = \sqrt{3} \cdot I_{CC3\phi} \cdot V_{LL}^{AF} = \sqrt{3} \cdot 5.3774 \text{ kA} \cdot 115 \text{ kV} \Rightarrow \boxed{S_{CC3\phi} = 1071.11 \text{ MVA}} \quad \text{Sol. 4.1}$$

Corriente de cortocircuito monofásica en barra en 115 kV:

$$I_{CC1\phi} = 4.310 \text{ kA}$$

$$S_{CC1\phi} = \sqrt{3} \cdot I_{CC1\phi} \cdot V_{LL}^{AF} = \sqrt{3} \cdot 4.2189 \text{ kA} \cdot 115 \text{ kV} \Rightarrow \boxed{S_{CC1\phi} = 840.35 \text{ MVA}} \quad \text{Sol. 4.2}$$

Cabe destacar que el programa DIGSILENT para el cálculo de la $S_{CC1\phi}$ aplica otro criterio distinto al utilizado para el plan a corto plazo, el cual se muestra a continuación:

$$S_{CC1\phi} = \frac{I_{CC1\phi} \cdot V_{LL}^{AF}}{\sqrt{3}} = \frac{4.2189kA \cdot 115kV}{\sqrt{3}} \Rightarrow \boxed{S_{CC1\phi} = 280.11MVA}$$

Obtenidos los valores de las soluciones 4.1 y 4.2 se procede a dibujar el diagrama unifilar con la función BLOCOOR contenida en la ventana desplegable del SID como se muestra a continuación en la siguiente figura:

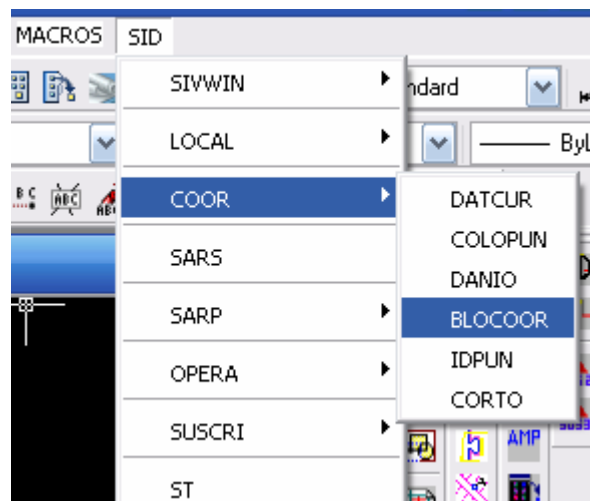


Fig. 4.1 función COOR

Los diagramas unifilares de los sistemas bajo estudios realizados con la función BLOCOOR, se muestran en el anexo 7, obtenido el unifilar se le aplican la función CORTO mostrada en la fig. 4.1 en el anexo 8, se muestra la corrida que realiza el programa, obteniendo los siguientes resultados:

Para el sistema Higuerote II en barra 34,5 kV.

Tabla 4.4 Cortocircuitos en barra 34.5 kV. (SID)

$S_{CC3\phi}$	$S_{CC1\phi}$	$I_{CC3\phi máx}$	$I_{CC2\phi máx}$	$I_{CC1\phi máx}$
441.123MVA	396.304MVA	7382.1A	6393.09A	6632.07A

4.2.3. CÁLCULO DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO DE FORMA TEÓRICA. [12], [14], [15]

En el anexo 8, se observa que la corrida de la función CORTO solo arrojó como resultados las corrientes de cortocircuito trifásica, bifásica y monofásica y los niveles de cortocircuito trifásico y monofásico en la barra 34,5 kV, por lo tanto sólo se realizarán los cálculos conceptuales para estos niveles de cortocircuito por el método de Componentes Simétricas, de manera de comparar y verificar los resultados obtenidos por el SID. Existen dos métodos, el método simple (considerando la impedancia del sistema externo como una reactancia inductiva) y el método largo (considerando la impedancia del sistema externo como una resistencia y una reactancia en serie). Dado que el objetivo de este proyecto no es describir el software utilizado sino comprender, verificar y comprar los resultados obtenidos, sólo se aplicará el método simple.

En el Diagrama Unifilar Zona Miranda proporcionado por la coordinación de planificaciones mostrado en el anexo 4, se observa la configuración del circuito Higuerote II 34,5 kV y el sistema al cual pertenecen, que estará definido como Sistema Higuerote II. A continuación se muestran los diagramas unifilares para los sistemas bajo estudio, los cuales se muestran en las siguientes figuras:

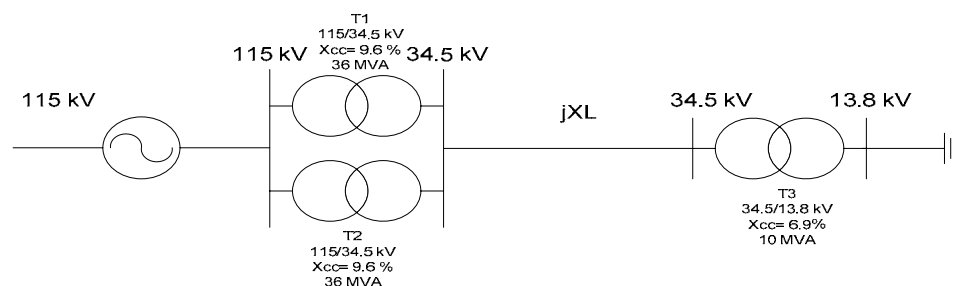


Fig. 4.2 Diagrama unifilar para el cálculo de los niveles de cortocircuito en barra 34,5 kV (Sistema Higuerote II).

Cálculos de los niveles de cortocircuito para el Sistema Higuerote II

A continuación se presenta una tabla con los niveles de tensión y sus respectivas bases para el Sistema Higuerote II.

Tabla 4.5 Niveles de tensión base Sistema Higuerote II

Nivel	S_{Base}	V_{Base}	I_{Base}	Z_{Base}
1	36MVA/3	$115kV/\sqrt{3}$	180.735A	367.361Ω
2	36MVA/3	$34.5kV/\sqrt{3}$	602.452A	33.0625Ω
3	36MVA/3	$13.8kV/\sqrt{3}$	1506.131A	5.29Ω

El SID pide como datos los niveles de cortocircuito trifásico y monofásico los cuales fueron obtenidos en las soluciones 4.1 y 4.2, dado estos dos valores se tendrá que:

Para el Sistema Externo:

$$X_{S/Ext(pu)}^+ = X_{S/Ext(pu)}^- = X_{ccS/Ext3\phi(pu)} = \frac{1}{S_{CC3\phi(pu)}} \quad \text{Ec. 4.8}$$

$$X_{S/Ext(pu)}^0 = X_{ccS/Ext1\phi(pu)} = \frac{3E_{Th(pu)}}{S_{CC1\phi(pu)}} - 2 \cdot X_{S/Ext(pu)}^+ \quad \text{Ec. 4.9}$$

$$S_{CC3\phi(pu)} = \frac{S_{CC3\phi}}{S_{Base}} = \frac{1071.11MVA}{36MVA} \Rightarrow \boxed{S_{CC3\phi} = 29.7531pu} \quad \text{Sol. 4.3}$$

$$S_{CC1\phi(pu)} = \frac{S_{CC1\phi}}{S_{Base}} = \frac{840.35MVA}{36MVA} \Rightarrow \boxed{S_{CC1\phi} = 23.3431pu} \quad \text{Sol. 4.4}$$

De la ecuación 6.8 se obtiene:

$$X_{S/Ext(pu)}^+ = \frac{1}{29.7531} = 3.360989 \times 10^{-2} pu ; \text{ por lo tanto}$$

$$\boxed{X_{S/Ext(pu)}^+ = X_{S/Ext(pu)}^- = 3.360989 \times 10^{-2} pu} \quad \text{Soluc. 4.5}$$

De la ecuación 4.9 se obtiene:

$$\boxed{X_{S/Ext(pu)}^0 = 3 \cdot \frac{1}{23.3431} - 2 \cdot 3.360989 \times 10^{-2} = 0.0612975 pu} \quad \text{Sol. 4.6}$$

Para los transformadores T1 y T2:

Dado que están reflejado en las mismas bases del sistema se tendrá que:

$$X_{CCT1} = 0.096 pu$$

Dado que T1/T2 la impedancia equivalente estará definida como:

$$X_{CCT1} = 0.048 pu$$

Cálculo de las $I_{CC3\phi}$ en barra 34,5 kV (Sistema Higuerote II)

A continuación se presenta el modelo trifásico equivalente del sistema Higuerote II en condiciones normales.

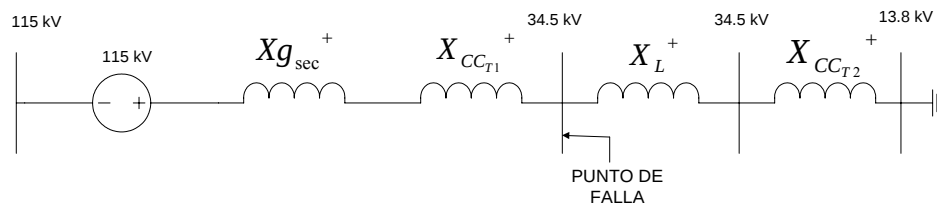


Fig. 4.3 Diagrama unifilar para el cálculo de I_{cc3f} en barra 34,5 kV (Sistema Higuerote II)

$$I_{CC3\phi} = \frac{1}{X_{g_{sec}} + X_{CCT1}} = \frac{1}{3.360989 \times 10^{-2} + 0.048} = 12.2534 pu$$

$$S_{CC3\phi} = 36 MVA \cdot 12.2534 pu \Rightarrow S_{CC3\phi(BARRA-34.5kV)} = 441.12 MVA \quad \text{Sol. 4.7}$$

$$I_{CC3\phi} = \frac{441.12 MVA}{\sqrt{3} \cdot 34.5 kV} \Rightarrow I_{CC3\phi(BARRA-34.5kV)} = 7382.0507 A \quad \text{Sol. 4.8}$$

Cálculo de las $I_{CC2\phi}$ en barra 34,5 kV (Sistema Higuerote II)

A continuación se presenta el modelo bifásico equivalente del sistema Higuerote II en condiciones normales.

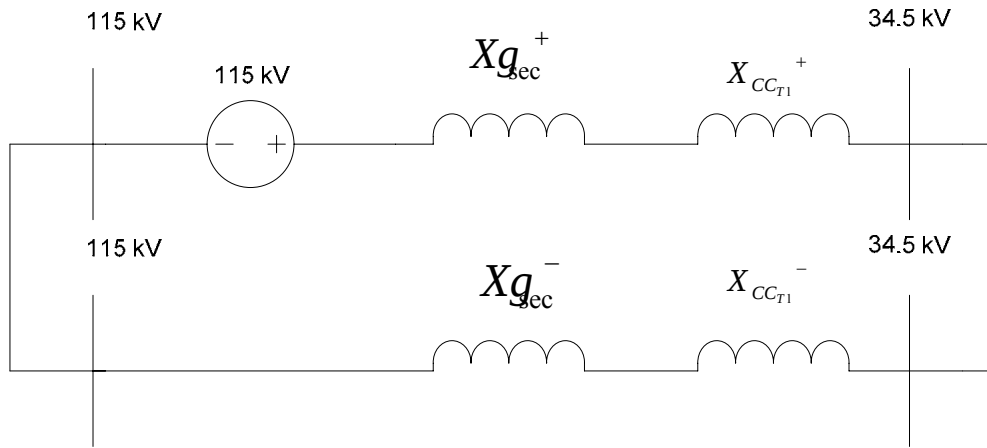


Fig. 4.4 Diagrama unifilar para el cálculo de Icc2f en barra 34,5 kV (Sistema Higuerote II)

Para este cálculo es necesario definir la matriz de transformación [T] para obtener los valores bifásicos a partir de los valores de secuencia cero (0), positiva (+) y negativa (-).

$$[T] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1\angle -120 & 1\angle 120 \\ 1 & 1\angle 120 & 1\angle -120 \end{bmatrix}$$

$$I_{falla}^0 = 0$$

$$I_{falla}^+ = -I_{falla}^-$$

$$I_{falla}^+ = \frac{1}{2 \cdot 3.360989 \times 10^2 + 2 \cdot 0.048} = 6.126707 \text{ pu} \Rightarrow I_{falla}^+ = 6.126707 \text{ pu}$$

$$I_{falla}^- = -6.126707 \text{ pu}$$

$$I_{falla2\phi} = [T] \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 6.126707 \\ -6.126707 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0\angle 0^\circ \\ 10.61176\angle -90^\circ \\ 10.61176\angle 90^\circ \end{bmatrix} \text{ pu}$$

$$S_{cc2\phi} = 10.61176 \cdot 36 \text{ MVA} = 382.023 \text{ MVA} \quad \text{Sol. 4.9}$$

$$I_{cc2\phi(BARRA-34.5kV)} = \frac{382.023 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 34.5 \text{ kV}} = 6393.0748 \text{ A} \quad \text{Sol. 4.10}$$

Cálculo de las $I_{CC1\phi}$ en barra 34,5 kV (Sistema Higuerote II)

A continuación se presenta el modelo monofásico equivalente del sistema Higuerote II en condiciones normales.

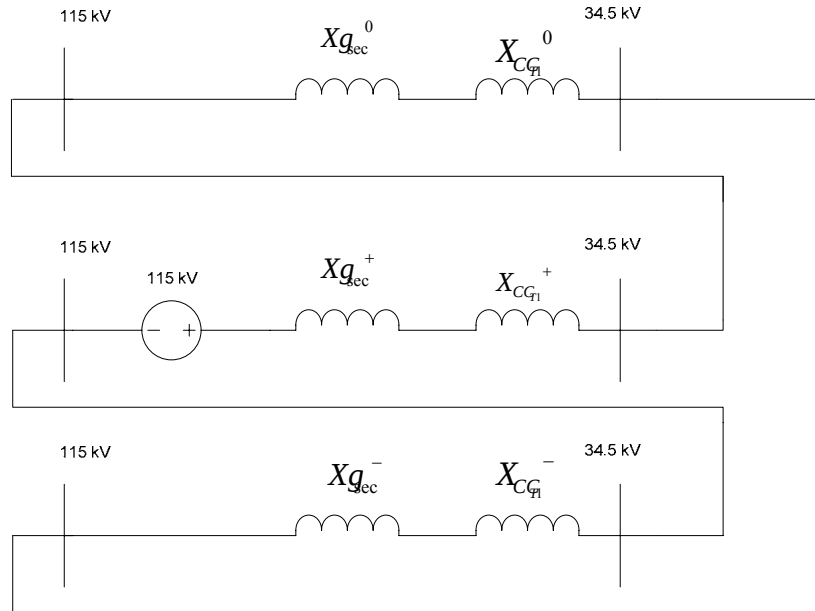


Fig. 4.5 Diagrama unifilar para el cálculo de Icc1f en barra 34,5 kV (Sistema Higuerote II)

$$I_{falla}^0 = I_{falla}^+ = I_{falla}^- = \frac{1}{0.0612975 + 2 \cdot 3.360989 \times 10^{-2} + 3 \cdot 0.048} = 3.669491 pu$$

$$I_{falla1\phi} = [T] \begin{bmatrix} 3.669491 \\ 3.669491 \\ 3.669491 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 11.0084 \angle 0^\circ \\ 0 \angle 0^\circ \\ 0 \angle 0^\circ \end{bmatrix} pu$$

$$S_{cc1\phi} = 11.0084 pu \cdot 36 MVA \Rightarrow \boxed{S_{cc1\phi} = 396.30 MVA} \text{ Sol. 4.11}$$

$$I_{cc1\phi} = \frac{396.30 MVA}{\sqrt{3} \cdot 34.5 kV} \Rightarrow \boxed{I_{cc1\phi} = 6632.09 A} \text{ Sol. 4.12}$$

Los resultados obtenidos para la barra 34,5 kV del Sistema Higuerote II a través del cálculo teórico se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.6 Cortocircuitos en barra 34.5 kV. (Teórico)

$S_{CC3\phi}$	$S_{CC1\phi}$	$I_{CC3\phi máx}$	$I_{CC2\phi máx}$	$I_{CC1\phi máx}$
441.12MVA	396.30MVA	7382.0507A	63930748A	6632.09A

Comparando los resultados de la tabla 4.6 con los resultados obtenidos por las corridas del SID en la tabla 4.4, se observa que son muy aproximados estos valores, y a su vez son bastantes aproximados a los datos proporcionados por la Coordinación de Planificaciones en la tabla 4.2, lo que implica que los datos son confiables y sustentables tanto de forma teórica como práctica. Los demás datos proporcionados son calculados aplicando los criterios de coordinación de protecciones definidos en el punto 2.10 del capítulo 2, que igualmente se definen a continuación:

Para coordinación de tierra:

$I_{CC1\phi mín}$ = Cortocircuito con resistencia de contacto de 40 Ω , mínima del sistema

$I_{CC1\phi máx}$ = Cortocircuito en barras máxima del sistema.

Para coordinación de fase:

$I_{CC3\phi mín}$ = Cortocircuito con resistencia de contacto de 0 Ω , mínima del sistema

$I_{CC3\phi máx}$ = Cortocircuito en barras, máxima del sistema.

Donde las demás corrientes de cortocircuito trifásicas y monofásicas máximas proporcionadas como datos por la Coordinación de Planificación, son los cortocircuitos calculados en la barra correspondiente, aplicando la misma metodología usada en el ejemplo práctico - teórico aplicado a la barra 34,5 kV del sistema Higuerote II.

En cuanto a la corriente de cortocircuito trifásica mínima en barra de 34,5 kV se calcula a la llegada de la próxima subestación con una resistencia de contacto de cero (0 Ω) incluyendo también la impedancia del conductor. En la barra de 13,8 kV igualmente se calcula con una resistencia de contacto de cero (0 Ω) aguas abajo del sistema, aplicando la misma metodología usada en el ejemplo práctico - teórico aplicado a la barra 34,5 kV del sistema Higuerote II.

Para la corriente de cortocircuito monofásica mínima en barra de 34,5 kV se calcula a la llegada de la próxima subestación con una resistencia de contacto de cuarenta (40 Ω) incluyendo también la impedancia del conductor. En la barra

de 13,8 kV igualmente se calcula con una resistencia de contacto de cuarenta ($40\ \Omega$) aguas abajo del sistema, aplicando la misma metodología usada en el ejemplo práctico - teórico aplicado a la barra 34,5 kV del sistema Higuerote II.

4.3. AJUSTES DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS SISTEMAS BAJO ESTUDIO. [3]

Antes de proponer los nuevos ajustes que deben poseer los relés de protecciones es necesario analizar los cuadros de ajustes mostrados en el capítulo 3 en los puntos 3.7.1.1, 3.7.1.2, 3.7.2.1 y 3.7.2.2, para de esta manera trazar las curvas de coordinación para poder verificar y comparar si se está cumpliendo con el criterio de coordinación de protecciones de CADAFE expuesto en el capítulo 2 punto 2.10.

Se tomará como referencia al sistema Higuerote II para realizar el análisis de las coordinaciones actuales, el cual servirá de modelo para este estudio.

Para coordinar un sistema es necesario partir desde la carga del sistema hasta llegar a la fuente.

En el sistema Higuerote II la fuente es la subestación Higuerote II 115/34,5/13,8 kV y la carga la subestación Higuerote I 34,5/13,8 kV.

Con la función BLOCOOR mostrada en la fig. 4.1 se procede a trazar las curvas de protecciones reflejadas en los puntos 3.7.2.1 y 3.7.2.2 tanto por fase como por tierra para el sistema Higuerote II.

Los niveles de cortocircuito son los proporcionados por la coordinación de Planificaciones mostrados en la tabla 4.2; con la función COLOPUN se procede a colocar los niveles de cortocircuito máximos y mínimos. Para el caso de la coordinación por fase serán los niveles de cortocircuito trifásicos y para las curvas por tierra serán los niveles de cortocircuito monofásico. En el anexo 10 se pueden observar estos niveles de cortocircuito como unas barras verticales de color amarillo, con la cual se estará definiendo la zona de protección para cada curva.

Obtenida la zona de protección se procedió a trazar las curvas de los elementos de protección, con la función DATCUR de la fig. 4.1 con los datos suministrados en los puntos 3.7.2.1 y 3.7.2.2, para la curva de daño del

transformador por criterio CADAFE reflejado en el punto 2.10 se tendrá $(12I_n)^2 = 1 \text{ seg.}$

Obteniendo de esta manera cuatro (4) curvas de protección para el sistema Higuerote dos por fase y dos por tierra, distribuidas de la siguiente manera:

Anexo 10.1 curva por fase trafo de distribución (34,5/13,8 kV) de la S/E Higuerote I

Anexo 10.2 curva por tierra trafo de distribución (34,5/13,8 kV) de la S/E Higuerote I

Anexo 10.3 curva por fase trafo de transmisión (115/34,5/13,8 kV) de la S/E Higuerote II.

Anexo 10.4 curva por tierra trafo de transmisión (115/34,5/13,8 kV) de la S/E Higuerote II.

En los anexos 10.1 al 10.4 se observa que actualmente no se está cumpliendo con el criterio de coordinación de protecciones establecido por CADAFE en el punto 2.10 dado que ninguna de las curvas está cumpliendo con el margen de seguridad de 300ms.

Igualmente se puede observar para el sistema Dos Lagunas Industrial en los anexos 10.5, 10.6, 10.7 y 10.8 que es necesario realizar una coordinación de protecciones acorde con los criterios establecidos en el punto 2.10

En el capítulo 5 se realizarán los ajustes a proponer en este trabajo especial de grado.

4.4 CÁLCULO DE DEMANDA, CARGA DE CONDUCTORES, CAÍDAS DE TENSIÓN, PÉRDIDAS Y CORRIENTES EN PUNTOS DEL CIRCUITO.

Para el cálculo de demanda, carga de conductores caídas de tensión, pérdidas y corriente se toma como referencia las longitudes de tramos, nodos y calibres e impedancia de conductores reflejados en el flujo de carga (anexo 11).

Para dichos cálculos se emplean las ecuaciones mostradas en la tabla 2.4 del capítulo 2.

Se realizó la corrida de localizar cargas, de las que se tomarán datos para los cálculos antes mencionados (ver anexo 9).

Por lo que se tendrá para el sistema Higuerote II:

$$kVASALIDA DE S/E = \sqrt{3} \cdot 262 \cdot 34.5 \cdot 1.05 = 16438.81 \text{ kVA.}$$

$$kWSALIDA DE S/E = 16438.81 \cdot 0.9 = 14794.92 \text{ kW.}$$

$$kVAR_{SALIDA DE S/E} = 16438.81 \cdot 0.436 = 7167.32 \text{ kVAR.}$$

$$\text{Capacidad instalada del circuito} = 20000 \text{ kVA.}$$

$$\text{Factor de Utilización} = 16438.81/20000 \text{ kVA} = 0.8219 \Rightarrow FU = 0.82$$

Por la ecuación 2.3 de la tabla 2.4 del capítulo 2 se calcula la corriente circulatoria, donde:

$$I_{cir} = \frac{16438 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 36225 \text{ V}} = 262 \text{ A}$$

El conductor que posee la troncal del circuito es el conductor 4/0 ARV el cual tiene una capacidad de 380 A como se muestra en la tabla 2.7 del capítulo 2.

$$\%Carg a = \frac{262}{380} \cdot 100 = 68.95\% \text{ como se aprecia en el anexo 11.}$$

Para el cálculo de caída de tensión se calcula en un nodo cualquiera del circuito, los nodos son tomados como referencia según diagrama unifilar identificado por el SID en el anexo 12.

A continuación se presenta el cálculo de caída de tensión en el nodo 19.

Este punto se encuentra a 2.172 km y sólo posee conductor 4/0 ARV con una impedancia total de $Z_t = (0.616 + j0.909) \Omega$

Por las ecuaciones 2.8 y 2.9 de la tabla 2.6 del capítulo 2 se tendrán:

$$\Delta V = 262(0.616 \cdot 0.9 + 0.909 \cdot 0.436) = 249.089 \text{ V}$$

$$\%V_{T3} = \frac{249.089}{\frac{34500}{\sqrt{3}}} \cdot 100 = 1.249\% \text{ el anexo 11 caída acumulada} = 1.25\%$$

A continuación se muestra el comportamiento de la caída de tensión en el circuito Higuero II 34,5 kV. Los datos se obtienen de la corrida de flujo de carga ver anexo 11.

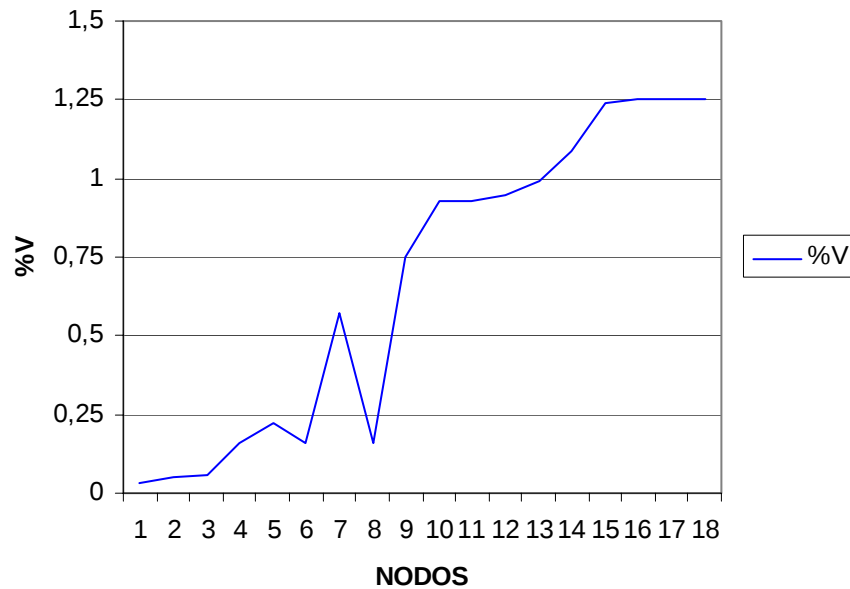


Fig. 4.6 Caída de tensión acumulada circuito Higuero II 34,5 kV

A continuación se presenta el cálculo de caída de tensión en el nodo 19.

Para el cálculo de las pérdidas se emplea la ecuación 2.10 de la tabla 2.4 del capítulo 2.

$P_{pérd} = 3 \cdot 262^2 \cdot 0.615 = 126.64kW$ en el anexo 11 las pérdidas por el SID=126.48kW

La misma metodología de cálculo aplica para el sistema Dos Lagunas Industrial.

CAPÍTULO V

SISTEMA PROPUESTO

5.1. AJUSTES DE PROTECCIONES PROPUESTOS.

En el capítulo 4 punto 4.3 se analizó el sistema de protecciones actuales para cada sistema bajo estudio, donde se puede apreciar la mala coordinación que poseen dichos sistemas (ver anexo 10), por lo que es necesario realizar el estudio pertinente para obtener así un sistema sensible y confiable en los sistemas bajo estudio.

A continuación se presentan los cálculos según criterio de protecciones de CADAFE expuesto en el capítulo 2 punto 2.10, se tomará como patrón de estudio el sistema Higuerote.

Como se mencionó en el capítulo 3 punto 3.3, la fuente del sistema Higuerote es la subestación Higuerote II 115/34,5/13,8 kV y la carga es la subestación Higuerote I 34,5/13,8 kV.

En la fig. 3.4 se observa que la primera coordinación a realizar es la de fusibles en línea, dado que es una red asociada a una subestación 34,5/13,8 kV se usará la curva del fusible de 40 A tipo K por criterio CADAFE mencionado en el punto 2.10 tanto por fase como por tierra.

- **Para el reconectador (salidas de circuitos 13,8 kV):** dado que el reconectador esta del lado de 13,8 kV, se tendrá una curva por fase y otra por tierra.

Se usará el reconectador GVR-115.5 kV por la versatilidad del equipo y con el fin de estandarizar los equipos de protección en las subestaciones bajo estudio.

Para la coordinación por fase:

I> (corriente de arranque) será el menor de los tres valores posibles descrito en el punto 2.12.

$$* I_{nom_{13.8kV}} = \frac{10MVA}{\sqrt{3} \cdot 13.8kV} = 416.67A$$

$$* I_{nomcond} = 1.2 \cdot 380A = 456A$$

$$* I_{nom_{TC}} = 400 \cdot 1.2 = 480A$$

Dado que el TC es de relación 400/1 se asumirá como $I \geq 400A$

$I_{>>}$ (corriente instantánea) se ajustará al 80% de la falla de cortocircuito trifásica máxima.

$$I_{>>} = 0.80 \cdot 4564 = 3651A$$

Para el TAP Teórico:

$$TAP = \frac{I_{>}}{RelaciónTC} = \frac{400}{\frac{400}{1}} = 1 \Rightarrow TAP = 1$$

Ajuste del Instantáneo:

$$AI = \frac{I_{>>}}{RelaciónTC} = \frac{3651}{400/1} = 9.12 \Rightarrow AI = 9.12$$

Para coordinación por tierra:

Por criterio en subestaciones 34.5/13.8 kV el ajuste de la corriente de arranque no debe ser mayor a 100 A, por lo tanto tenemos que:

$$I \geq 100A$$

Para el TAP Teórico:

$$TAP = \frac{100}{\frac{400}{1}} = 0.25$$

$$I_{>>} = 0.8 \cdot 4440A = 3552A$$

$$AI = \frac{3552}{400/1} = 8.88$$

- **Para el lado de baja del transformador de distribución se tendrá:**

Relé Beckwith modelo M-3310, M-3410

Relación del TC: 500/5

Para coordinación por fase:

El ajuste de fase general de transformador 13.8 kV por criterio descrito en el punto 2.12 será:

$$I \geq I_{nom13.8kV} \cdot 1.2 = 416.67 \cdot 1.2 = 500A$$

$$TAP = \frac{500}{\frac{500}{5}} = 5$$

$$I \gg = 4564A$$

$$AI = \frac{4564}{500/5} = 45.64$$

Para coordinación por tierra:

El ajuste de tierra general de transformador 13.8 kV por criterio descrito en el punto 2.12 será:

$$I \geq 200A$$

$$TAP = 2$$

$$I \gg = 4440A$$

$$AI = 44.4A$$

- **Para el Lado de Alta del transformador de distribución:**

Relé VISIONr, modelo HORIZON

Relación del TC: 200/5

Para coordinación por fase:

$$I \geq I_{nom34.5kV} \cdot 1.2 = 167.67 \cdot 1.2 = 200A$$

$$TAP = 5$$

El gabinete de control censa corrientes tanto en 13,8 kV como en 34,5 kV por lo que la $I_{cc3\phi máx}$ en barra de 13,8 kV se debe referir al lado de 34,5 kV con la relación de transformación de la siguiente manera:

$$I_{CC3\phi máx34.5kV} = \frac{N2}{N1} \cdot I_{cc3\phi máx13.8kV} = \frac{13.8kV}{34.5kV} \cdot 4564A = 1826A$$

Para ajuste de protección alto de fase: $I \gg$ (corriente instantánea) se ajustará al 10% de la falla de cortocircuito trifásica máxima.

$$I \gg = 1643A$$

$$AI = 41.08A$$

Para coordinación por tierra: No aplica (N/A), dado que el transformador esta conectado en el lado de alta en delta.

Cabe destacar que esta protección para el transformador de transmisión se realizó en conjunto con la coordinación de protecciones de transmisión ubicada en la subestación Higuerote II 115/34,5/13,8 kV, con el fin de lograr una protección confiable y sensible en los sistemas bajo estudio.

Al momento de realizar las curvas de protecciones con la herramienta computacional SID es necesario colocar en el coordinograma de transmisión la curva del lado de alta del transformador de distribución de la subestación Higuerote I 34,5/13,8 kV.

- **Para salidas de circuitos 34,5 kV se tendrá:**

Relé Siemens, modelo 7SJ625

Relación del TC 400/5

Para coordinación por fase:

$$I \geq 400A$$

$$TAP = 5$$

Para ajuste del instantáneo se ajustara al valor de cortocircuito FT en el 100% de la long. de la línea + ½ de la impedancia de cortocircuito del transformador (Z_{cc} del trafo) de distribución 34,5/13,8 kV, tanto para fase como por tierra.

$$I_{cc3\phi máx} = \frac{1}{0.03609 + 0.048 + 0.2484 / 2} = 2927A$$

$$I \geq 2927A$$

$$AI = 36.59A$$

Para coordinación por tierra:

Para una subestación 115/13,8 kV

$$I \geq 160A$$

$$I \geq 2802A$$

$$TAP = 2$$

$$AI = 35.02A$$

- **Protección Principal trafo de transmisión (115/34,5 kV)**

Relé Siemens, modelo 7SJ625

Relación del TC 800/5

Para coordinación por fase:

$$I \geq \frac{36MVA}{34500 \cdot \sqrt{3}} \cdot 1.2 = 720A$$

$$I \geq 720A$$

Para el instantáneo es el 100% de la $I_{cc3f\text{máx}}$ en barra de 34,5 kV

$$I \geq 7382A$$

$$TAP = 4.5$$

$$AI = 46.13A$$

Para coordinación por tierra:

Por criterio propio de la coordinación de protecciones de transmisión se asume la corriente de arranque como el doble de la corriente de arranque por tierra de la salida del circuito, por lo tanto:

$$I \geq 320A$$

$$I \geq 6632A$$

$$TAP = 2$$

$$AI = 41.45A$$

- **Protección de Alta trafo de transmisión (115/34,5 kV)**

Relé Siemens, modelo 7SJ625

Relación del TC 200/5

Para coordinación por fase:

$$I \geq 200A$$

Por criterio propio de la coordinación de protecciones de transmisión no se considera el ajuste del instantáneo (N/A).

$$TAP = 5$$

Con los resultados obtenidos y con la herramienta computacional SID se procede a realizar las curvas de coordinación de protecciones propuestas para el

sistema Higuerote, para el sistema Dos Lagunas Industrial aplica la misma metodología implementada para el sistema Higuerote, (ver anexo 14).

Una vez realizadas las curvas de protecciones propuestas para los sistemas bajo estudio se procede a plantear los cuadros de ajustes de protecciones, los cuales se muestran a continuación:

5.2. CUADROS DE AJUSTES PROPUESTOS PARA LOS SISTEMAS BAJO ESTUDIO.

CUADROS DE AJUSTES PROPUESTOS DE LA SUBESTACIÓN SANTA TERESA III 115/34,5/13,8 kV SALIDA DEL CIRCUITO, PRINCIPAL Y ALTA (TRANFO TRANSMISIÓN 115/34,5 kV).

S/E: SANTA TERESA III	CIRCUITO: INAVI 34,5 kV		PROTECCION: SALIDA CTO.
BARRA: 2	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Rele	B.B.	B.B.	
Modelo	Smt	Smt	
I >	360	300	Amper Primario
I >>	N/A	N/A	Amper Primario
Dial:	1	1	
Tipo de curva	DEFINIDA T=1 s	DEFINIDA T=1 s	
Relación T.C. (/1)	300	300	
TAP Teórico	1,2	1	Amper. Secundario
Ajuste Instantáneo	N/A	N/A	Amper. Secundario
Retardo	0,03	0,03	
Tiempo Mín. Act.	0	0	
Alto de fase	0	0	
Reenganche	0	0	
Sensible de tierra	0	0	

S/E: SANTA TERESA III	CIRCUITO: INAVI 34,5 kV		PROTECCION: PRINCIPAL
BARRA: 2	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Rele	N/A	N/A	
Modelo	N/A	N/A	
I >	N/A	N/A	
I >>	N/A	N/A	
Dial:	N/A	N/A	
Tipo de curva	N/A	N/A	
Relación T.C. (/5)	N/A	N/A	
TAP Teórico	N/A	N/A	
Ajuste Instantáneo	N/A	N/A	
Retardo	N/A	N/A	
Tiempo Mín. Act.	N/A	N/A	
Alto de fase	N/A	N/A	
Reenganche	N/A	N/A	
Sensible de tierra	N/A	N/A	

S/E: SANTA TERESA III	CIRCUITO: INAVI 34,5 kV		PROTECCION: ALTA
BARRA: 2	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Rele	B.B.	B.B.	
Modelo	Smt	Smt	
I >	180	N/A	Amper Primario
I >>	N/A	N/A	Amper Primario
Dial	1,7	N/A	
Tipo de curva	DEFINIDA T=1.7 s	N/A	
Relación T.C. (/1)	150	N/A	
TAP Teórico	1,2	N/A	Amper. Secundario
Ajuste Instantáneo	N/A	N/A	Amper. Secundario
Retardo	0,06	N/A	
Tiempo Mín. Act.	0	N/A	
Alto de fase	0	N/A	
Reenganche	0	N/A	
Sensible de tierra	0	N/A	

Los transformadores están conectados en delta en el lado de alta y para el lado de baja en estrella, por lo que en el lado de alta no aplica (N/A) la coordinación por tierra.

**CUADROS DE AJUSTES PROPUESTOS DE LA SUBESTACIÓN
INAVI 34,5/13,8 kV SALIDAS DE 13,8 kV, LADO DE BAJA Y LADO DE
ALTA (TRANFO DE DISTRIBUCIÓN 34,5/13,8 kV).**

S/E: INAVI	DOS LAG. INDUSTRIAL Y SOAPIRE.		PROTECCION: SALIDAS 13,8 kV
CIRCUITO:	Fase	Tierra	Observaciones
BARRA: 1			
Marca de Rele (Reconectador)	PANACEA PLUS	PANACEA PLUS	
Modelo	GVR-15.5kV	GVR-15.5kV	
I >	440	100	Amper Primario
I >>	3316	3816	Amper Primario
Dial:	0.1	0.2	
Tipo de curva	NI (IEC)	NI (IEC)	
Relación T.C. (/1)	400	400	
TAP Teórico	1.1	0.25	
Ajuste Instantáneo	8.29	9.54	
Retardo	0.03 s	0.03 s	
Tiempo Mín. Act.	0	0	
Alto de fase	0	0	
Reenganche	3	3	
Sensible de tierra	0	0	

S/E: INAVI	CIRCUITO: INAVI 34,5 kV		PROTECCION: LADO DE BAJA
BARRA: 1	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Rele	BECKWITH	BECKWITH	
Modelo	M-3310, M-3410	M-3310, M-3410	
I >	500	200	Amper Primario
I >>	4142	4770	Amper Primario
Dial:	0,2	0,35	
Tipo de curva	NI(IEC)	NI(IEC)	
Relación T.C. (/5)	500	500	
TAP Teórico	5	2	Amper. Secundario
Ajuste Instantáneo	41,42	47,70	Amper. Secundario
Retardo	0	0	
Tiempo Mín. Act.	0,03 s	0,03 s	
Alto de fase	0	0	
Reenganche	N/A	N/A	
Sensible de tierra	0	0	

S/E: INAVI	CIRCUITO:	INAVI 34,5 kV	PROTECCION: LADO DE ALTA
BARRA: 1	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Rele	VISIONr	VISIONr	
Modelo	HORIZON	N/A	
I >	200	N/A	Amper Primario
I >>	1491	N/A	Amper Primario
Dial:	0,3	N/A	
Tipo de curva	NI (IEC)	N/A	
Relación T.C. (/5)	500	N/A	
TAP Teórico	5	N/A	Amper. Secundario
Ajuste Instantáneo	14,91	N/A	Amper. Secundario
Retardo	0	N/A	
Tiempo Mín. Act.	0,03 s	N/A	
Alto de fase	0	N/A	
Reenganche	N/A	N/A	
Sensible de tierra	0	N/A	

**CUADROS DE AJUSTES PROPUESTOS DE LA SUBESTACIÓN
HIGUEROTE II 115/34,5/13,8 kV SALIDA DEL CIRCUITO, PRINCIPAL
Y ALTA (TRANSFORMADOR DE TRANSMISIÓN 115/34,5 kV).**

S/E: HIGUEROTE II	CIRCUITO: HIGUEROTE II 34,5 kV		PROTECCION: SALIDA CTO.
BARRA: 2	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Rele	SIEMMENS	SIEMMENS	
Modelo	7SJ625	7SJ625	
I >	400	160	Amper Primario
I >>	2927	2802	Amper Primario
Dial:	0,2	0,3	
Tipo de curva	VI (IEC)	VI (IEC)	
Relación T.C. (/5)	400	400	
TAP Teórico	5	2	Amper. Secundario
Ajuste Instantáneo	36,58	35,02	Amper. Secundario
Retardo	0	0	
Tiempo Mín. Act.	0,03	0,03	
Alto de fase	0	0	
Reenganche	1 S - 50 s	1 S - 50 s	
Sensible de tierra	0	0	

S/E: HIGUEROTE II	CIRCUITO: HIGUEROTE II 34,5 kV		PROTECCION: PRINCIPAL
BARRA: 2	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Rele	SIEMMENS	SIEMMENS	
Modelo	7SJ625	7SJ625	
I >	720	320	Amper Primario
I >>	7382	N/A	Amper Primario
Dial:	0,3	0,3	
Tipo de curva	NI (IEC)	NI (IEC)	
Relación T.C. (/5)	800	800	
TAP Teórico	4,5	2	Amper. Secundario
Ajuste Instantáneo	46.13	Blog	Amper. Secundario
Retardo	0	0	
Tiempo Mín. Act.	0	0	
Alto de fase	0	0	
Reenganche	0	0	
Sensible de tierra	0	0	

S/E: HIGUEROTE	CIRCUITO	HIGUEROTE II 34,5 kV	PROTECCION: ALTA
BARRA: 2	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Rele	SIEMMENS	SIEMMENS	
Modelo	7SJ625	7SJ625	
I >	200	N/A	Amper Primario
I >>	N/A	N/A	Amper Primario
Dial	0,5	N/A	
Tipo de curva	NI (IEC)	N/A	
Relación T.C. (/5)	200	N/A	
TAP Teórico	5	N/A	Amper. Secundario
Ajuste Instantáneo	Bloq	N/A	Amper. Secundario
Retardo	0	N/A	
Tiempo Mín. Act.	0	N/A	
Alto de fase	0	N/A	
Reenganche	0	N/A	
Sensible de tierra	0	N/A	

CUADRO DE AJUSTES PROPUESTOS SUBESTACIÓN HIGUEROTE I 34,5/13,8 kV SALIDAS DE 13,8 kV, LADO DE BAJA, LADO DE ALTA (TRANFO DE DISTRIBUCIÓN 34,5/13,8 kV).

S/E: HIGUEROTE	CIRCUITO	HIGUEROTE, AGUASAL, CTRO. TURÍSTICO, LAS DELICIAS	PROTECCION: SALIDAS 13,8 kV
BARRA: 1	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Rele (Reconectador)	PANACEA PLUS	PANACEA PLUS	
Modelo	GVR-15.5 kV	GVR-15.5 kV	
I >	400	100	Amper Primario
I >>	3651	3552	Amper Primario
Dial:	0,15	0,25	
Tipo de curva	NI(IEC)	NI(IEC)	
Relación T.C. (/1)	400	400	
TAP Teórico	1	0.25	
Ajuste Instantáneo	9,12	8,88	
Retardo	0,03 s	0,03 s	
Tiempo Mín. Act.	0	0	
Alto de fase	0	0	
Reenganche	2	2	
Sensible de tierra	0	0	

S/E: HIGUEROTE	CIRCUITO:	HIGUEROTE 13,8 kV	PROTECCION: LADO DE BAJA
BARRA: 1	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Rele	BECKWITH	BECKWITH	
Modelo	M-3310, M3410	M-3310, M3410	
I >	500	200	Amper Primario
I >>	4564	4440	Amper Primario
Dial:	0,25	0,45	
Tipo de curva	NI(IEC)	NI(IEC)	
Relación T.C. (/5)	500	500	
TAP Teórico	5	2	Amper. Secundario
Ajuste Instantáneo	45.64	44.40	Amper. Secundario
Retardo	0	0	
Tiempo Mín. Act.	0,03	0	
Alto de fase	0	0	
Reenganche	N/A	N/A	
Sensible de tierra	0	0	

S/E: HIGUEROTE	CIRCUITO	HIGUEROTE II 34,5 kV	PROTECCION: LADO DE ALTA
BARRA: 2	Fase	Tierra	Observaciones
Marca de Relé	VISIONr	VISIONr	
Modelo	HORIZON	HORIZON	
I >	200	N/A	Amper Primario
I >>	1643	N/A	Amper Primario
Dial	0,35	N/A	
Tipo de curva	NI (IEC)	N/A	
Relación T.C. (/5)	200	N/A	
TAP Teórico	5	N/A	Amper. Secundario
Ajuste Instantáneo	41.08	N/A	Amper. Secundario
Retardo	0,03	N/A	
Tiempo Mín. Act.	0	N/A	
Alto de fase	0	N/A	
Reenganche	0	N/A	
Sensible de tierra	0	N/A	

5.3. FLEXIBILIDAD DE LOS CIRCUITOS BAJO ESTUDIO.

A continuación se presentan las posibilidades de transferencia de carga de los circuitos bajo estudio, con el fin de proporcionar al COD un estudio de flujo de carga y caída de tensión que cumpla con los criterios para el Procedimiento de Operación Estándar para las Actividades del PCP expuestos en el capítulo 1 punto 1.2

5.3.1. FLEXIBILIDAD PARA LOS CIRCUITOS HIGUEROTE I Y II 34,5 kV

Se evaluó la flexibilidad operativa de los circuitos Higuerote I e Higuerote II 34,5 kV, tomando como condición normal de operación la alimentación de la subestación Higuerote I 34,5/13,8 kV de 2x10 MVA, por un solo circuito tal como se muestra en el diagrama unifilar detallado en el anexo 6. Se realizó la corrida de los perfiles de tensión y cargabilidad por el SID, obteniéndose los siguientes resultados:

CONDICIÓN NORMAL

**Circuito Higuerote II subestación Higuerote II alimentando S/E
Higuerote I 2x10 MVA (Caso similar alimentando por circuito Higuerote I)**

Command: SARP

Copyrigh No 1311, Licencia IV, Demo 6.8 A: CADAFE 1:1000

Circuito No: F.U.: 0.81 F.P.: 0.90 Carga Total Conectada: 20000.00 KVA

Demanda Repar: 16243.71 KVA I = 262 A

CTO. No.: 67 Max.%V en: 19 de 1.25% Max.%CARGA en: 18 de 68.95%

Perd.T.: 126.48 Dem.T.: 16438.87 KVA: 14782.44 KW: 7191.39 KVAR

Bajo estas condiciones cumple con el criterio de caída de tensión del 5%, mas no cumple con el límite de cargabilidad del 66% en condición normal para circuitos urbanos, tal como lo especifica el Procedimiento de Operación Estándar para las Actividades del PCP

CONDICIONES DE EMERGENCIA

Bajo condiciones de emergencia, se evaluaron las corridas de caída de tensión para los casos posibles, según las condiciones actuales de alimentación y puntos de transferencia existentes en el sistema de distribución de los circuitos 34,5 kV de las subestaciones Higuerote II y Tacarigua 115/34,5/13,8 kV (ver anexo 6).

Caso 1

Circuito Higuerote I 34.5 KV S/E Higuerote II 115/34,5/13,8 kV alimentando S/E Curiepe 1x5 MVA y S/E Carenero 1x5 MVA

F.U.: 1.01 F.P.: 0.91 Carga Total Conectada: 10000.00 kVA I = 164 A

Demanda Repar: 10145.26 kVA; Max.%V (S/E Carenero) = 4.31%;
Max.%CARGA = 43.97%; Perd.T.: 220.25 kW Dem.T.: 10438.81 kVA,
9428.71 kW, 9139.87 kVAR

Caso 2

Circuito Higuerote 34.5 kV S/E Tacarigua 115/34,5/13,8 kV alimentando la S/E Higuerote I 34,5/13,8 kV de 2x10 MVA.

Circuito No: 71 F.U.: 0.50 F.P.: 0.91 Carga Total Conectada: 20000.00 kVA

Demanda Repar: 10081.78 kVA

I= 167 A

CTO. No.: 71 Max.%V (S/E HIG 34.5/13.8) de 4.05% Max.%CARGA (S/E HIG 34.5/13.8): 43.98%

Perd.T.: 261.97 Dem.T.: 10485.39 kVA: 9428.61 kW: 4587.46 kVAR

Caso 3

Circuito Higuerote 34,5 KV S/E Tacarigua 115/34,5/13,8 kV alimentando S/E Curiepe 1x5 MVA y S/E Carenero 1x5 MVA

F.U.: 0.98; F.P.: 0.92; Carga Total Conectada: 10000.00 kVA;

Demanda Repartida: 9836.06 kVA; I=167 A.; Max%V 7.48%;
Max.%CARGA 44.05%; Perd.T.: 432.71 kW Dem.T.: 10500.27 kVA,
9434.49 kW, 4609.34 kVAR

Como se puede observar en los casos número uno (1) al tres (3) presentados como condición de operación en emergencia, cumplen con el criterio de caída de tensión del 7% y cargabilidad del 100% en condición de contingencia para circuitos urbanos; tal como lo especifica el Procedimiento de Operación Estándar para las Actividades del PCP

En este proyecto se plantean mejoras operativas que incidirán en mejorar la flexibilidad operativa y la distribución de carga entre los circuitos a 34,5 kV de la subestación Higuerote II 115/34,5/13,8 kV; para ello se plantean lo siguiente:

- Construir una transferencia de carga entre el circuito Higuerote II 34,5 kV y el circuito Curiepe 34,5 kV, para ello se recomienda la construcción de punto de interconexión ubicado en un punto cercano a la estación de servicio El Mango.
- También se propone construir un tramo de línea de 50m frente a la subestación Higuerote 34,5/13,8 kV, desde el punto en el cual los circuitos Higuerote I 34,5 kV e Higuerote II 34,5 kV se encuentran conectados entre sí, hasta una (1) de las barras de 34,5 kV de la subestación Higuerote 34,5/13,8 kV; independizando de esta forma la alimentación de cada uno de los dos (2) transformadores de 10 MVA de la subestación Higuerote 34,5/13,8 kV, por alimentadores independientes.

Una vez ejecutados estos trabajos se establecerán las siguientes alternativas de alimentación en condiciones de contingencia entre los circuitos 34.5 kV de la subestación Higuerote II y Tacarigua 115/34,5/13,8 kV a continuación las corridas realizadas mediante el SID para las alternativas planteadas:

CONDICIONES DE EMERGENCIA

Caso 4

Circuito Higuerote II 34,5 kV S/E Higuerote II 115/34,5/13,8 kV alimentando 1 transformador de 10 MVA S/E Higuerote I 34,5/13,8 kV, S/E Curiepe 1x5 MVA y S/E Carenero 1x5 MVA.

Circuito No: 68 F.U.: 0.81 F.P.: 0.90 Carga Total Conectada: 20000.00 kVA
Demanda Repar: 16162.34 kVA. I=262 A

CTO. No.: 68 Max.%V en: 103 de 3.48% Max.%CARGA en: 8 de 68.95%
Perd.T.: 180.50 Dem.T.: 16440.53 KVA: 14786.95 KW: 7185.89 KVAR

Caso 5

Circuito Higuero II 34,5 KV S/E Higuero II 115/34,5/13,8 kV alimentando 1 transformador de 10 MVA S/E Higuero I, S/E Sotillo 1x10 MVA

Circuito No: 68 F.U.: 0.81 F.P.: 0.90 Carga Total Conectada: 20000.00 kVA
Demanda Repar: 16175.74 kVA. I=262 A
CTO. No.: 68 Max.%V (S/E SOTILLO) 2.68% Max.%CARGA (S/E HIGII): 68.95%
Perd.T.: 171.54 Dem.T.: 16440.15 kVA: 14787.14 kW: 7184.62 kVAR

Caso 6

Circuito Higuero II 34,5 kV S/E Higuero II 115/34,5/13,8 kV alimentando 1 transformador de 10 MVA S/E Sotillo 1x10 MVA, S/E Curiepe 1x5 MVA y S/E Carenero 1x5 MVA

Circuito No: 68 F.U.: 0.80 F.P.: 0.91 Carga Total Conectada: 20000.00 kVA
Demanda Repar: 16019.92 kVA I= 262 A
CTO. No.: 68 Max.%V (S/E CARENERO) 3.39% Max.%CARGA (S/E HIG II) 68.96%
Perd.T.: 273.76 Dem.T.: 16441.38 kVA: 14782.75 kW: 7196.46 kVAR

Como se puede observar en los casos número cuatro (4) al seis (6) presentados como condición de operación en emergencia, cumplen con el criterio de caída de tensión del 7% y cargabilidad del 100% en condición de contingencia para circuitos urbanos; tal como lo especifica el Procedimiento de Operación Estándar para las Actividades del PCP

5.3.2. FLEXIBILIDAD PARA EL CIRCUITO DOS LAGUNAS INDUSTRIAL 13,8 kV

Para el circuito Dos Lagunas Industrial 13,8 kV se evaluó la flexibilidad operativa, tomando como condición normal de operación la alimentación de su propia carga, tal como se muestra en el diagrama unifilar detallado en el anexo 6.

Se realizó la corrida de los perfiles de tensión y cargabilidad por el SID, obteniéndose los siguientes resultados:

CONDICION NORMAL

Circuito Dos Lagunas Industrial Alimentando su propia carga.

Circuito No: 78 F.U.: 0.45 F.P.: 0.91 Carga Total Conectada: 13572.50 kVA
Demanda Repar: 6045.62 kVA I= 252 A
CTO. No.: 78 Max.%V en: 248 de 6.12% Max.%CARGA en: 6 de 66.39%(A LA SALIDA DEL CIRCUITO)
Perd.T.: 186.56 Dem.T.: 6331.94 kVA: 5692.41 kW: 2773.08 kVAR

Bajo estas condiciones se observa que el circuito se encuentra por encima del límite de caída de tensión del 5%, y de cargabilidad del 66% en condición normal para circuitos urbanos. Tal como lo especifica el Procedimiento de Operación Estándar para las Actividades del PCP se recomienda realizar transferencia de carga a otros circuitos. A continuación se presentan posibles transferencias de cargas en condiciones de emergencia:

CONDICION DE EMERGENCIA

Caso 1: Circuito Dos Lagunas Industrial 13,8 kV alimentando el circuito Soapire 13,8 kV de la misma subestación.

Circuito No: 78 F.U.: 0.25 F.P.: 0.91 Carga Total Conectada: 23602.50 kVA
Demanda Repar: 6013.13 kVA. I= 252A
CTO. No.: 78 Max.%V en: 522 de 6.36% Max.%CARGA en: 6 de 66.40%
Perd.T.: 210.86 Dem.T.: 6333.28 kVA: 5692.99 kW: 2774.94 kVAR

Caso 2: Circuito Dos Lagunas Industrial 13,8 kV alimentado por el circuito Soapire 13,8 kV

Circuito No: 76 F.U.: 0.16 F.P.: 0.91 Carga Total Conectada: 23602.50 kVA
Demanda Repar: 3816.02 kVA. I=158 A
CTO. No.: 76 Max.%V en: 768 de 4.54% Max.%CARGA en: 3 de 72.12%
Perd.T.: 101.07 Dem.T.: 3968.33 kVA: 3568.54 kW: 1735.84 kVAR

**Caso 3: Circuito Dos Lagunas Industrial 13,8 kV alimentado por el
circuito Triplex 13,8 kV**

Circuito No: 77 F.U.: 0.17 F.P.: 0.90 Carga Total Conectada: 18976.50 kVA
Demanda Repar: 3276.57 kVA. I=133A
CTO. No.: 77 Max.%V en: 306 de 2.85% Max.%CARGA en: 7 de
35.00%
Perd.T.: 39.97 Dem.T.: 3338.22 kVA: 3002.30 kW: 1459.41 kVAR

**Caso 4: Circuito Dos Lagunas Industrial 13,8 kV alimentando el
circuito Triplex 13,8 kV de la misma subestación.**

Circuito No: 78 F.U.: 0.32 F.P.: 0.91 Carga Total Conectada: 18976.50 kVA
Demanda Repar: 6126.85 kVA. I=252A
CTO. No.: 78 Max.%V en: 307 de 4.79% Max.%CARGA en: 6 de
66.35%
Perd.T.: 131.21 Dem.T.: 6328.21 kVA: 5691.33 kW: 2766.75 kVAR

Como se puede observar en los casos número uno (1) al cuatro (4) presentados como condición de operación en emergencia, cumplen con el criterio de caída de tensión del 7% y cargabilidad del 100% en condición de contingencia para circuitos urbanos; tal como lo especifica el Procedimiento de Operación Estándar para las Actividades del PCP

CAPÍTULO VI

DETERMINACIÓN EN LA REDUCCIÓN DEL TTI

6.1. COSTO DE LA ENERGÍA DEJADA DE VENDER.

Se obtiene el producto de los kVA interrumpidos por el tiempo total promedio de interrupciones por el costo promedio del kWh (Bs.) por el factor de potencia. Esto representa las pérdidas económicas para la empresa en energía dejada de vender, lo que conlleva a otros gastos de tiempo, material y personal operativo por la atención de fallas. Se estima mediante la siguiente ecuación:

$$CI = \mu \cdot kVA \cdot fp \cdot \frac{Bs.}{kWh} \quad \text{Ec. 6.1}$$

Donde:

μ : Tiempo de interrupciones del servicio eléctrico anual del sistema.

kVA: Potencia eléctrica interrumpida. Se toma como potencia interrumpida un porcentaje de la potencia instalada, dicho porcentaje depende del factor de utilización determinado del circuito.

fp: Factor de potencia.

Bs./kWh: Costo de kWh.

En el capítulo 4 se presentan los cálculos para el TTI anual del sistema y son reflejados en la tabla 3.1 del capítulo 3.

Donde:

Para el circuito Dos Lagunas Industrial 13,8 kV: $\mu = 0.46h$

Para el circuito Higuero I 34,5 kV: $\mu = 0.77h$

Para el circuito Higuero II 34,5 kV: $\mu = 0.47h$

Por los datos determinados en el estudio se tendrá:

Tabla 6.1 Factores para el cálculo de energía dejada de vender.

Subestación	Circuito	kVA interrumpidos	μ (horas)	Fp	FU
Inavi 34.5/13.8 kV	Dos Lag. Indust.	13572.50 kVA	0.46	0.9	0.45
Higuero II 115/34.5/13.8 kV	Higuero I	20000 kVA	0.77	0.9	0.81
Higuero II 115/34.5/13.8 kV	Higuero II	20000 kVA	0.47	0.9	0.81

Para este cálculo se necesita el valor del kWh como se aprecia en la ecuación 6.1, que depende del tipo de carga del circuito y la cantidad de kilowatts vendidos, los cuales fueron suministrados por la coordinación de comercialización de CADAFE zona Miranda como se muestra a continuación en la siguiente tabla:

Tabla 6.2 Costo en Bs./kWh de los circuitos bajo estudio.

Subestación	Circuito	Tipo de carga	Bs./kWh
Inavi 34.5/13.8 kV	Dos Lag. Indust.	Industrial	5435,89
Higuerote II 115/34.5/13.8 kV	Higuerote I	Residencial	788,42
Higuerote II 115/34.5/13.8 kV	Higuerote II	Residencial	788,42

Obteniéndose que el costo de energía dejada de vender para los circuitos bajo estudio serán los siguientes:

Para el circuito Dos Lagunas Industrial 13,8 kV

$$CI = 0.46[h / \text{Año}] \cdot (13572,50 \cdot 0.9 \cdot 0.45)kW \cdot 5435,89[Bs. / kWh] = 13.744.956,35Bs. / \text{Año}$$

Para el circuito Higuerote I 34,5 kV

$$CI = 0.77[h / \text{Año}] \cdot (20000 \cdot 0.9 \cdot 0.81)kW \cdot 788,42[Bs. / kWh] = 8.851.275,97Bs. / \text{Año}$$

Para el circuito Higuerote II 34,5 kV

$$CI = 0.47[h / \text{Año}] \cdot (20000 \cdot 0.9 \cdot 0.81)kW \cdot 788,42[Bs. / kWh] = 5.402.726,89Bs. / \text{Año}$$

Aun cuando el circuito Dos Lagunas industrial 13,8 kV presenta 22 interrupciones como se puede observar en la tabla 3.1 se obtienen pérdidas significativas para la empresa, igual ocurre para los circuitos Higuerote I e Higuerote II 34,5 kV.

Ahora si se consideran los 139 circuitos que posee la zona miranda, con un TTI similar a los considerados para el estudio realizado, se estará hablando de pérdidas millonarias para la empresa CADAFE.

De realizarse los ajustes y modificaciones propuestas para los circuitos bajo estudio mencionados en el capítulo 5, se podrá reducir el tiempo total de interrupciones (TTI) de los circuitos debido a la mejor coordinación de protecciones de los sistemas bajo estudio de esta manera los circuitos serán mucho más seguros y confiables.

La actualización tecnológica de las subestaciones permite contar con equipos de protecciones que por su versatilidad facilitan la coordinación de protecciones propuestas que garanticen lograr selectividad entre todos los equipos que intervienen en el sistema de protecciones, el cual consiste en la actuación del equipo de protección más cercano a la falla, aislando la misma y reduciendo el área de ubicación de la falla. Asimismo, con este proyecto se logra disminuir los tiempos de reposición por fallas temporales ó instantáneas, mediante el desbloqueo de los reenganches de los equipos de protección respectivos en dichas subestaciones.

6.2 MANTENIMIENTO A EJECUTAR

Se evaluaron las actividades que se realizarán con recursos propios, con su correspondiente estimación de costos; dentro de las cuales se describen:

Para el sistema Higuero.

Tabla 6.3 Mantenimiento a ejecutar en el sistema Higuero.

DESCRIPCION DE LA OBRA	MONTO ESTIMADO EN MM BS
1- Mantenimiento de pica y poda de 14.2 km (Dos pases al año)	22.0
2- Interconexión entre los Circuitos Curiepe e Higuero II 34,5 kV, frente a la estación de servicio El Mango	15.0
3- Conexión del circuito Higuero II a la subestación Higuero 34,5 kV mediante la construcción de un tramo de línea de 50 metros a la llegada de la subestación Higuero 34,5 kV.	25.0
4- Interconexión entre los Circuitos Sotillo 34,5 kV e Higuero 34,5 kV, de la S/E Tacarigua frente a la entrada de Sotillo.	15.0
5- Lavado de líneas en caliente de los circuitos Higuero I e Higuero II. (3 veces al año)	25.0

Para el sistema Dos Lagunas Industrial:

Tabla 6.4 Mantenimiento a ejecutar en el sistema Dos Lagunas Industrial.

DESCRIPCION DE LA OBRA	MONTO ESTIMADO EN MM BS
1- Mantenimiento de pica y poda de 14.2 km (Dos pases al año)	18.0
2- Lavado de líneas en caliente de los circuitos Higuerote I e Higuerote II. (3 veces al año)	21.0

Con estos planes de mantenimiento se podrá reducir el tiempo total de interrupción, por causas fortuitas, vegetación y por contaminación en las líneas proporcionándole a los clientes un servicio confiable.

Con las interconexiones y conexiones planteadas al sistema Higuerote se obtiene como beneficio directo poder proporcionar un sistema con mayor flexibilidad que satisface los criterios establecidos por la empresa CADAFE.

6.3. ESTIMACIÓN DE LA REDUCCIÓN DEL TTI

A continuación se realizará un cálculo estimado del nuevo TTI que obtendrá la empresa al implementar la primera etapa del plan a corto plazo (PCP) desarrollada en el presente proyecto, para dicho cálculo se tomará como referencia el circuito Dos Lagunas Industrial 13,8 kV.

En la tabla 3.1 se muestran las causas que afectan directamente el TTI del circuito, como se mencionó anteriormente, de implementarse el estudio realizado en este proyecto, se podrá tener control en las causas por componentes dañados, ajustes incorrectos y vegetación, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 6.5 Nuevo TTI de implementarse la primera etapa del PCP

		Prog.	S/Ca.	Componente Dañado	Veg.	Atm.	Accident.	Ajustes Incorrectos	F/Equip.	F/Lín.	Ms.	Fortuitas	Ape	total
Dos Lagunas Industrial	Nº de Int.	3	0	0	0	4	3	0	0	0	0	5	0	15
	T.T.I.	0,19	0	0,00	0,00	0,06	0,08	0,00	0	0	0	0,05	0	0,37

El TTI actual del circuito es de 0.46 h

De implementar la primera etapa el TTI será 0.37 h

Lo que representa que:

$$X = \frac{0.37 \cdot 100\%}{0.46} = 80.43\%$$

Lo que implica el TTI para el circuito Dos Lagunas Industrial 13,8 kV habrá reducido en por lo menos un 20%, tan sólo controlando los ajustes incorrectos, la vegetación y los componentes dañados. Si se desea una reducción mayor como es la meta planteada por la empresa CADAFE de reducir en un 25% el TTI de los circuitos se debe considerar controlar las causas programadas realizando una buena programación por parte del COD y supervisando que los corte de servicio eléctrico cumplan con el tiempo estipulado por el COD, reduciendo el tiempo de corte programado y garantizando la operatividad de vehículos y los materiales a utilizar.

Como consecuencia directa al reducir el TTI de los circuitos se les estará mejorando a los clientes la calidad del servicio eléctrico que brinda la empresa; por otra parte la empresa reducirá las pérdidas económicas que presenta año tras año por la energía dejada de vender como se muestra a continuación:

$$CI = 0.37 \left[\frac{\text{h}}{\text{Año}} \right] \cdot (13572,50 \cdot 0.9 \cdot 0.45) \text{ kW} \cdot 5435,89 \left[\frac{\text{Bs.}}{\text{kWh}} \right] = 11.055.725,76 \text{ Bs./Año}$$

Por lo que se estará reduciendo en un 20% las pérdidas económicas de la empresa, ahorrándose 2.689.230,59Bs. sólo por este circuito.

CONCLUSIONES

En el presente trabajo se realizó el estudio técnico de la primera etapa del plan a corto plazo (PCP) desarrollado en la región 4 de CADAFE zona Miranda. Se calcularon los niveles de cortocircuito en barra 34.5 kV del sistema Higuerote con el fin de verificar los datos proporcionados por la Coordinación de Planificaciones. Estos datos fueron necesarios para el estudio de ajustes de protecciones de los sistemas actuales, por otra parte se realizaron los cálculos de caída de tensión, carga máxima de los conductores, pérdidas y flexibilidad técnica de los circuitos; todo esto para cumplir con los criterios y estándares establecidos por la empresa, obteniendo así una reducción del tiempo total de interrupción y como consecuencia directa un mejoramiento de la calidad del servicio eléctrico para los clientes de la zona.

A continuación se indican las conclusiones obtenidas a partir del trabajo:

- En los circuitos bajo estudio se observa que las principales causas de aumento del tiempo total de interrupción (TTI) son las que corresponden a la categoría de programadas. El incesante desarrollo urbano experimentado en la zona Miranda en los últimos años ha ocasionado innumerables interrupciones planificadas en el suministro de energía eléctrica por remodelación en las subestaciones como en los circuitos. La segunda causas de mayor relevancia son las del tipo atmosféricas sobre las cuales no se tiene control directo y por último las del tipo fortuitas donde resalta de acuerdo al diagnóstico realizado, detalles significativos de vegetación cercana a la línea.
- Las coordinaciones actuales de las subestaciones bajo estudio no cumplen con los márgenes de seguridad de 300ms entre curva y curva de los elementos de protección establecidos en los criterios de la empresa CADAFE.
- Actualmente las subestaciones bajo estudio poseen reconectores tipo KF y KFE, los cuales ya poseen un grupo de curva establecido lo que no

permite mayor libertad a la hora de realizar la coordinación con los fusibles como con los elementos aguas arribas.

- Para lograr una coordinación que cumpliera con los criterios establecidos por la empresa se utilizaron equipos de protección de control numérico los cuales permiten mayor versatilidad al momento de realizar las coordinaciones.
- Actualmente la subestación Higuerote 34,5/13,8 kV posee dos (2) transformadores de potencia de 10 MVA, lo cual permite cubrir la demanda existente futura hasta el año 2016. En cuanto a la subestación Inavi 34,5/13,8 kV posee dos (2) transformadores de potencia de 10 MVA, lo cual permite cubrir la demanda existente futura hasta el año 2012. considerando un factor de utilización del 100%.
- Dada la configuración de los circuitos es necesario realizar las transferencias de cargas planteadas en este proyecto, que cumplen con los criterios establecidos por la empresa tanto en condición normal como en condición de emergencia.
- Implementando la primera etapa del plan a corto plazo desarrollada en este proyecto se logrará reducir en por lo menos un 20% el TTI de cada circuito.
- Se logrará reducir las pérdidas económicas que presenta la empresa año tras año al implementar la segunda etapa del PCP.
- Por los niveles de cortocircuito trifásicos y monofásicos en la barra de 13,8 kV y siguiendo los criterios establecidos por la empresa sólo se usó fusibles tipo k de 40 A.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda en primera instancia a la empresa CADAFE la aplicación de la segunda etapa del plan a corto plazo, la cual comprende la implementación de fusibles, de protecciones y de mantenimiento.
- Se recomienda realizar mantenimiento preventivo de pica y poda por lo menos tres veces al año, con la finalidad de reducir las posibles fallas por vegetación y las del tipo fortuita.
- Se recomiendan los siguientes elementos de protección: interruptores de potencia de 36 kV tipo HORIZON, gabinete de protección y medición 13,8 kV, reconectador GVR-15,5 kV; incluyendo todos estos equipos de protección con relés de control numérico. Con el objetivo de actualizar y estandarizar las subestaciones de la zona Miranda.
- Se recomienda la construcción de un punto de transferencia ubicado en un punto cercano a la estación de servicio El Mango; así como también construir un tramo de línea de 50m para separar el circuito Higuerote I 34,5 kV del circuito Higuerote II 34,5 kV y conectar este último con una (1) de las dos (2) barras de 34,5 kV de la subestación Higuerote 34,5/13,8 kV, quedando de esta manera cada transformador de 10 MVA de la subestación Higuerote 34,5/13,8 kV, con alimentadores independientes.
- Se recomienda realizar frente a la entrada hacia Sotillo, el montaje de la interconexión entre los circuitos Higuerote 34,5 kV y Sotillo 34,5 kV provenientes ambos de la subestación Tacarigua 115/34,5/13,8 kV para mejorar la flexibilidad operativa entre los circuitos provenientes de las subestaciones Tacarigua e Higuerote 34,5 kV
- Se recomienda realizar un plan de inversión de nuevas subestaciones para la zona Miranda debido al alto crecimiento demográfico que ha experimentado en los últimos años la zona, con el objetivo de no sobrecargar las ya existentes.
- Se recomienda realizar una buena programación minimizando el tiempo de interrupción de la red. Supervisar y revisar que el corte de servicio se cumpla en el tiempo estipulado por COD. Coordinar la operatividad de vehículos y materiales a utilizar.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Principio de Pareto. Consultado el 25 de Julio de 2007, de http://es.wikipedia.org/wiki/Principio_de_Pareto.
- [2] Manual de Procedimiento de Operación Estándar (POE), para las Actividades del Plan a Corto Plazo. De CADAFE. Caracas-Venezuela. 2006.
- [3] Criterios de Coordinación de Protecciones. Empresas CADAFE. Caracas-Venezuela. 2006.
- [4] Sistema de Suministro Eléctrico. Consultado 20 de Septiembre de 2007, de http://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_suministro_el%C3%A9ctrico.
- [5] Transformadores de Medidas. Consultado 20 de Septiembre de 2007, de <http://garaje.ya.com/migoterra/trafomedida.htm>
- [6] Guía para la Evaluación de Proyectos de Energía Eléctrica. Vicepresidencia Ejecutiva de Planificación de CADAFE. Julio de 2005. Caracas-Venezuela.
- [7] Manual de Operaciones y Mantenimiento de Reconectores GVR con Relé Panacea Plus.
- [8] Instrucciones de Operación y Mantenimiento Interruptor en Vacío HORIZON Tipo Exterior.
- [9] Manual Técnico Relé VISIONr.
- [10] Manual de Unidades Constructivas para Reparación de Redes Aéreas de Media Tensión (13.8 y 34.5 kV). CADAFE. 2006. Caracas-Venezuela.
- [11] Manual del Sistema Integrado de Distribución (SID). Versión IV. Bucros Sistemas C.A. Caracas-Venezuela. 2001.
- [12] Cuba Zamora Hernán C. Estudio Teórico-Práctico de Coordinación de Protecciones y Análisis de la Red Primaria de un Circuito de Distribución con el uso de la Herramienta Computacional. U.C.V. Caracas-Venezuela.2002.
- [13] Norma CADAFE 393-93. Indicadores de Gestión Área Técnica Parte II.
- [14] Consultas realizadas a los Profesores Vicente López y Julio Molina.
- [15] Molina Julio. Apuntes de Sistemas de Potencia II y III. U.C.V. Caracas-Venezuela. 2006.

[16] Obeid, N.R. (2003). *Coordinación de Protecciones en circuitos de Distribución de 13,8kV de la C.A. ELECENRO*. Tesis de Pregrado Inédita. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

[17] Grainger, J. y Stevenson W. (1998). *Análisis de sistemas de potencia*. México: Mc Graw Hill.

[18] Díaz G. y Moreno N. (2003). *Interpretación y Análisis de Fallas a partir de la señalización en Equipos de Protección y Alarmas*. Santa Teresa del Tuy – Venezuela.

BIBLIOGRAFÍA

- CADAFE (50-87: 1987). *Diseño para Líneas de Alimentación y Redes de Distribución. Protección de Sobrecorriente*. Venezuela: Comité Ejecutivo de Normalización.
- CADAFE (53-87: 1987). *Diseño para Líneas de Alimentación y Redes de Distribución. Normalización de Calibres Primarios y Secundarios*. Venezuela: Comité Ejecutivo de Normalización.
- CADAFE (60-87: 1987). *Diseño para Líneas de Alimentación y Redes de Distribución. Dibujo*. Venezuela: Comité Ejecutivo de Normalización.
- CADAFE. (2002). *Atlas Eléctrico*. Venezuela.
- COVENIN (2752, 393-93: 1996). *Servicios Eléctricos*. Caracas: Comisión Venezolana de Normas Industriales.
- Fine D.G. y Wayne H.B. (1997). *Manual de Ingeniería Eléctrica*. Colombia: McGraw Hill.
- Gavotti, N. (1998). *Guía de Sistemas de Protecciones*. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Grainger, J. y Stevenson W. (1998). *Análisis de sistemas de potencia*. México: McGraw Hill.
- INELECTRA (45-87: 1990). *Normalización de Esquemas de Protección de Sobrecorriente del Sistema de Distribución*. Venezuela.
- Mason, C.R. (1982). *El Arte y la Ciencia de las Protecciones por Relevadores*. México: Editorial Continental.
- Montané, P. (1993). *Protecciones e Instalaciones Eléctricas. Evolución y Perspectivas*. España: Marcombo Editores.
- Obeid, N.R. (2003). *Coordinación de Protecciones en circuitos de Distribución de 13.8 kV. De la C.A. ELECENETRO*. Tesis de Pregrado Inédita. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Oropeza, F. y Alayón, J. (2000). *Filosofía Básica de Protecciones Eléctricas*. Venezuela: Monte Avila.
- Ramírez, V. José (1979). *Estaciones de transformadores y distribución protección de sistemas eléctricos*. España: Ediciones CEAC. Cuarta edición.

GLOSARIO

Aguas Abajo: Hacia la carga. (Sólo en circuitos radiales)

Aguas Arriba: Hacia la generación. (Sólo en circuitos radiales)

Alimentador: Salida de los circuitos desde las S/E.

Calidad de servicio: Condiciones bajo las cuales opera un sistema eléctrico, en base a los niveles de tensión y frecuencia de la red.

Capacidad de interrupción: Capacidad nominal de corriente de cortocircuito (rms simétricos) que el interruptor puede abrir o interrumpir sin dañarse.

Es el máximo valor de corriente que puede interrumpir el dispositivo a tensión nominal.

Carga: Potencia o corriente que consume un circuito eléctrico.

Carga Instalada: Sumatoria de la potencia en vatios o voltamperios de todos los equipos eléctricos (datos de placa) que se conectan a la red eléctrica. Se puede expresar en kW o kVA.

Coordinograma: Gráfico que ilustra la coordinación o la selectividad de la protección, la cual podrá ser obtenida en forma computacional o manual. Es construida a través del uso correcto de la característica tiempo-corriente de los diversos equipos de protección, suministrada por los respectivos fabricantes.

Corriente de arranque: Corriente mínima de disparo del relé.

Corriente Máxima: Máximo valor de corriente que es admisible dentro de los niveles de funcionamiento normal.

Corriente Nominal: Valor de corriente para el cual, un elemento ha sido diseñado con el fin de obtener las características óptimas de rendimiento y funcionamiento.

Corriente de Operación: Es la corriente máxima en régimen continuo a la cual el dispositivo funciona sin dispararse o fundirse.

Curva de daño del transformador: Límites de corriente, (en forma de curva) suministrada por el fabricante, que pueden soportar los transformadores en donde se indica durante cuanto tiempo puede circular un valor de sobrecorriente por el equipo sin dañarlo.

Curva de Tiempo-Corriente: Curvas características de equipos o elementos de protección que indican el tiempo de operación o daño de los mismos para distintos valores de corriente.

Demanda Eléctrica: Es la carga en kVA o kW que se utiliza durante cierto tiempo. Requerimiento de electricidad de un usuario, área o sistema. Se mide y se expresa en Kilovatio hora (kWh).

Dial: Ajuste del relé que permite trasladar su curva característica tiempo-corriente en dirección del eje Y de tiempo para lograr su coordinación con otros.

Diagrama Unifilar: Representación simbólica que mediante un sólo hilo muestra un sistema trifásico equilibrado y sus elementos más importantes.

Digitalización: Proceso mediante el cual un Diagrama Unifilar (en papel) puede ser convertido a un formato computacional (digital), para ser manejado con mas facilidad, como respaldo o para usarse como data principal a programas de análisis.

Energía Eléctrica: Es la potencia eléctrica producida, transmitida o consumida en un período de tiempo.

EViews: es un software utilizado para realizar proyecciones estadísticas aplicando el método de los mínimos cuadrados.

Factor de demanda: Es la relación entre la demanda máxima y la carga conectada. $FD \leq 1$.

Factor de diversidad: Es la relación entre la sumatoria de las demandas máximas individuales y la demanda máxima combinada del sistema. $FDiv \geq 1$.

Factor de potencia: Es el coseno del ángulo ($\cos\theta$) entre la potencia activa (vatios) y la potencia aparente (voltamper).

Factor de utilización: Es la relación existente entre la demanda máxima de un equipo eléctrico y la potencia nominal del mismo.

Potencia Eléctrica: Es la capacidad de producir, transmitir o consumir electricidad en forma instantánea que se mide generalmente en kilovatios (kW).

Sistema interconectado: Se dice que dos o más sistemas o compañías forman un sistema interconectado, cuando establecen conexión eléctrica entre ellas, con la finalidad de obtener beneficios económicos mutuos en la prestación del servicio eléctrico.

Software: Programas de aplicación en computadoras.

TAP: Intensidad de arranque ajustable que recibe el relé por el secundario del TC.

Tensión Eléctrica: Grado de energía eléctrica que se manifiesta en un cuerpo. Diferencia de potencial eléctrico existente entre dos puntos y capaz de producir una corriente cuando se le conecta por medio de un conductor.

Tiempo Muerto: Es el tiempo comprendido entre una operación de apertura y la subsiguiente operación de recierre del Reconectador. También llamado intervalo de reconexión.

[ANEXO N° 1]

[ANEXO N° 2]

SISTEMA INTEGRADO DE DISTRIBUCIÓN (SID).

El Sistema Integrado de Distribución (SID), es un sistema computacional para realizar cálculos y análisis de redes de energía eléctrica de distribución, su planificación y proyectos de ingeniería de detalle en forma automática. También sirve como apoyo a la ejecución de obras y oficinas de comercialización, y es una herramienta útil y versátil para la formación de la planoteca técnica.

Utiliza tecnologías CAD, CAE y GIS, para que todas las actividades se realicen gráficamente, entorno a los planos de las redes eléctricas elaborados en Autocad.

En estas nuevas herramientas CAE, se ha volcado toda la experiencia de ingenieros quienes han dedicado su profesión al desarrollo de metodologías para el análisis y diseño de las redes de distribución de alta y baja tensión. Utiliza la capacidad grafica del Autocad y Windows, la facilidad de cálculo de Visual Fortran y base de datos de Visual FoxPro, siendo compatible con Windows y en configuración de redes. Con el apoyo de la tecnología CAD, y utilizando los sistemas de información geográficos, se impulsa el rendimiento y calidad de los proyectos en el área de distribución.

Consta de un Manual de Usuario en el que se describe claramente todos lo módulos y funciones que integran al SID, a quien va dirigido, las limitaciones y las normas por las cuales se rigen cada uno.

Está compuesto principalmente de un Sistema de Planos, que se requiere para el resto de los procesos de análisis, integrado por distintos módulos como los que se muestran a continuación en la fig. 5-1:

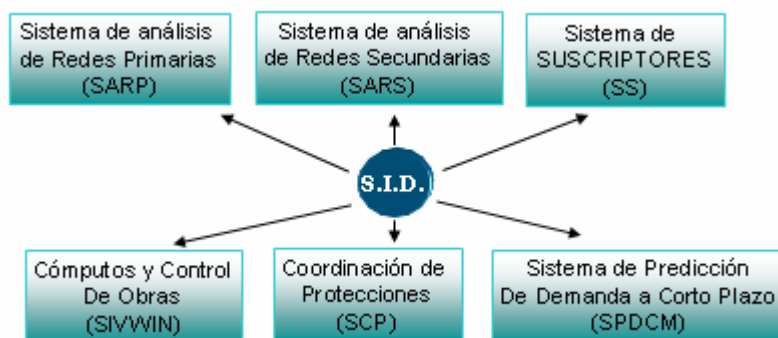


Figura 5-1. Estructura del SID.

Dentro de los cuales los módulos a utilizar son:

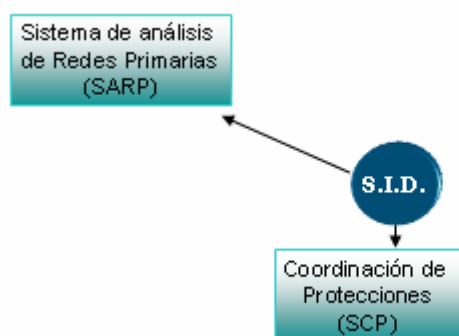


Figura 5-2. Módulos de mayor utilidad.

Sistema de Análisis de Redes Primarias (SARP): Colorea los circuitos en el plano y realiza los análisis de Flujo de Carga, Cortocircuito y Optimización de la Compensación Reactiva. Los datos de este módulo son tomados directamente del plano y los resultados, son presentados gráficamente sobre ellos o por reportes textuales más detallados.

Sistema de Análisis de Redes Secundarias (SARS): Realiza flujo de carga para la red de baja tensión, y realiza la conexión de los postes y clientes asociados con el banco de transformación deseado. Permite calcular las pérdidas

técnicas y simula las condiciones de operación de la red secundaria basado en la demanda de los suscriptores asociados a dichos postes. También toma los datos directamente del plano y presenta los resultados sobre ellos o mediante reportes más detallados.

Sistema de Suscriptores (SS): Enlaza los suscriptores geográficamente con los planos y con la base de datos del archivo maestro de suscriptores. También enlaza a los clientes con los postes de las redes de baja tensión. La base de datos del archivo maestro de suscriptores puede contener por ejemplo el número y datos de la cuenta, nombre, dirección, poste asociado, consumo, estado de la cuenta etc.

Sistema de Coordinación de Protecciones (SCP): Contiene una librería con más de 400 curvas de relés y fusible. Permite elaborar los diagramas de bloque de la porción del sistema a coordinar y las curvas de coordinación de protecciones de sobrecorrientes rápidamente, en los que se indican los valores de TC, TAP y DIAL, y algunas descripciones adicionales si se desea.

Sistema de Protección de Demanda a Corto Plazo (SPDCM): Ayuda en el cálculo de predicción de demanda, realizando la sumatoria de cargas por cuadrícula, basándose en la capacidad instalada y demanda en los bancos de transformación, y luego con los datos de demanda futura (Índices de Predicción), realiza el proceso inverso para colocar la demanda futura en la red.

El Sistema de Cómputos, Control y Valuación de Obras (SIVWIN): Se enlaza opcionalmente con el sistema de planos, pudiéndose obtener los cómputos por poste o por un grupo de ellos.

Sistema de Planos (SP): Este sistema contiene toda la información necesaria para generar los planos en forma uniforme, siendo esta uniformidad esencial para los programas de análisis. Consta de manuales donde se describe el

uso de las capas y el contenido de las mismas, el uso de los símbolos y sus atributos.

También contiene librería de símbolos automatizados, las cuales se encuentran en los menús desplegables de las barras de herramientas del SID que se adjuntan a las barras de Autocad como se muestra a continuación:

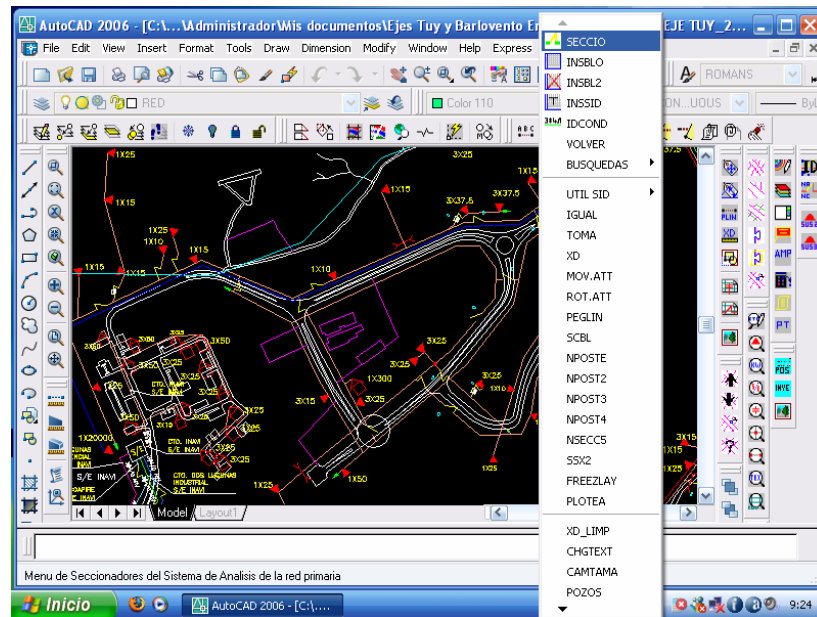


Fig. 5-3. Barras de Herramientas Clásicas de Autocad y Barra Tipo del SID.

Estas librerías son inteligentes, pudiendo insertar los símbolos o bloques en las capas correspondientes y hacer los cortes o uniones de líneas necesarios. A estos símbolos se le asignan atributos como niveles de tensión, capacidades, estado de operación, tipo de conexión etc, que el SID identifica del plano y carga automáticamente a su base de datos por lo que los planos deben poseer toda la data necesaria y confiable para que los programas de análisis puedan operar. Adicionalmente se dispone de una gran cantidad de comandos de ayuda que permiten rotar, mover o escalar los atributos de los bloques para una mejor visualización de la red.

Un buen plano posee todos los datos necesarios para realizar los análisis del sistema eléctrico; posee las distancias en escala apropiada, las cargas conectadas, los calibres de los circuitos, etc. Anteriormente la información era codificada y transcrita manualmente para que el computador pudiera interpretarla y realizar los análisis del comportamiento de la red. Actualmente la tecnología

CAD nos permite obtener automáticamente de los planos en Autocad, todos los datos que se requieren para realizar dichos análisis, además, según el tipo de plano (vialidad, redes de alta tensión, redes de baja tensión, subestaciones, coordinación de protecciones, perfiles topográficos, planos índices etc), se genera una codificación mnemotécnica de los formatos y bloques que lo integran; y cada plano a su vez contiene una serie de capas que permiten clasificar la información de acuerdo a su importancia y especialidad, pudiéndose cuadrangular para mejor referenciación o ubicación en caso de zonas extensas, a partir de las coordenadas Autocad o las coordenadas UTM dadas por Cartografía Nacional, del punto de origen del plano.

El SP en definitiva facilita la realización de los planos de las redes eléctricas de distribución o la modificación de los ya existentes, para ser reconocidos y operados con el SID, todo bajo los formatos y las normas de dibujo de planos con los que se rige la empresa, como la Norma CADAFE 60-87 de Diseño para Líneas de Alimentación y Redes de Distribución.

FUNCIONES GENERALES MÁS UTILIZADAS.

Para el dibujo o modificación de los planos inteligentes en Autocad con el SID (Digitalización) hasta lograr representar fielmente el sistema presente (proceso primordial antes de realizar los análisis), se hace uso de una serie de funciones o utilidades propias para este trabajo (ver figura 5-3), las cuales se presentan y hace una descripción breve a continuación:

INSSID: Presenta en el monitor del computador todos los bloques disponibles en la librería del SID y permite su selección e incorporación en el dibujo. Luego de seleccionar el bloque a insertar, se debe seleccionar la capa y el punto de inserción, para lo cual es recomendable utilizar los comandos de precisión del Autocad. También interroga por la rotación y atributos si los tiene.

INSBLO E INSBLO2: Presenta sólo los bloques más utilizados, pero permite su selección e inserción de manera inteligente, es decir, asigna el bloque a

su capa correspondiente y determina si se inserta sobre una línea o sobre otro bloque, los rota a la mejor visualización, y corta o utiliza los comando de precisión para una mejor calidad del dibujo. INSBLO2 realiza lo propio, pero con el último elemento seleccionado facilitando la inserción masiva.

SECCIO: Presenta todos los bloques de los equipos de seccionamiento (automáticos o manuales) disponibles y emplea las virtudes inteligentes ya mencionadas. Además de interrogar por el punto de inserción, se puede asignar un número de identificación para más fácil reconocimiento a la hora de realizar operaciones. Presenta bloques tanto para estado normalmente abierto (NA) como para normalmente cerrado (NC), los cuales se pueden operar y cambiar su estado para posibles maniobras o simular alguna condición, pudiéndose devolver todos a su posición normal para reestablecer es sistema presente.

BÚSQUEDAS: Para detectar elementos en sistemas complejos a la hora de hacer mantenimiento de los planos y/o operaciones de la red, aunque se encuentren en capas apagadas. Se pueden buscar textos, cargas puntuales, capacidad de transformación, subestaciones, capacitares, circuitos, parcelas del catastro y buscar discrepancias entre las parcelas del catastro y la base de datos de suscriptores.

SISTEMA DE ANÁLISIS DE REDES PRIMARIAS (SARP).

Los planos elaborados en Autocad y bajo los lineamientos del SP, son utilizados por el SARP para tomar la información de ellos y realizar los cálculos eléctricos mediante algoritmos inteligentes que simulan el razonamiento humano para realizar estas tareas. Estos cálculos son: caída de tensión, porcentaje de carga de conductores, corriente permanente y pérdidas en cada tramo, corriente de los cuatro tipos de cortocircuito en cada nodo y ubicación óptima de condensadores.

Este proceso de manera manual y para redes de distribución es bastante laborioso, todo esto considerando la complejidad y longitud de la mayoría de las

redes de distribución, y los cálculos propios de por sí. El ingeniero debe realizar manualmente las siguientes tareas:

- Colorear los circuitos para diferenciarlos de los demás.
- Tomar las distancias con el escalímetro de cada tramo de línea, tomando en cuenta el tipo de conductor para calcular las impedancias equivalentes hasta cada punto de análisis.
- Sumar las cargas para simplificar el esquema del circuito.
- Realizar los cálculos correspondientes al parámetro deseado mediante aproximaciones o métodos iterativos para obtener valores más exactos.

Este sistema realiza de manera automática todas las tareas mencionadas requiriendo sólo seleccionar el alimentador deseado, al cual se le introduce la data base de salida actual de la subestación, para hacer las simulaciones y análisis, presentando los resultados más importantes directamente en el dibujo o mediante reportes detallados de cada punto y tramo del circuito. Dispone de un menú general como el mostrado a continuación en la figura 5-4, donde se integran todas las funciones disponibles para el usuario:

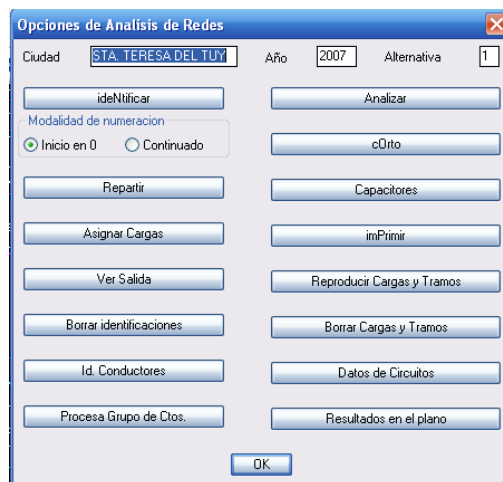


Fig. 5-4. Menú SARP.

Con estas funciones se realizó la mayor parte del estudio práctico correspondiente a la red primaria del circuito elegido, por lo que se harán las descripciones generales de las mismas. Cabe destacar que este

programa trabaja en escala 1:5000 y se permite hasta un máximo de 5000 elementos en la red a analizar con la versión utilizada (IV). El menú de opciones contiene las siguientes funciones:

IDENTIFICAR:

Consideraciones previas:

- Se debe utilizar sólo cuando el dibujo del sistema presente esté completamente terminado y verificado.
- Requiere seleccionar cualquier sección del circuito para su identificación progresiva, con el cuidado de que la sección inicial elegida tenga la información de calibre y distancia entre fases, dada por la inserción en ella del bloque identificador de conductores de la librería o por la función ID. CONDUCTORES de este módulo presentada más adelante.

La función identificar implica la realización interna de varios procesos como lo son:

Identificación del Circuito: Reconoce y destaca un circuito en particular dentro de una zona donde pueden haber varios circuitos, sin importar lo amplio o extenso que sean. A partir del punto seleccionado para comenzar la identificación, el sistema va haciendo el seguimiento automático del circuito y reconoce los puntos seccionados o seccionadores NA o NC.

Identificación de Cargas: Ubica los puntos con cargas y almacena bien sea el valor medido por algún tipo de registrador, o la capacidad del transformador o banco instalado.

Identificación de Calibres: Reconoce las secciones o tramo del dibujo (líneas) a las que se les asignó un tipo y calibre de conductor, y las distancias entre fases. A los tramos sin calibre se les asigna el calibre inmediatamente anterior.

Identificación de Características del circuito: Reconoce las características del circuito que deben ser colocadas al primer tramo del alimentador, como lo son: número y nombre del circuito, factor de potencia medido en la subestación, factor de diversidad estimado para cargas medidas con registradores, corriente de salida de la subestación para estudio bajo carga.

Numeración: Enumera todos los nodos, tramos y carga del circuito para hacer referencias en los programas de análisis.

Las deficiencias del dibujo que sean detectadas serán marcadas mediante un círculo amarillo e indicadas con un mensaje, las que no sean detectadas deberán ser ubicadas manualmente por el usuario.

Repartir: Realiza una asignación de carga a todos los transformadores de la red, en forma proporcional a la capacidad instalada y la carga total medida al inicio del circuito (salida de la subestación). Distingue cargas especiales o puntuales, y considera las pérdidas por efecto Joule. Su reporte incluye: factor de utilización promedio de todos los transformadores del circuito, factor de potencia de las cargas asignadas a cada transformador, capacidad total por banco y total instalada del circuito, carga o demanda asignada de cada transformador de distribución, total de carga medida o registrada si existe.

Analizar: Toma la carga de los análisis a repartir y calcula la caída de tensión al final de cada sección y la acumulada, pérdidas y corrientes de cada sección del circuito, pérdidas y demandas totales. Indica con banderas sobre el circuito el punto de máxima caída y máxima carga del conductor, y colorea las secciones que no cumplan con los criterios deseados de caída y carga de conductor máximas permitidas.

Corto: Es el encargado de los cálculos de los cuatro (4) cortocircuitos típicos al final de cada sección del circuito, según: la impedancia de falla deseada, los niveles de corto circuitos trifásicos y monofásicos (NCC3f y NCC1f) en la barra de salida del circuito (S/E), y el tipo de sistema (delta o estrella). Se pueden sustituir los valores de NCC por la impedancia equivalente del sistema hasta dicha

barra. El programa presenta un informe total e indica con una bandera sobre el dibujo el punto de Icc1fín.

Asignar Carga: Como su nombre lo indica, asigna (fija) los valores de demanda calculados por repartir, a los atributos de los bloques de cada transformador, con el fin de garantizar que estos valores se mantengan inalterables (fijos) en cada caso de hacer modificaciones u operaciones en la red del sistema presente, como sucede en la realidad.

Capacitares: Coloca el símbolo de un capacitor en los puntos del dibujo, donde, según los capacitares que se indiquen, se minimicen las pérdidas o caídas de tensión, indicando además los valores resultantes de éstas después de agregarlos. Este proceso es sólo indicativo, si se desea agregar los capacitares deben insertarse al dibujo mediante la librería automatizada e identificar y analizar de nuevo el circuito.

Ver Salida: Permite ver en un editor de texto el último reporte generado por algún programa de análisis, según los formatos que ya se venían utilizando en CADAFE y sus filiales.

Imprimir: Genera la impresión del último reporte.

Reproducir Cargas y Tramos: Redibuja y colorea el circuito identificado, así como sus números de tramos y cargas, con la información anteriormente guardada, sin necesidad de volver a Identificar.

Borrar Cargas y Tramos: Elimina los números asignados a las cargas y tramos del circuito por la función Identificar manteniendo sólo el color.

Id. Conductores: Identifica los conductores según su material y calibre, y calcula la distancia media geométrica entre fases. Es útil en tramos donde no quepa la descripción textual que introduce el bloque análogo de identificación de conductores de la librería.

Datos del Circuito: Permite modificar los parámetros de características del circuito ya mencionados.

Procesa Grupo de Circuitos: Si se posee un plano con una zona de varios circuitos, esta opción ejecuta Identificar, Repartir, Asignar y Analizar de todos o algunos de los circuitos existentes según seleccione el usuario.

Resultados en el Plano: Permite identificar directamente en el dibujo los resultados de alguna sección en particular del circuito, además de las que ya indica por defecto los programas de análisis.

Además de estas funciones principales, el SARP cuenta con otra serie de funciones prácticas para satisfacer algunas necesidades particulares. Entre ésta están:

- **Sumario:** Genera un cuadro resumen de los alimentadores con los resultados más importantes.
- **Unif:** Muy útil cuando se tiene una red con muchos circuitos entrelazados, para obtener el unifilar de un circuito en particular en un archivo independiente.
- **Distan:** Permite colocar en forma de cotas el valor de distancia deseado, pudiendo ser el correspondiente con la realidad; diferente de la utilidad de acotamiento del Autocad que indica la longitud de la línea en el dibujo.
- **Troncal:** Identifica el troncal según los números de los tramos que lo conforman en el eje horizontal, y grafica la caída de tensión, pérdidas y corrientes permanentes en una misma pantalla para mejor comparación. Además indica la longitud total del circuito, la total del troncal, las pérdidas totales del circuito y las pérdidas totales del troncal.

SISTEMA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES (SCP).

Este sistema permite realizar la coordinación de protecciones de sobrecorriente en forma fácil y práctica. Posee una librería de mas de cuatrocientas (400) curvas normalizadas y digitalizadas de relés y fusibles, las cuales se presentan en un formato representativo de un papel logarítmico. Al lado de este, se hace la representación de la gráfica de la zona o porción del circuito a coordinar, donde se indican los tipos y ajustes de los elementos de protección para una mejor comprensión. No posee una ventana general de opciones, sólo se selecciona del menú COOR del SID la función deseada como se muestra a continuación:

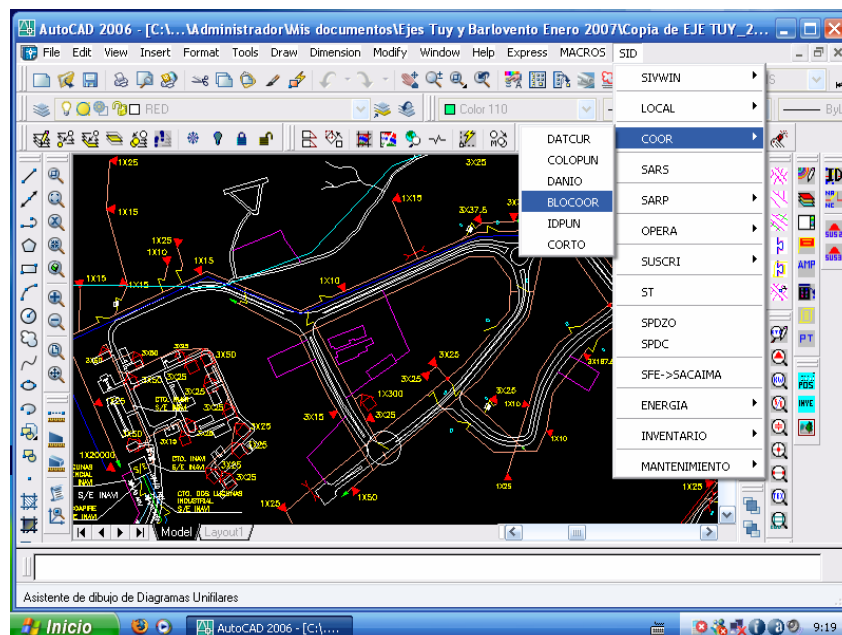


Fig. 5-5. Menú COOR del SID.

Es importante destacar que aunque este sistema facilita la labor del ingeniero, éste debe poseer los conocimientos necesarios para realizar este trabajo, ya que el programa se regirá por los ajustes y valores introducidos por el usuario, en ningún momento el programa realiza ajustes o coordina de manera automática.

Las funciones o subprogramas que integran este modulo son:

DATCUR: Permite dibujar las curvas de distintos tipos y familias de fusibles y relés electromecánicos o electrónicos programables. Los relés electromecánicos y fusibles se seleccionan de una lista, se debe introducir los valores del voltaje de referencia y de los arrollados primarios y secundarios de los TC y el TAP elegido del relé, después de lo cual se muestra automáticamente la corriente de arranque del relé. El Dial se selecciona directamente de la lista.

En caso de tratarse de fusibles, se debe indicar el valor de uno (1) en los campos para arrollados del TC y TAP, por no disponer éstos de dicho equipo y ajustes.

En caso de tratarse de relés electrónicos, se debe indicar si se desean las curvas según la IEC, la ANSI C37-90 o la ANSI C37-112, de tipo Inversa, Muy Inversa, Extremadamente Inversa o de sobrecarga, y su Dial. Las mismas se rigen según las fórmulas, los coeficientes y los rangos de corrientes válidos de las normas mencionadas, los cuales también aparecen descrita claramente en este manual

Después de dibujar cualquier curva de relé, el programa permite dibujar la misma curva retrazada 0.3 s para dar un margen de coordinación con el elemento aguas arriba considerando errores de medición de los TC y relés. Esta curva se dibuja de un color distinto y sirve como referencia para tratar de que la curva siguiente quede justo por arriba de ella en el intervalo de corriente deseado.

El programa permite colocar una leyenda correspondiente con cada curva, indicando los ajustes seleccionados y pudiéndose agregar cualquier información adicional. Todo esto permite una revisión más sencilla y reducir cualquier eventual error de lectura.

DANIO: Genera la curva de daño de los transformadores de potencia según la Norma ANSI/IEEE C57-109 “Transformer Thorough – Fault Current Duration Guide”, la cual clasifica a los transformadores por categorías según su capacidad nominal (kVA) y si es monofásico o trifásico, y dependiendo de la categoría en la que se encuentre, traza su curva de daño rigiéndose por las fórmulas que en ellas se indican, las cuales también aparecen claramente detalladas en el manual.

Se le debe indicar al programa si el transformador es trifásico o no, su capacidad de transformación, su impedancia de cortocircuito, el voltaje de referencia de donde se trazaran las curvas y la impedancia equivalente del sistema en por unidad en la base de potencia del transformador.

El programa dibuja automáticamente tres (3) curvas, una (1) de Sobrecarga y dos (2) idénticas de cortocircuito con una traslación en corriente de factor 0.58 una de otra, siendo la menor (más a la izquierda) correspondiente al arrollado delta y la mayor (más a la derecha) al arrollado estrella de un transformador D-Y. Se borra la no deseada.

COLOPUN: Incorpora un punto o línea en el área de dibujo de curvas. El programa solicita el número de puntos que se deseen dibujar y luego deberán indicarse tantos pares de corriente – tiempo como puntos dados.

Es muy útil para indicar los puntos transitorios de Inrush, Reestablecimiento en Frío, arranque de motores, o dibujar alguna curva de relé o fusible que no este en la base de datos pero de las cuales se dispongan las curvas en papel.

BLOCOOR: Permite dibujar el diagrama unifilar de la zona a coordinar. Presenta por defecto un arreglo de barras las cuales pueden ser modificadas a libre decisión para adaptar el dibujo a la zona que se está coordinando. También posee una librería de símbolos correspondientes a bloques de elementos de protección e interrupción, transformadores, TC'S, etc.

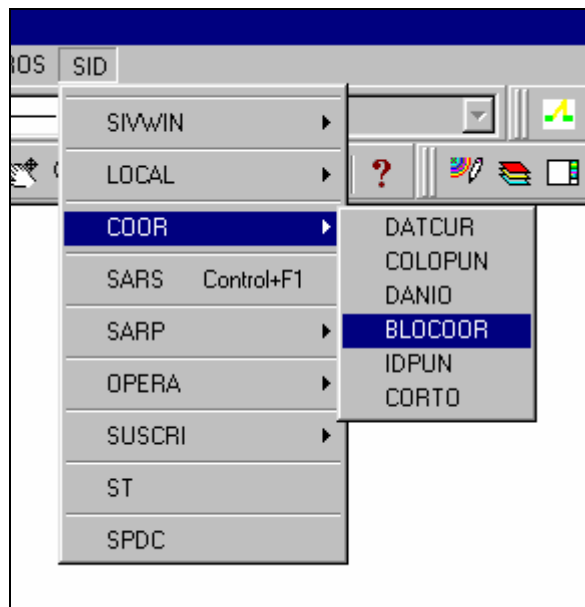
Cabe destacar que es un dibujo representativo, de él no depende ningún cálculo de generación de las curvas de coordinación. El único cálculo que depende del dibujo es el que obtiene los cortocircuitos trifásico (3f), bifásico (2f) y monofásico (1f) en el secundario del transformador, partiendo de los datos que se ingresen en el bloque de la barra de alta y en los bloques de los transformadores de potencia. Trabaja a escala 1:12.

IDPUN: Identifica algún punto de interés en el gráfico. Se toca algún punto de cualquier curva y muestra su par corriente – tiempo.

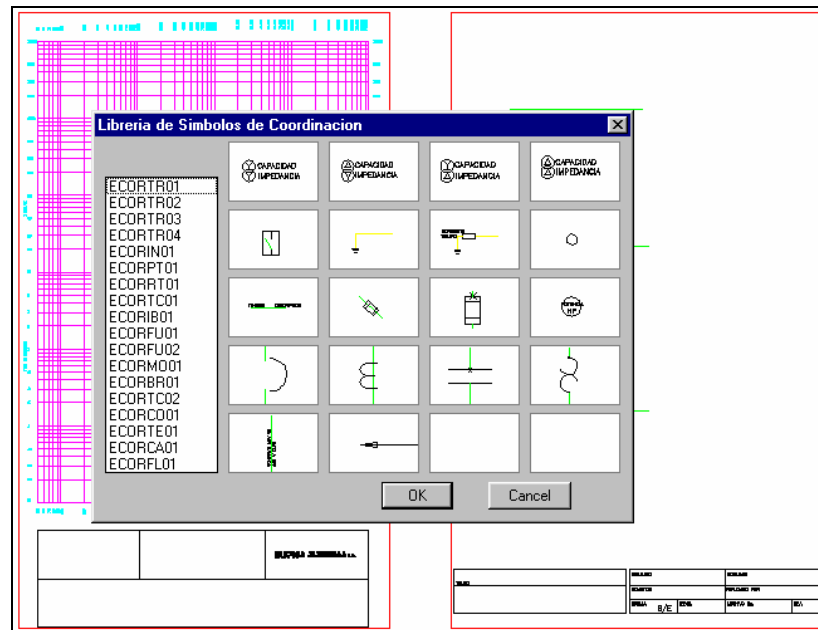
CORTO: Realiza el cálculo de los cortocircuitos en el secundario del transformador de potencia, a partir de los datos de barra de alta tensión del primario y del tipo, capacidad e impedancia de cortocircuito del mismo.

TUTORIAL DEL SISTEMA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

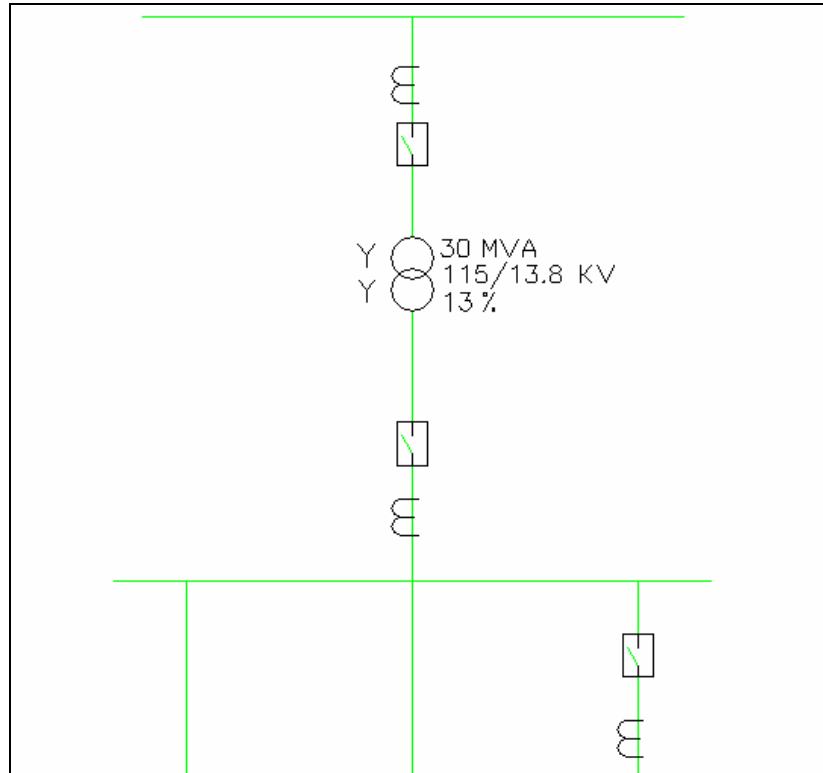
- a) Abrir el AUTOCAD con un archivo nuevo. **File-> New**
- b) Del menú desplegable, hacer **CLIC** en la opción **SID** y el modelo **COOR**
- c) Hacer **CLIC** en **BLOOCOR**



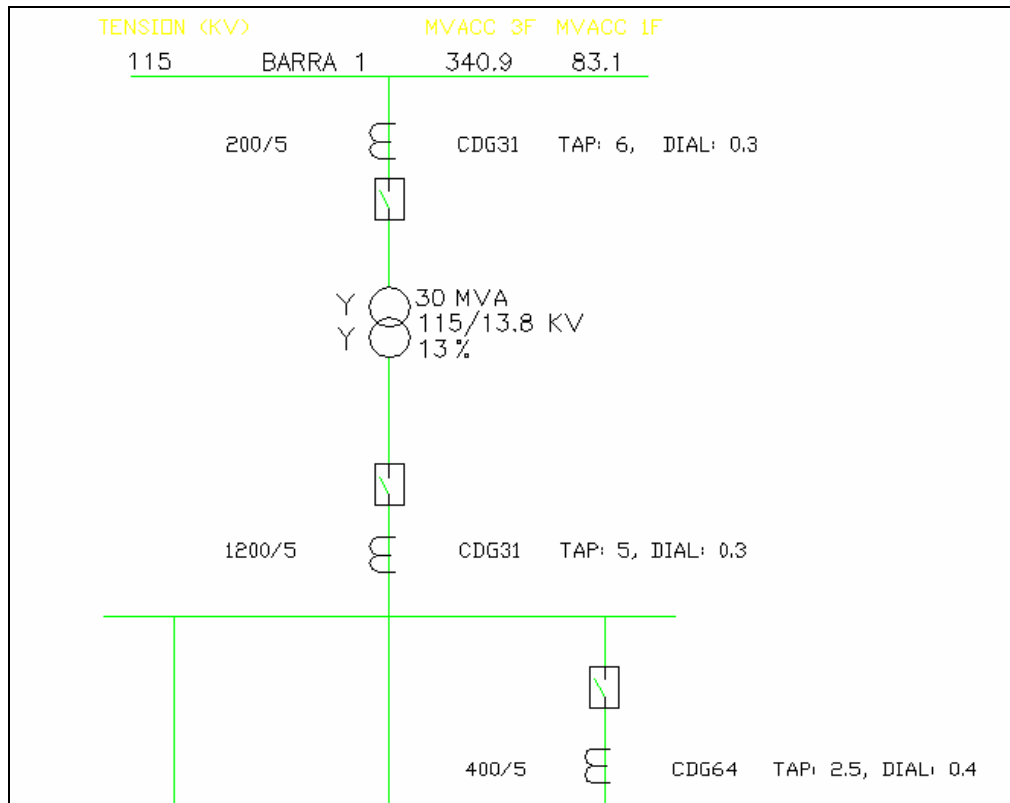
- d) El programa presentará el formato LOG-LOG y un menú de los bloques disponibles



- e) En el lado izquierdo se colocarán las curvas tiempo-corriente de los relés y el lado en el derecho se hará un diagrama unifilar con la porción del Sistema Eléctrico involucrado en la protección.
- f) Seleccionar el primer bloque que corresponde a un transformador Estrella – Estrella. **CLIC**, **OK** y luego **CLIC** sobre la línea vertical superior del diagrama unifilar.
- CAPACIDAD (MVA) **30**
 - RELACION (kV) **115/13.8**
 - IMPEDANCIA (%) **13**
- g) De igual forma se dibujarán los bloques correspondientes a los interruptores. **SID->COOR->BLOCOOR**. Seleccionar el primer bloque de la segunda fila. **CLIC**, **OK** y luego **CLIC** sobre la línea vertical, arriba y abajo del transformador (ver Figura)
- h) Se colocan los símbolos correspondientes a los transformadores de corriente. **SID->COOR->BLOCOOR**. Seleccionar el símbolo en la segunda Columna, Cuarta Fila **CLIC**, **OK** y luego **CLIC** arriba y debajo de los interruptores. La operación se repite hasta que la figura quede así:



- i) Finalmente SID->COOR->BLOCOOR Seleccionar el bloque de la primera columna y tercera fila para indicarle los datos de la barra de 115 kV. CLIC, OK y hacer CLIC sobre el punto medio de la línea horizontal superior.
- Tensión (KV) **115**
 - Descripción **BARRA 1**
 - Nivel 3F(Mvacc) **340.9**
 - Nivel 1F(Mvacc) **83.1**
- j) Para colocar la relación de los TC'S. Se utilizan los comandos de Autocad. En el área de COMANDO de Autocad, escribir:
- Command: **TEXT**
 Current text style: "Standard" Text height: 25.0000
 Specify start point of text or [Justify/Style]: **CLIC**
 Specify height <25.0000>: **ENTER o 25**
 Specify rotation angle of text <0>: **ENTER o 0**
 Enter text: **200/5**
 Enter text: **ENTER**
- k) El proceso se repite hasta que el dibujo quede como muestra la figura:



l) Se escribe con el comando texto los valores de los TC y los Modelos de los relés. Para este ejemplo ya se tienen los ajustes que tendrán los relés. El TAP es el valor de arranque del relé o Pick-UP, y el dial es el retardo en segundos del relé para permitir coordinación. El TAP se selecciona en base a los criterios generales de coordinación y las corrientes nominales de los equipos. El dial se escoge en base a prueba con las curvas de coordinación.

m) Del menú desplegable se selecciona SID->COOR->CORTO. En este momento el programa calcula las corrientes de cortocircuito en base a los datos de la barra en 115 y los datos del transformador.

Corriente de cortocircuito 3F SECUNDARIO: 5757.32 A

Corriente de cortocircuito 2F SECUNDARIO: 4985.99 A

Corriente de cortocircuito 1F SECUNDARIO: 2556.17 A

DESEA GRAFICAR LOS RESULTADOS (S/N): S

En el gráfico, en el lado derecho el programa coloca una línea que corresponde a la corriente de cortocircuito trifásica (**ZE ó Zoom Extend**)

n) Para ver mejor los resultados, se debe apagar la capa “CUADRI”

o) Para graficar la curva de daño del transformador. Del menú **SID->COOR->DANIO**.

TRIFASICO (S/N): S

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA): **30000**

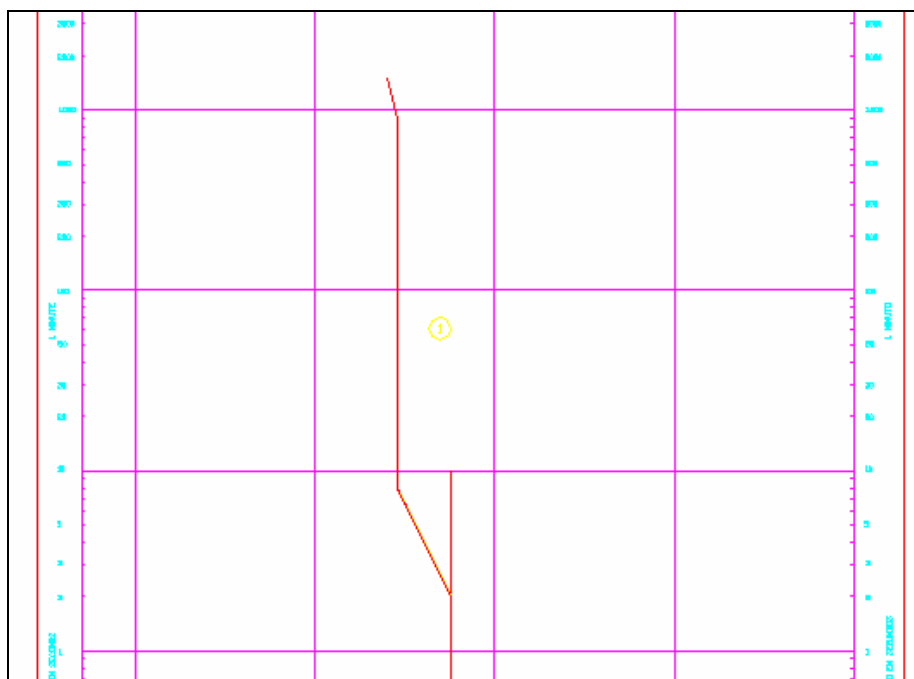
VOLTAJE DE REFERENCIA (KV): **13.8**
IMPEDANCIA (p.u.) (OA): **.13**
IMPEDANCIA DEL SISTEMA (p.u.) : **0.088**
POSICION DEL TEXTO: **1**
TEXTO ADICIONAL: **ENTER**

El programa dibujará tres curvas, una de sobrecarga y dos de cortocircuito. La curva de sobrecarga es única, mientras que existen dos de cortocircuito, una amarilla y otra roja. La roja esta desplazada en corriente por un factor de 0,58 para el caso de un transformador Delta- Estrella protegido desde alta tensión.

En nuestro caso se borra con **ERASE** la curva roja con comando de Autocad.

La amarilla se corta, a nivel de la esquina superior de la vertical, con el comando **BREAK** de Autocad, después **EXTEND** para extenderla hasta la curva de sobrecarga. Luego se corta con **TRIM** la curva de sobrecarga con la de cortocircuito. Finalmente se borra con **ERASE** el trozo de curva amarilla que se devuelve. Con MACROS->IGUAL se coloca el mismo color para toda la curva.

El dibujo debe quedar como sigue



- p) Se comienzan a dibujar las curvas de los relés utilizando la rutina DATCUR. Del menú desplegable del SID->COOR->DATCUR. El programa presentará un cuadro como el que sigue:

LISTA DE DATOS DE COORDINACION

Voltaje Referencia (V): Voltaje Sensor (V): Margen (Seg):

Tc Primario: Tc Secundario: TAP: Corriente:

Nombre del archivo:

- BBC511-1
- BBC511-2
- BBC511-3
- BBC511-4
- BBC511-5
- BBC511-6
- BBC511-7
- BBC511-8
- BBC511-9
- BBC511-10
- BRKT1SE2
- BRT1SE2B
- CDG113.01
- CDG113.02
- CDG113.03**
- CDG113.04
- CDG113.05

Tipear el Nombre:

☐ Rele Elec. IEC

☐ Rele Elec. ANSI C37.90

☐ Rele Elec. ANSI C37.112

Curva:

Dial/Mul:

- q) En el cuadro se modifica el valor del Sensor a **115000**, el TC primario a **200**, el TAP a **6** y se escoge de la lista el relé CDG113 cuya curva es idéntica al CDG31 (la diferencia radica en que el modelo CDG31 es para tres fases y el CDG113 es para una sola fase) .
- r) El valor que se encuentra después del punto es el valor del DIAL. Una vez seleccionado la curva **CDG113.03**, se presiona **OK**.
 DESEA SUAVIZAR LA CURVA (S/N): **S**
 DESEA AGREGAR + 0.3 SEG (S/N): **N**
 POSICION DEL TEXTO: **2**
 TEXTO ADICIONAL: **INT. PPAL 115 KV**
- s) El proceso se repite para cada uno de los relés representados en el diagrama unifilar. **SID->COOR->DATCUR.**
 - Sensor: **13800**
 - Tcprimario : **1200**
 - TAP: **5**
 - Curva: **CDG113.03**
 - **OK**
 DESEA SUAVIZAR LA CURVA (S/N): **S**
 DESEA AGREGAR + 0.3 SEG (S/N): **S**
 POSICION DEL TEXTO: **3**
 TEXTO ADICIONAL: **INT. PPAL 13.8 KV**
- t) **SID->COOR->DATCUR.**
 - Sensor: **13800**
 - Tcprimario : **400**
 - TAP: **2.5**
 - Curva: **CDG14.04** (equivalente al CDG64)
 - **OK**
 DESEA SUAVIZAR LA CURVA (S/N): **S**
 DESEA AGREGAR + 0.3 SEG (S/N): **S**
 POSICION DEL TEXTO: **4**
 TEXTO ADICIONAL: **SALIDA 13.8 KV**
- u) La figura debe quedar como se muestra a continuación.

[ANEXO N° 3]

ZONA	DISTRITO	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	CANTIDAD
MIRANDA	BARLOVENTO	RIO CHICO	SARAO 34.5	
MIRANDA	BARLOVENTO	RIO CHICO	CUPIRA 34.5	
MIRANDA	TUY	CHARALLAVE II	LA RAIZA	
MIRANDA	TUY	SANTA TERESA III	INAVI	
MIRANDA	BARLOVENTO	HIGUEROTE II	HIGUEROTE I	
MIRANDA	BARLOVENTO	RIO CHICO	CANGREJAL	
MIRANDA	BARLOVENTO	TACARIGUA	HIGUEROTE 34.5	
MIRANDA	BARLOVENTO	RIO CHICO	EL RAIZAL	
MIRANDA	TUY	OCUMARE II	SANTA BARBARA	
MIRANDA	TUY	SANTA TERESA III	SANTA TERESA I	
MIRANDA	TUY	CHARALLAVE II	CUA I	
MIRANDA	BARLOVENTO	CAUCAGUA	EL CAFÉ	
MIRANDA	BARLOVENTO	TACARIGUA	SOTILLO 34.5	
MIRANDA	BARLOVENTO	CAUCAGUA	ARAGUITA	
MIRANDA	BARLOVENTO	RIO CHICO	SAN MARTIN	
MIRANDA	TUY	SANTA TERESA III	EL CUJIAL	
MIRANDA	BARLOVENTO	HIGUEROTE II	HIGUEROTE II	
MIRANDA	BARLOVENTO	CAUCAGUA	EL CLAVO	
MIRANDA	TUY	SANTA LUCIA	PICHAO	
MIRANDA	BARLOVENTO	RIO CHICO	EL CRISTO	
MIRANDA	BARLOVENTO	TACARIGUA	SAN VICENTE	
MIRANDA	TUY	ALVARENGA IND.	LA ESTRELLA	
MIRANDA	TUY	PARAISO	PARAISO	
MIRANDA	BARLOVENTO	TACARIGUA	LOS PERAZAS	
MIRANDA	TUY	INAVI	DOS LAGUNA IND.	
MIRANDA	BARLOVENTO	CUPIRA	NVA. ALEJANDRIA	
MIRANDA	BARLOVENTO	RIO CHICO	PAPARO	
MIRANDA	BARLOVENTO	EL GUAPO	EL BACHILLER	
MIRANDA	BARLOVENTO	HIGUEROTE II	COLIBRI	
MIRANDA	TUY	SANTA TERESA III	MAZLOUM CENTER	
MIRANDA	TUY	OCUMARE II	AEROPUERTO	
MIRANDA	TUY	YARE	TAZON	
MIRANDA	BARLOVENTO	RIO CHICO	HOSPITAL	
MIRANDA	TUY	ALVARENGA IND.	ALVARENGA IND.	
MIRANDA	TUY	CHARALLAVE II	CUA II	
MIRANDA	BARLOVENTO	AGUSAL	COLIBRI	
MIRANDA	TUY	OCUMARE II	SAN MIGUEL	
MIRANDA	TUY	LA RAIZA	FRIGORIFICO	
MIRANDA	TUY	OCUMARE II	LAS MERCEDES	
MIRANDA	TUY	CHARALLAVE II	PITAHAYA	
MIRANDA	TUY	SANTA LUCIA	LA VIRGINIA	
MIRANDA	TUY	CHARALLAVE II	TACATA CUA	
MIRANDA	TUY	YARE	OCUMARE I	
MIRANDA	TUY	CHARALLAVE II	AGREGADOS LIVIANOS	
MIRANDA	TUY	LA RAIZA	CARTANAL	
MIRANDA	TUY	PARAISO	MOPIA	
MIRANDA	TUY	OCUMARE II	SAN BASILIO	

ZONA	DISTRITO	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	CANTIDAD
MIRANDA	TUY	SANTA TERESA I	SANTA TERESA	
MIRANDA	BARLOVENTO	CANGREJAL	LOS CANALES	
MIRANDA	TUY	CUA	EL DELEITE	
MIRANDA	TUY	CUA	TACATA	
MIRANDA	TUY	OCUMARE I	PEÑON	
MIRANDA	BARLOVENTO	CAUCAGUA	CAUCAGUA	
MIRANDA	BARLOVENTO	HIGUEROTE	LAS DELICIAS	
MIRANDA	TUY	ALVARENGA IND.	LA MAGDALENA	
MIRANDA	BARLOVENTO	CURIEPE	MESA GRANDE	
MIRANDA	TUY	YARE	SVECA	
MIRANDA	TUY	CHARALLAVE II	SUCUA	
MIRANDA	TUY	LA RAIZA	MANGUITO	
MIRANDA	TUY	CHARALLAVE II	AMERICER	
MIRANDA	TUY	SANTA TERESA I	CDAD. LOZADA	
MIRANDA	TUY	SANTA LUCIA	PROMOTUY	
MIRANDA	BARLOVENTO	SAN JUAN	SAN JOSE	
MIRANDA	TUY	SANTA ROSA	SANTA ROSA	
MIRANDA	BARLOVENTO	TACARIGUA	MATURIN	
MIRANDA	TUY	SANTA LUCIA	SANTA EPIFANIA	
MIRANDA	TUY	CHARALLAVE II	CHARALLAVE	
MIRANDA	BARLOVENTO	HIGUEROTE II	FLAMINGO	
MIRANDA	TUY	INAVI	DOS LAGUNA RESD.	
MIRANDA	TUY	TAZON	PINTUY	
MIRANDA	TUY	LA RAIZA	LA PEÑITA	
MIRANDA	BARLOVENTO	EL GUAPO	ROSARIO	
MIRANDA	TUY	SANTA TERESA I	GUATOPO	
MIRANDA	BARLOVENTO	CARENERO	CARENERO	
MIRANDA	TUY	INAVI	SOAPIRE	
MIRANDA	BARLOVENTO	HIGUEROTE II	CURIEPE	
MIRANDA	TUY	YARE	OCUMARE II	
MIRANDA	BARLOVENTO	EL GUAPO	SAN FERNANDO	
MIRANDA	TUY	TAZON	AVE MARIA II	
MIRANDA	TUY	CUA	MARIN III	
MIRANDA	TUY	CUA	MARIN II	
MIRANDA	BARLOVENTO	SOTILLO	CAÑO MADRID	
MIRANDA	TUY	OCUMARE I	OCUMARE	
MIRANDA	TUY	SANTA TERESA I	YARE	
MIRANDA	BARLOVENTO	HIGUEROTE	HIGUEROTE 13.8	
MIRANDA	TUY	SANTA ROSA	CUA	
MIRANDA	BARLOVENTO	CAUCAGUA	PEPSI	
MIRANDA	TUY	YARE	UNITECA	
MIRANDA	BARLOVENTO	PAPARO	MERCEDES DE PAPARO	
MIRANDA	TUY	CHARALLAVE II	RIO TUY	
MIRANDA	BARLOVENTO	HIGUEROTE	AGUASAL	
MIRANDA	TUY	ALVARENGA IND.	LOS OLIVOS	
MIRANDA	BARLOVENTO	CUPIRA	CHAGUARAMAL	
MIRANDA	BARLOVENTO	CAUCAGUA	BIMBO	
MIRANDA	TUY	CUA	MARIN I	

ZONA	DISTRITO	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	CANTIDAD
MIRANDA	TUY	INAVI	TRIPLEX	
MIRANDA	TUY	LA RAIZA	CHURUATA	
MIRANDA	BARLOVENTO	CUPIRA	MACHURUCUTO	
MIRANDA	BARLOVENTO	TACARIGUA	CAMPOMAR	
MIRANDA	BARLOVENTO	CANGREJAL	CANGREJAL	
MIRANDA	TUY	OCUMARE II	LA LAGUNA	
MIRANDA	BARLOVENTO	TACARIGUA	TACARIGUA	
MIRANDA	TUY	LA RAIZA	S/E SUR	
MIRANDA	BARLOVENTO	SARAO	SANTA CRUZ	
MIRANDA	TUY	OCUMARE I	C. MENDOZA	
MIRANDA	TUY	OCUMARE II	INOS 13.8	
MIRANDA	TUY	ALVARENGA IND.	EL CAMPITO	
MIRANDA	BARLOVENTO	SOTILLO	DOS CAMINOS	
MIRANDA	TUY	OCUMARE I	VALLE VERDE	
MIRANDA	BARLOVENTO	CUPIRA	CUPIRA	
MIRANDA	BARLOVENTO	CURIEPE	BIRONGO	
MIRANDA	TUY	OCUMARE I	RANGEL	
MIRANDA	BARLOVENTO	HIGUEROTE II	MEDITERRANEO	
MIRANDA	BARLOVENTO	SOTILLO	SOTILLO 13.8	
MIRANDA	TUY	CUA	APARAY CUA	
MIRANDA	TUY	TAZON	TOCORON	
MIRANDA	TUY	TAZON	AVE MARIA I	
MIRANDA	BARLOVENTO	CARENERO	BUCHE	
MIRANDA	TUY	CUA	FAACA	
MIRANDA	BARLOVENTO	CURIEPE	CURIEPE	
MIRANDA	TUY	CUA	BELFORT GLASS	
MIRANDA	BARLOVENTO	EL GUAPO	GUAPO	
MIRANDA	TUY	SANTA LUCIA	SANTA LUCIA	
MIRANDA	BARLOVENTO	CANGREJAL	BELEN	
MIRANDA	TUY	INAVI	INAVI	
MIRANDA	BARLOVENTO	HIGUEROTE II	AEROPUERTO	
MIRANDA	TUY	OCUMARE I	HOSPITAL	
MIRANDA	BARLOVENTO	CANGREJAL	EL JOBO	
MIRANDA	TUY	ALVARENGA IND.	SAN RAFAEL	
MIRANDA	BARLOVENTO	HIGUEROTE	CENTRO TURISTICO	
MIRANDA	BARLOVENTO	HIGUEROTE	SAN LUIS	
MIRANDA	TUY	SANTA LUCIA	LA AGUADA IND.	
MIRANDA	TUY	CHARALLAVE II	ALFA QUARTZ	
MIRANDA	BARLOVENTO	RIO CHICO	SAN JUAN II	
MIRANDA	BARLOVENTO	RIO CHICO	GUAPO	
MIRANDA	BARLOVENTO	CARENERO	CDAD. BALNEARIO	
MIRANDA	BARLOVENTO	PAPARO	CENTRO NAUTICO	
MIRANDA	BARLOVENTO	SAN JUAN	LOS VELASQUEZ	
MIRANDA	BARLOVENTO	HIGUEROTE II	CARENERO	

[ANEXO N° 4]

DIAGRAMA UNIFILAR ZONA MIRANDA

Este diagrama unifilar detallado muestra la configuración del sistema de distribución eléctrica para la Zona Miranda. El sistema opera a 138 kV y se alimenta desde la subestación de Santa Teresa III. Las líneas de transmisión se representan por colores: verde para 138 kV, azul para 132 kV, rojo para 115 kV, naranja para 110 kV, amarillo para 105 kV y gris para 100 kV. El diagrama incluye una gran cantidad de subestaciones (S/E) y transformadores (T) distribuidos en toda la zona, conectados por una red compleja de líneas. Se detallan los niveles de tensión, las capacidades de las líneas y los tipos de transformadores utilizados. En la parte superior, se indica la dirección de flujo de energía hacia varias subestaciones clave. En la parte inferior, se encuentra una leyenda que define los colores de las líneas y el tipo de transformador utilizado. El diagrama es una herramienta esencial para el análisis y la operación del sistema de distribución eléctrica en esta zona.

LEGENDA:

- LINEA 138 KV
- LINEA 132 KV
- LINEA 115 KV
- LINEA 110 KV
- LINEA 105 KV
- LINEA 100 KV

TRANSFORMADORES:

- 138/115 KV
- 138/110 KV
- 138/105 KV
- 138/100 KV
- 115/110 KV
- 115/105 KV
- 115/100 KV
- 110/105 KV
- 110/100 KV
- 105/100 KV

ACTUALIZADO SEPTIEMBRE 2007

CADAFE

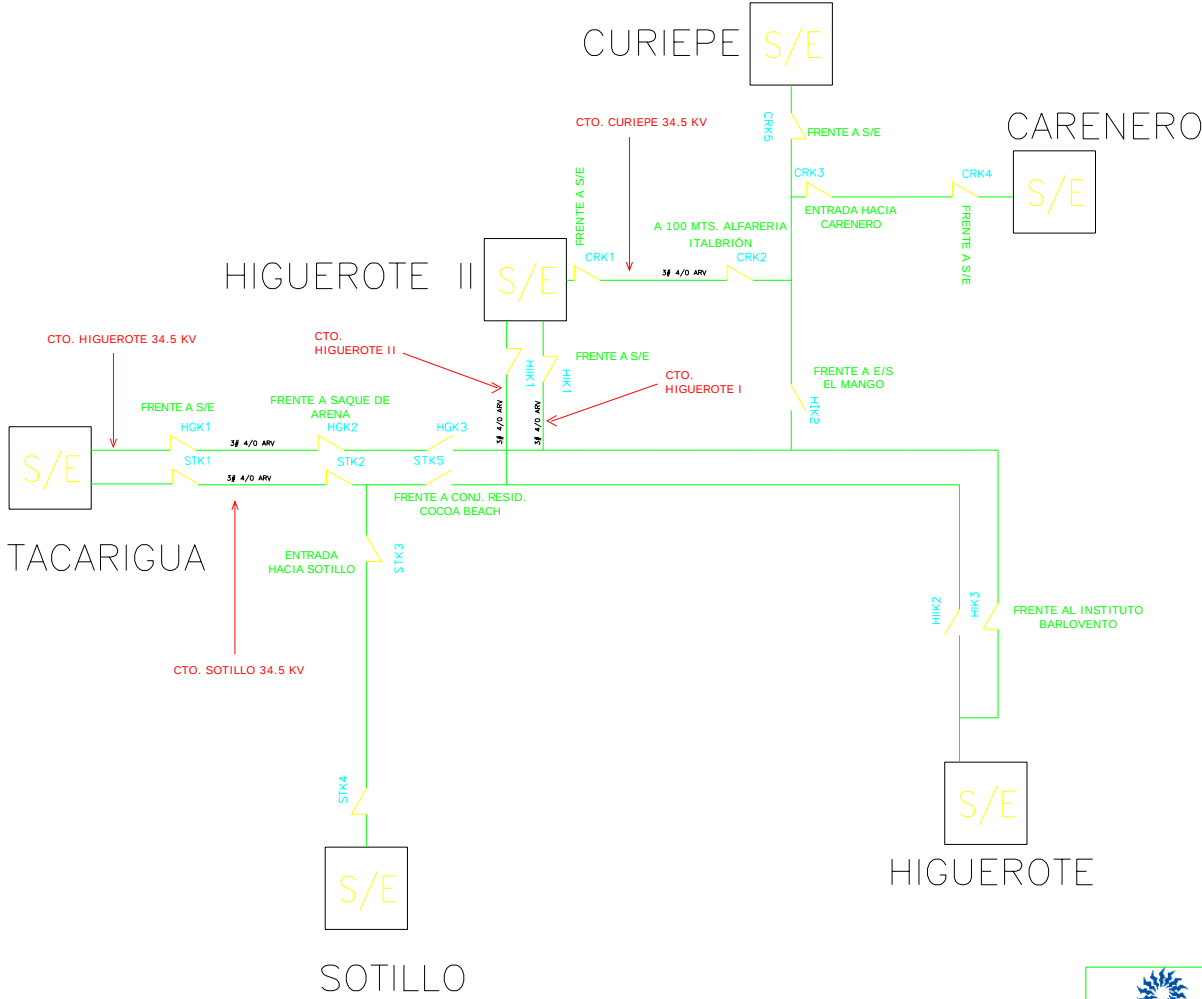
[ANEXO N° 5]

AQUI VA PLANO TOPOLOGICO DOS LAGUNAS INDUSTRIAL
(VER ARCHIVO ANEXO)

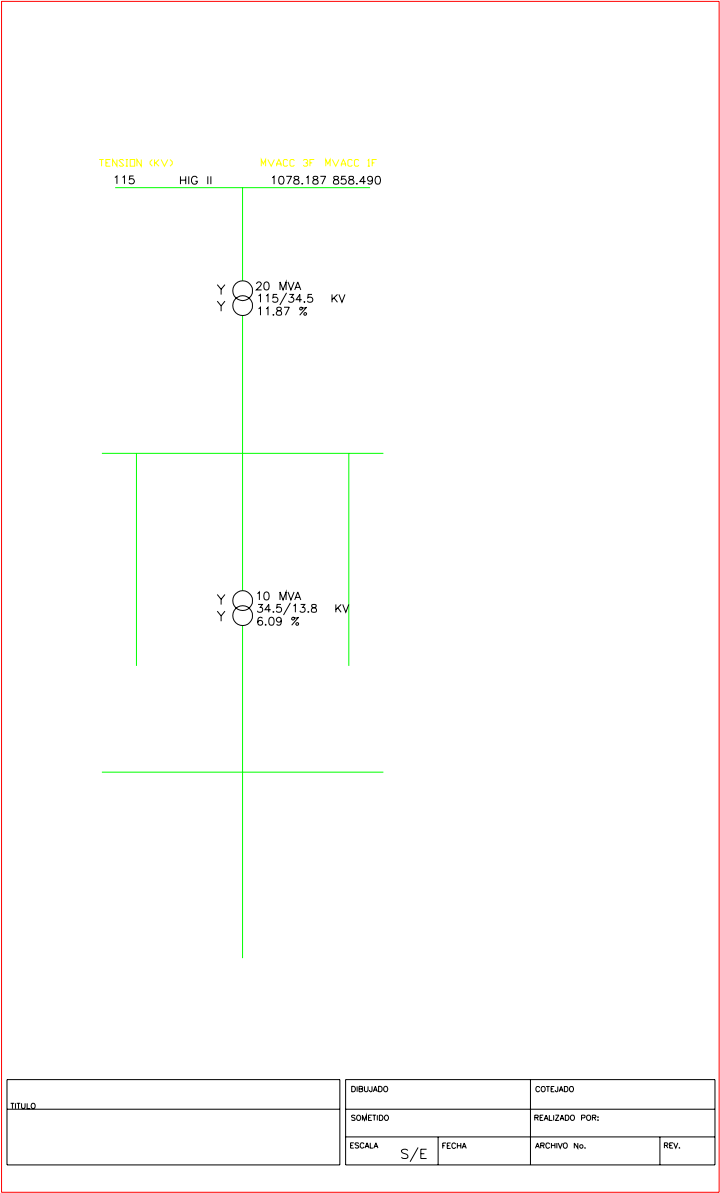
AQUI VA PLANO TOPOLOGICO DOS LAGUNAS INDUSTRIAL
(VER ARCHIVO ANEXO)

[ANEXO N° 6]

DIAGRAMA UNIFILAR PARA TRANSFERENCIA DE CARGA DEL SISTEMA HIGUEROTE



[ANEXO N° 7]



[ANEXO N° 8]

Command: (if (NOT C:BLOCOOR) (LOAD "C:/BUCSIS/COOR/BLOCOOR"))
nil

Command: BLOCOOR
Copyrigh No 1311, Licencia IV, Demo 6.8 A: CADAFE 1:1000
1Seleccione el punto de insercion
CAPACIDAD (MVA) 36

RELACION (KV) 115/34.5

IMPEDANCIA (%) 4.8
OKnil

Command:
Command: BLOCOOR
Copyrigh No 1311, Licencia IV, Demo 6.8 A: CADAFE 1:1000
1Seleccione el punto de insercion
CAPACIDAD (MVA) 10

RELACION (KV) 34.5/13.8

IMPEDANCIA (%) 6.9
OKnil

Command:
Command:
Command: (if (NOT C:CORTO) (LOAD "C:/BUCSIS/COOR/CORTO"))
nil

Command: CORTO
Copyrigh No 1311, Licencia IV, Demo 6.8 A: CADAFE 1:1000
1 OK OK
Corriente de cortocircuito 3F SECUNDARIO: 7382.09 (Amp)
Corriente de cortocircuito 2F SECUNDARIO: 6393.08 (Amp)
Corriente de cortocircuito 1F SECUNDARIO: 6632.07 (Amp)
DESEA GRAFICAR LOS RESULTADOS (S/N): s

NIV3F NIV1F TEN2
441.122 396.304 34.5 OK

[ANEXO N° 9]

PROGRAMA DE LOCALIZACION DE CARGAS

ALIMENTADOR NO. 67 : CTO. HIGUEROTE II 34.5 KV S/E HIGUER

VOLTAJE LINEA LINEA 34.50 KV

FACTOR DE POTENCIA 90.00 %

TENSION EN LA BARRA 105 %

AMPERIOS POR FASE 262. 262. 262. AMP

NODOS	KVA	DEMANDAS LOCALIZADAS			CARGAS PUNTUALES				DEMANDAS ESPECIALES	
	CONECTADOS	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
18	20000.00	16243.71	14655.95	7004.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
7	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	

TOTALES	20000.00	16243.71	14655.95	7004.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
---------	----------	----------	----------	---------	------	------	------	------	------	------

F.P. CARGAS LOCALIZADAS	0.902	FACTOR DE UTILIZACION	0.812	F. DIV DE LAS CARGAS PUNTUALES
1.00				
CIUDAD : CTO HIGUEROTE II 34.	AÑO : 2004	ALTERNATIVA:	1	FECHA : 16-OCT-07
		HORA : 09:53		

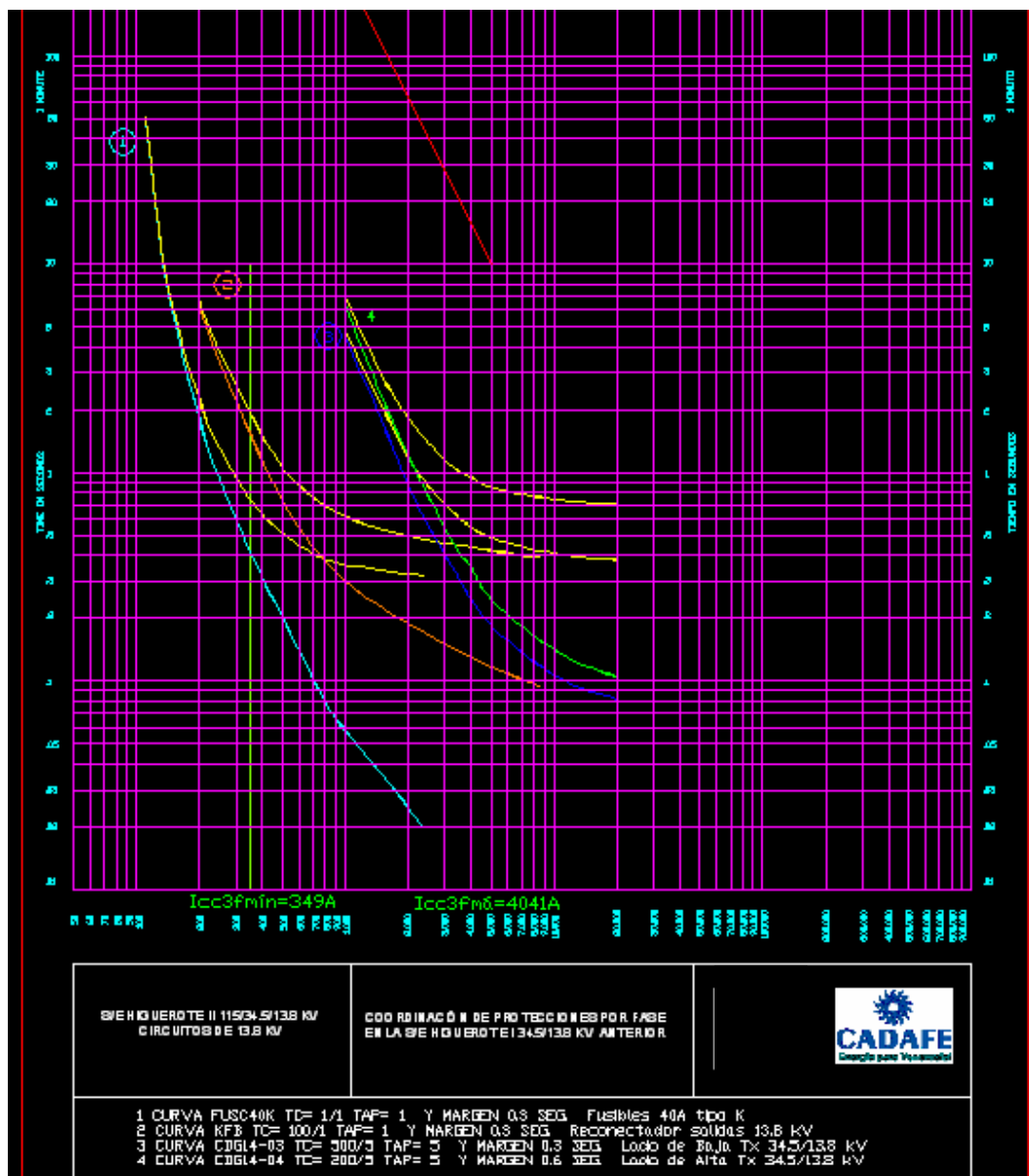
SUMARIO POR ALIMENTADOR

ALIMENTADOR	(F.U.)(F.P.)	KVA CONECTADOS	DEMANDA TOTAL	CARGAS PUNTUALES
DEMANDA ESPECIAL				
			KVA	F.DIV
			KVA	KVA
67 CTO. HIGUEROTE II 34.5 KV S/E HIGUER	0.812 0.902	20000.00	16243.71	1.00 0.00 0.00

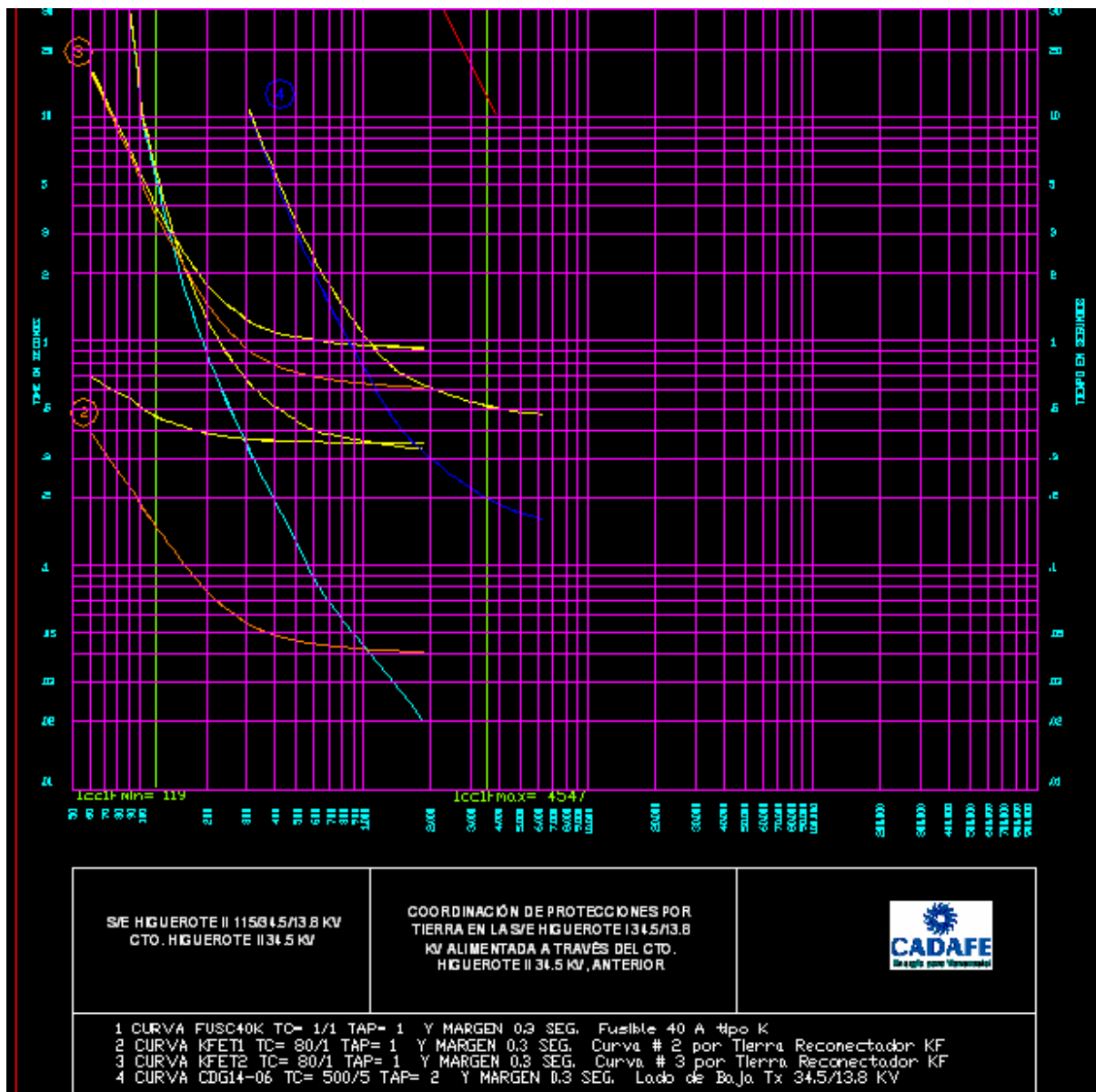
□(s10H

[ANEXO N° 10]

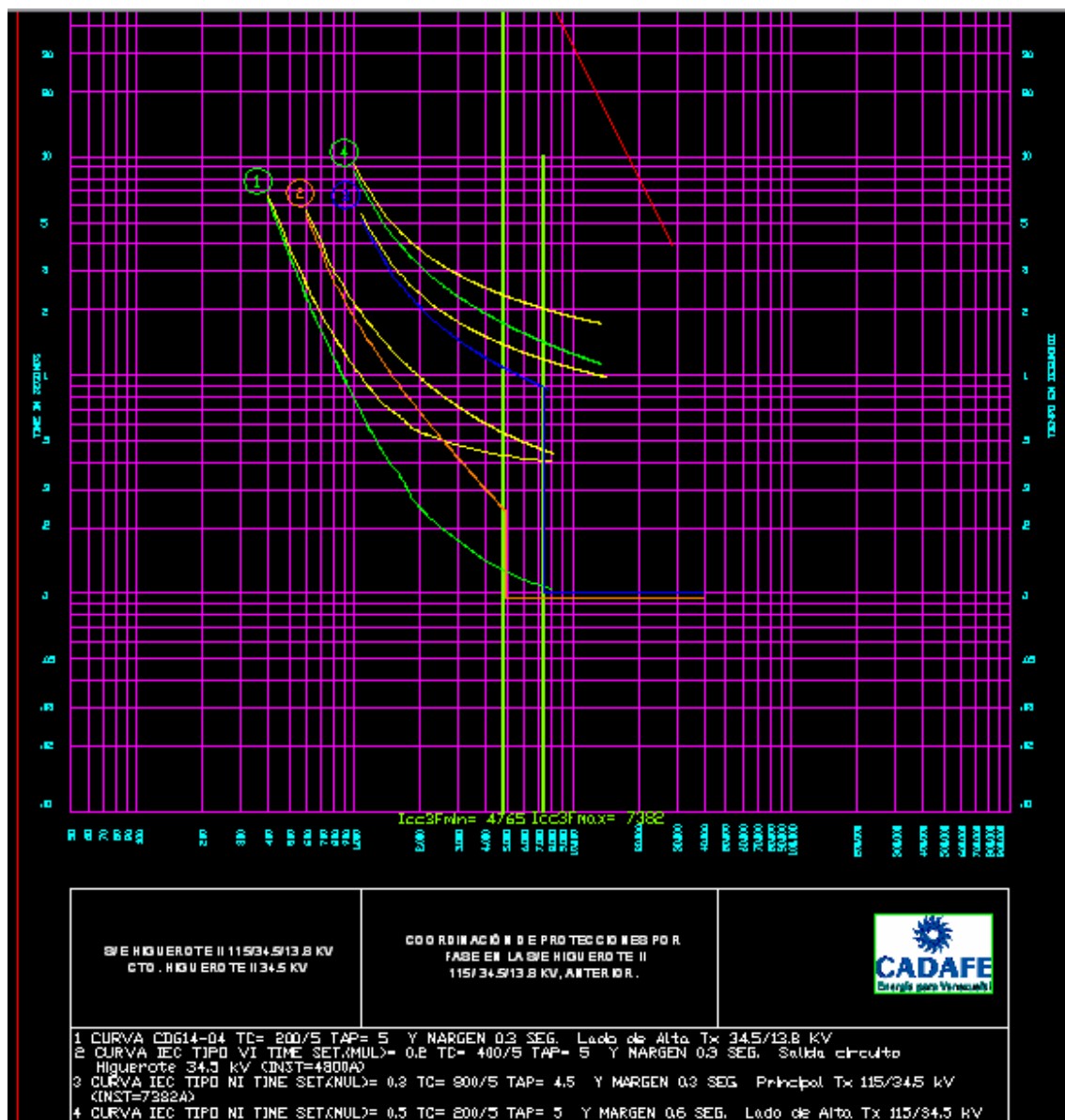
[ANEXO N° 10.1]



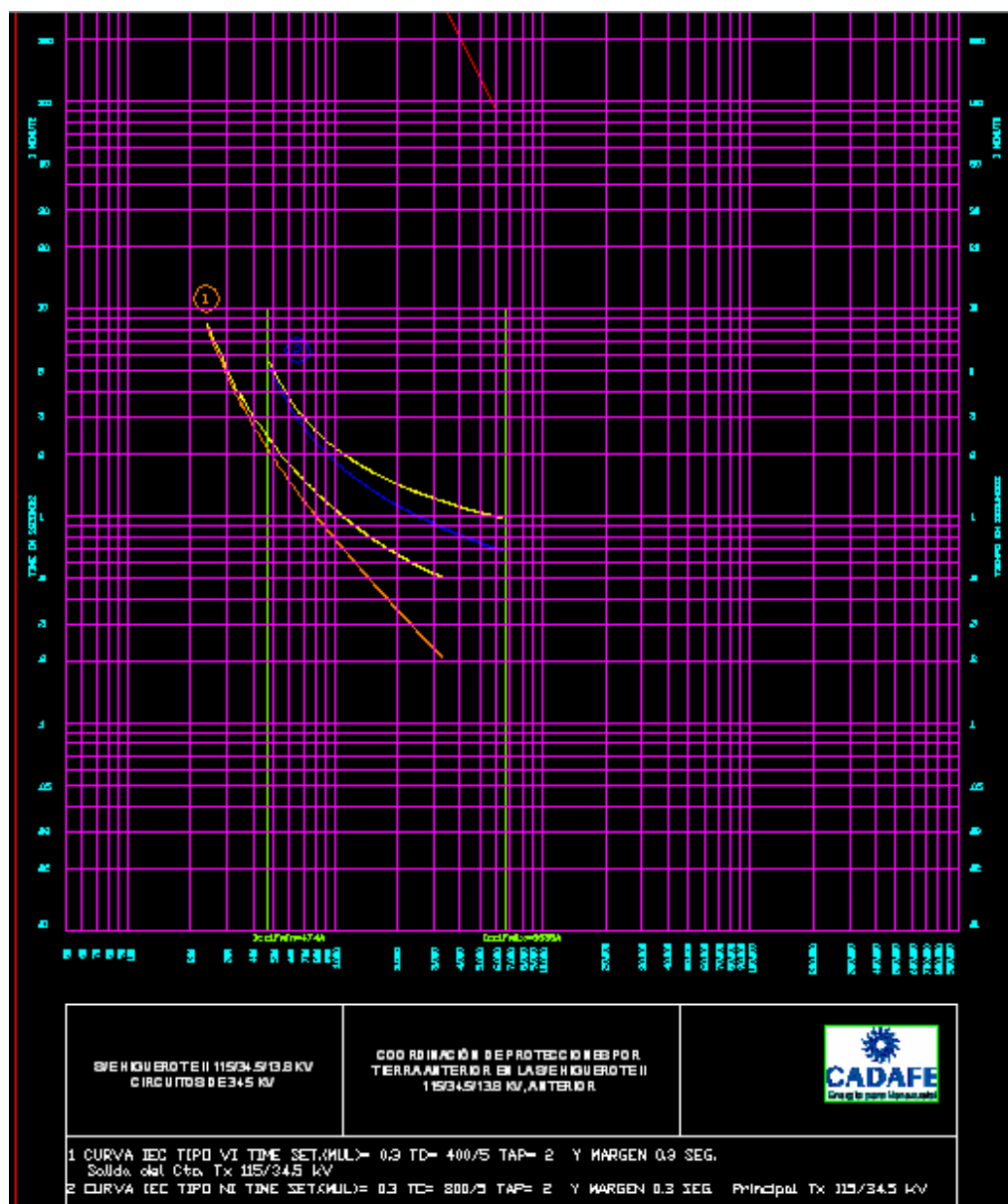
[ANEXO N° 10.2]



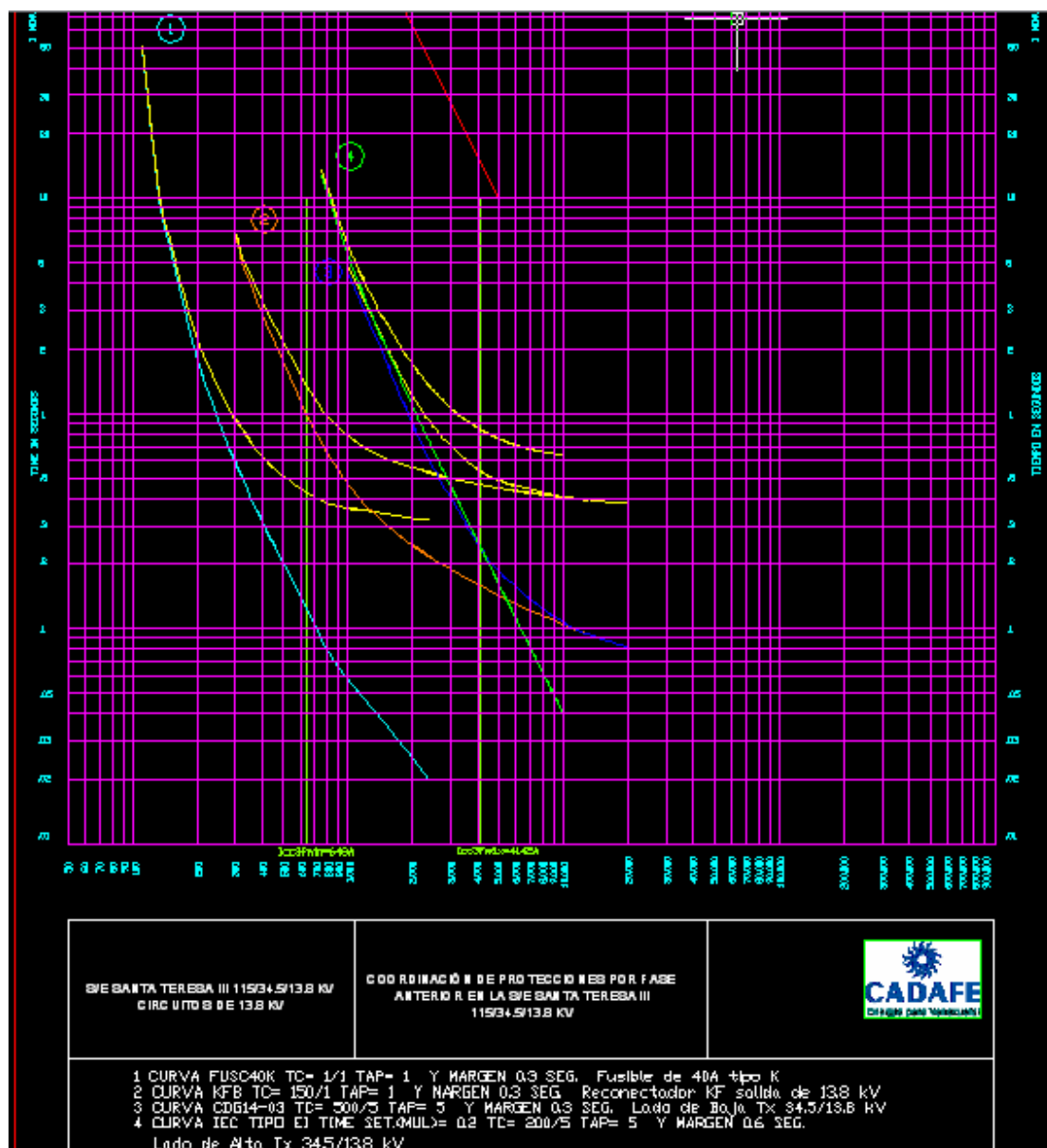
[ANEXO N° 10.3]



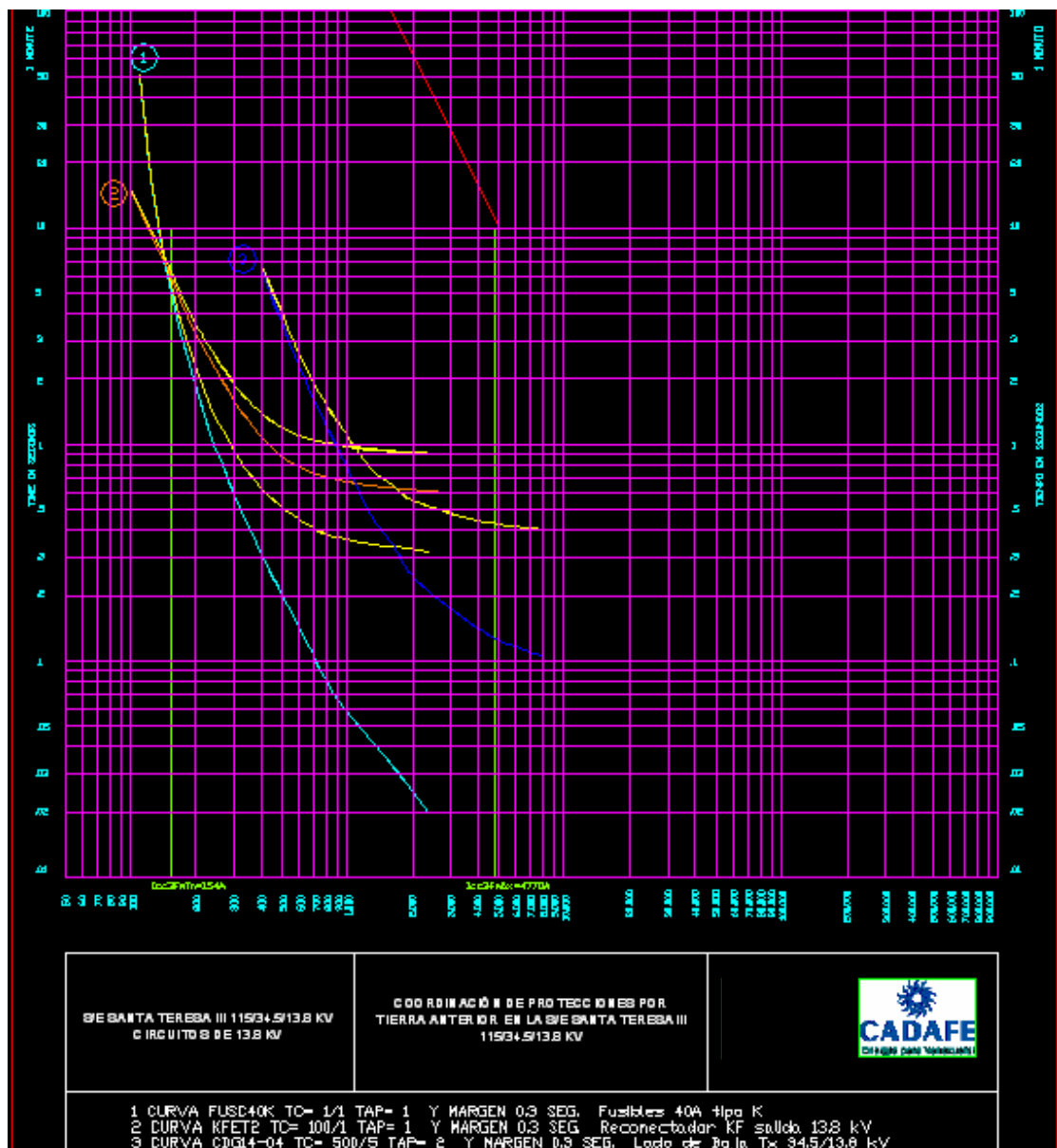
[ANEXO N° 10.4]



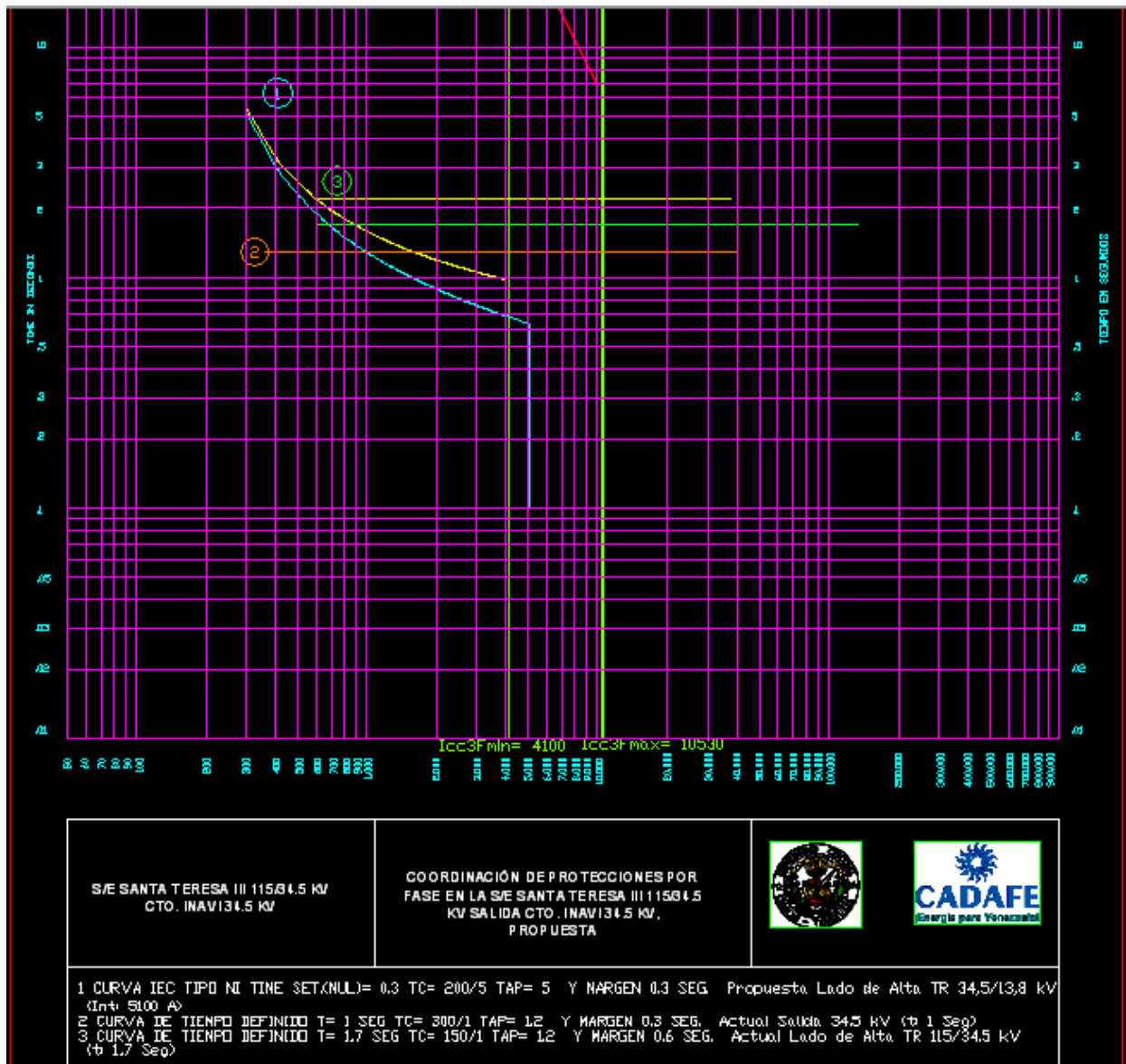
[ANEXO N° 10.5]



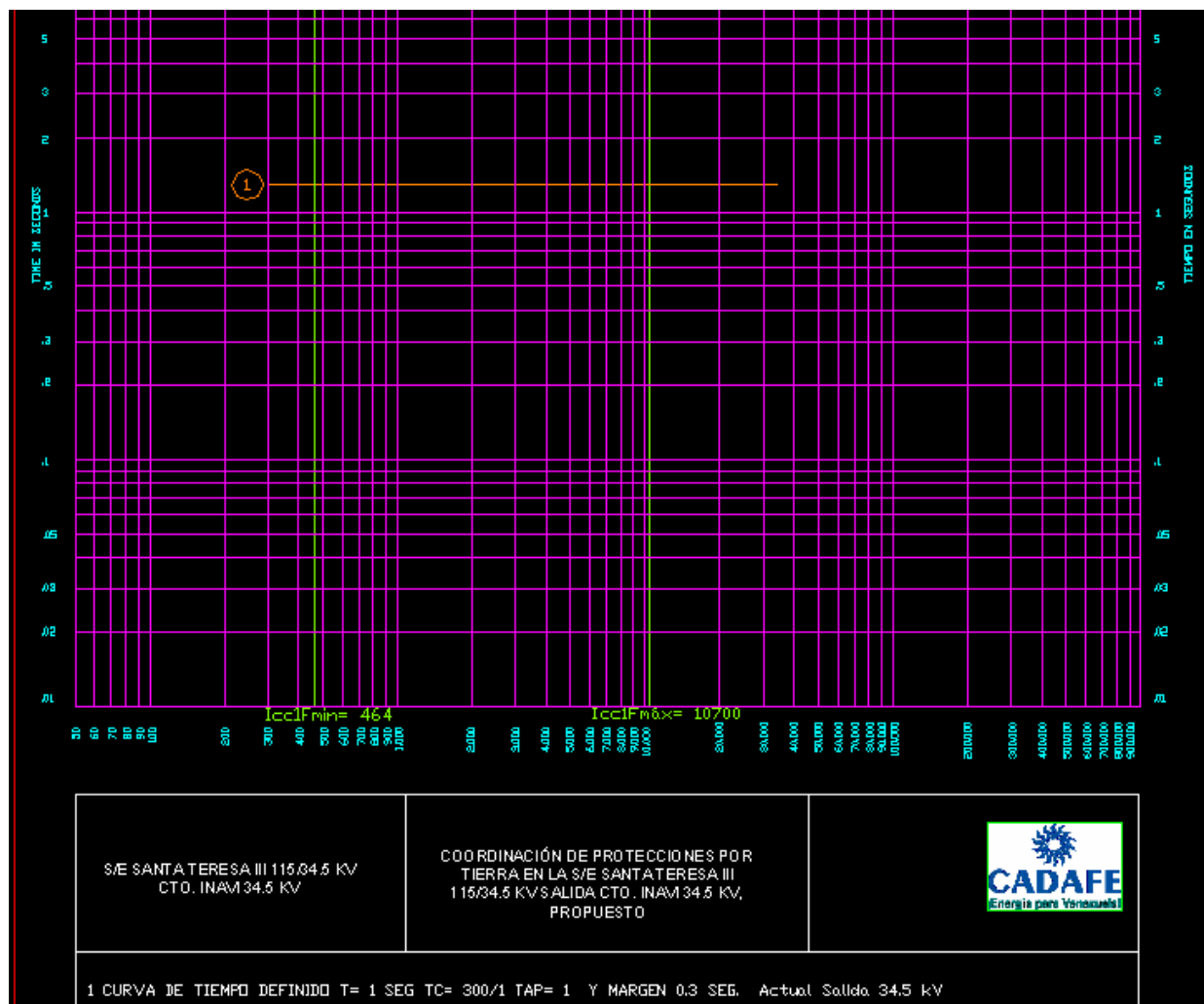
[ANEXO N° 10.6]



[ANEXO N° 10.7]



[ANEXO N° 10.8]



[ANEXO N° 11]

0(s17H0

CIUDAD : HIGUEROTE
PAG: 1

AÑO : 2007

ALTERNATIVA : 1

FECHA : 24-OCT-07
HORA : 09:28

CIRCUITO NO. 67 CTO. HIGUEROTE II 34.5 KV S/E HIGUER
TENSION FASE A FASE 34.50 KV
FACTOR DE POTENCIA 0.90 %
% DE TENSION EN BARRA 105. %

DEMANDA 16439. KVA 14782. KW 7191. KVAR

TRAM / CARGA	KVA CONEC S PRESENT	C A R G A S KW KVAR	LONGIT KM	C O N D U C T O R TIPO	% CARGA	IMPEDANCIA RESIS REACT	CARGA/TRAMO KW KVAR	PCT DE CAIDA TRAM. ACUM.	% KVLL	PERD./SECC. KW KVAR	CORRIENTE AMPS
1.....3	FASE		0.048	4/0 ARV	68.95	0.014 0.020	14782. 7191.	0.03 0.03	104.97	2.8 4.2	262.0
1 0.00	0.	0.									
2.....3	FASE		0.038	4/0 ARV	68.95	0.011 0.016	14780. 7187.	0.02 0.05	104.95	2.2 3.3	262.0
2 0.00	0.	0.									
3.....3	FASE		0.025	4/0 ARV	68.95	0.007 0.010	14777. 7184.	0.01 0.06	104.94	1.5 2.1	262.0
3 0.00	0.	0.									
4.....3	FASE		0.171	4/0 ARV	68.95	0.048 0.072	14776. 7182.	0.10 0.16	104.84	10.0 14.8	262.0
4 0.00	0.	0.									
6.....3	FASE		0.636	4/0 ARV	0.00	0.179 0.265	0. 0.	0.00 0.16	104.84	0.0 0.0	0.0
6 0.00	0.	0.									
8.....3	FASE		0.260	4/0 ARV	0.00	0.073 0.108	0. 0.	0.00 0.16	104.84	0.0 0.0	0.0
8 0.00	0.	0.									
INICIANDO RAMA EN 4											
5.....3	FASE		0.100	4/0 ARV	68.95	0.028 0.042	14766. 7167.	0.06 0.22	104.78	5.9 8.7	262.0
5 0.00	0.	0.									
7.....3	FASE		0.603	4/0 ARV	68.95	0.170 0.252	14760. 7158.	0.35 0.57	104.43	35.1 51.8	262.0
7 0.00	0.	0.									
9.....3	FASE		0.313	4/0 ARV	68.95	0.089 0.131	14725. 7107.	0.18 0.75	104.25	18.2 27.0	262.0
9 0.00	0.	0.									
10.....3	FASE		0.310	4/0 ARV	68.95	0.088 0.129	14707. 7080.	0.18 0.93	104.07	18.0 26.7	262.0
10 0.00	0.	0.									
11.....3	FASE		0.014	4/0 ARV	68.95	0.004 0.006	14689. 7053.	0.01 0.93	104.07	0.8 1.2	262.0
11 0.00	0.	0.									
12.....3	FASE		0.025	4/0 ARV	68.95	0.007 0.010	14688. 7052.	0.01 0.95	104.05	1.5 2.1	262.0
12 0.00	0.	0.									
13.....3	FASE		0.080	4/0 ARV	68.95	0.023 0.034	14687. 7050.	0.05 0.99	104.01	4.7 6.9	262.0
13 0.00	0.	0.									
14.....3	FASE		0.161	4/0 ARV	68.95	0.046 0.067	14682. 7043.	0.09 1.09	103.91	9.4 13.9	262.0
14 0.00	0.	0.									
15.....3	FASE		0.263	4/0 ARV	68.95	0.074 0.110	14672. 7029.	0.15 1.24	103.76	15.3 22.7	262.0
15 0.00	0.	0.									
16.....3	FASE		0.016	4/0 ARV	68.95	0.005 0.007	14657. 7006.	0.01 1.25	103.75	0.9 1.4	262.0

16	0.00	0.	0.													
18.....3	FASE	0.003	4/0 ARV	68.95	0.001	0.002	14656.	7005.	0.00	1.25	103.75	0.2	0.3	262.0		
18 20000.00	14656. 7004.															
19.....3	FASE	0.002	4/0 ARV	0.00	0.001	0.001	0.	0.	0.00	1.25	103.75	0.0	0.0	0.0		
19 0.00	0. 0.															
INICIANDO RAMA EN 16																
17.....3	FASE	0.475	4/0 ARV	0.00	0.134	0.198	0.	0.	0.00	1.25	103.75	0.0	0.0	0.0		
17 0.00	0. 0.															

0 0(s17H0 CIUDAD : HIGUEROTE AÑO : 2007 ALTERNATIVA : 1 FECHA : 24-OCT-07
 PAG: 2 HORA : 09:28

CIRCUITO NO. 67 CTO. HIGUEROTE II 34.5 KV S/E HIGUER
 TENSION FASE A FASE 34.50 KV
 FACTOR DE POTENCIA 0.90 %
 % DE TENSION EN BARRA 105. %

DEMANDA 16439. KVA 14782. KW 7191. KVAR

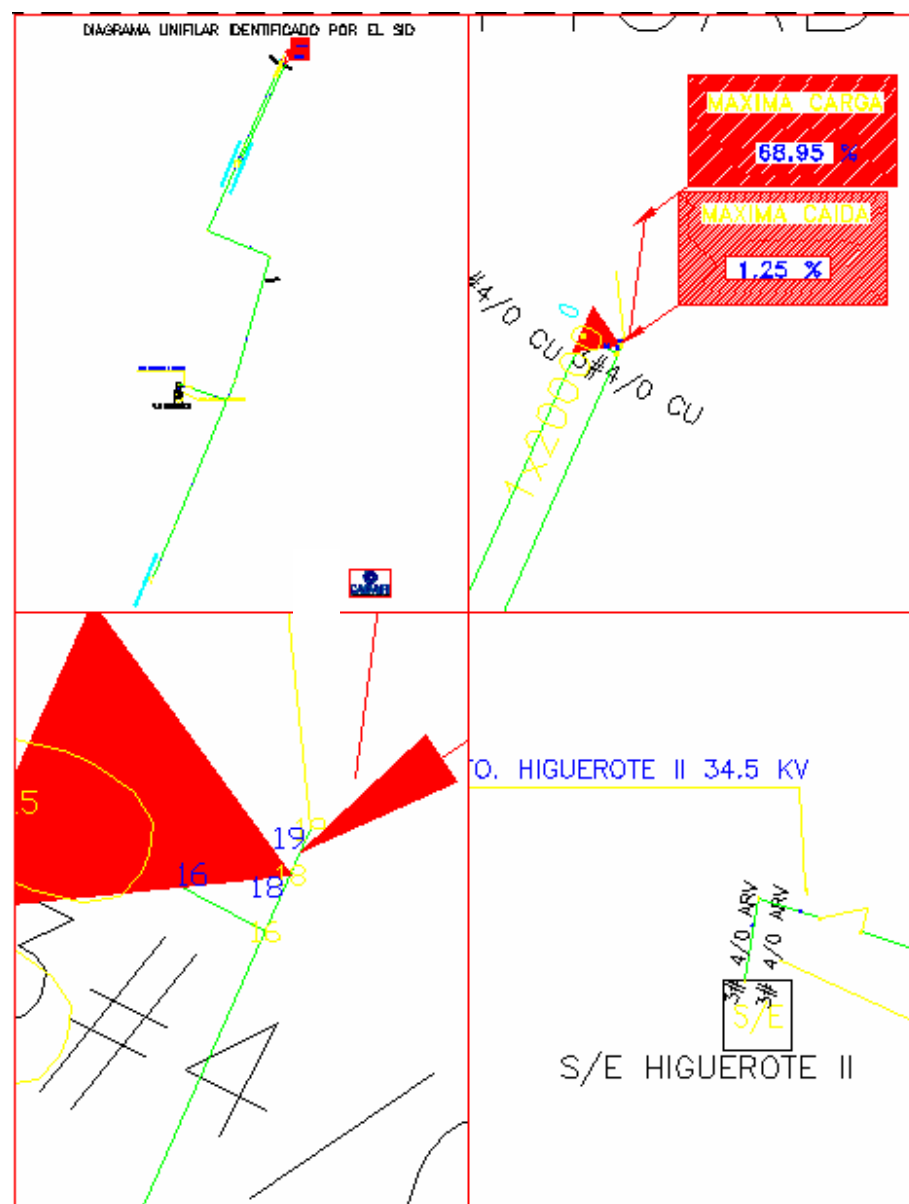
TRAM / KVA CONEC	C A R G A S	LONGIT	C O N D U C T O R	IMPEDANCIA	CARGA/TRAMO	PCT DE CAIDA	% KVLL	PERD./SECC.	CORRIENTE
CARGA S PRESENT	KW KVAR	KM	TIPO % CARGA	RESIS REACT	KW KVAR	TRAM. ACUM.		KW KVAR	AMPS
20.....3	FASE	0.028	4/0 ARV	0.00	0.008	0.012	0.	0.	0.00
20 0.00	0. 0.						1.25	103.75	0.0 0.0 0.0

0 0(s17H0 CIUDAD : HIGUEROTE PERDIDAS TOTALES EN EL CIRCUITO 126.5 187.0
 PAG: 2 AÑO : 2007 ALTERNATIVA : 1 FECHA : 24-OCT-07
 HORA : 09:28

S U M A R I O P O R C I R C U I T O

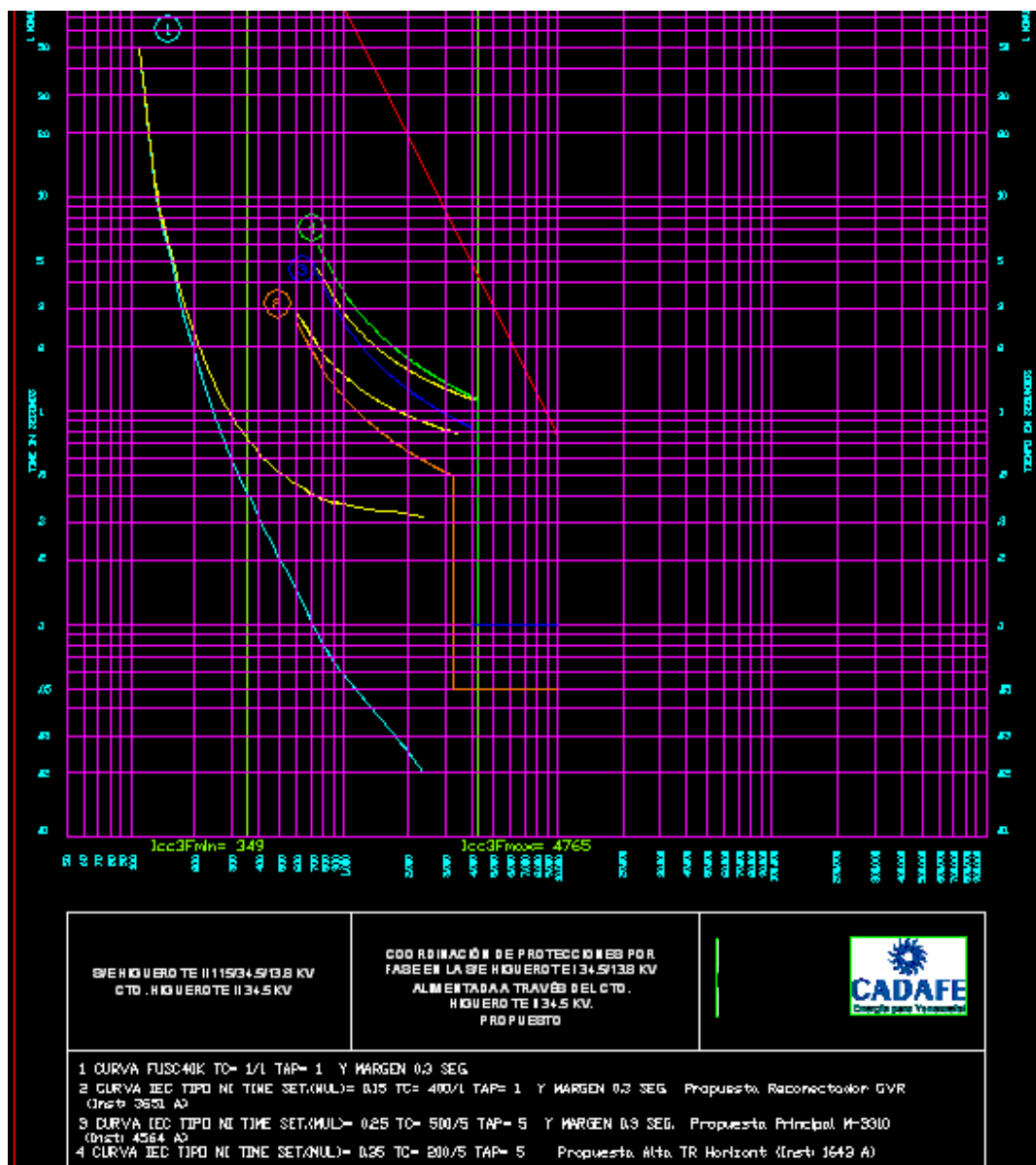
C I R C U I T O	MAXIMA CAIDA DE TENSION		MAXIMA CARGA EN CONDUCTOR		PERDIDA EN KW	DEMANDA
	TRAMO	PORCENTAJE	TRAMO	PORCENTAJE	(KW)	(KVA)
67 CTO. HIGUEROTE II 34.5 KV S/E HIGUER	19	1.25	18	68.95	126.48	16438.87
DEMANDA TOTAL CALCULADA						16438.87 0(s10I

[ANEXO N° 12]

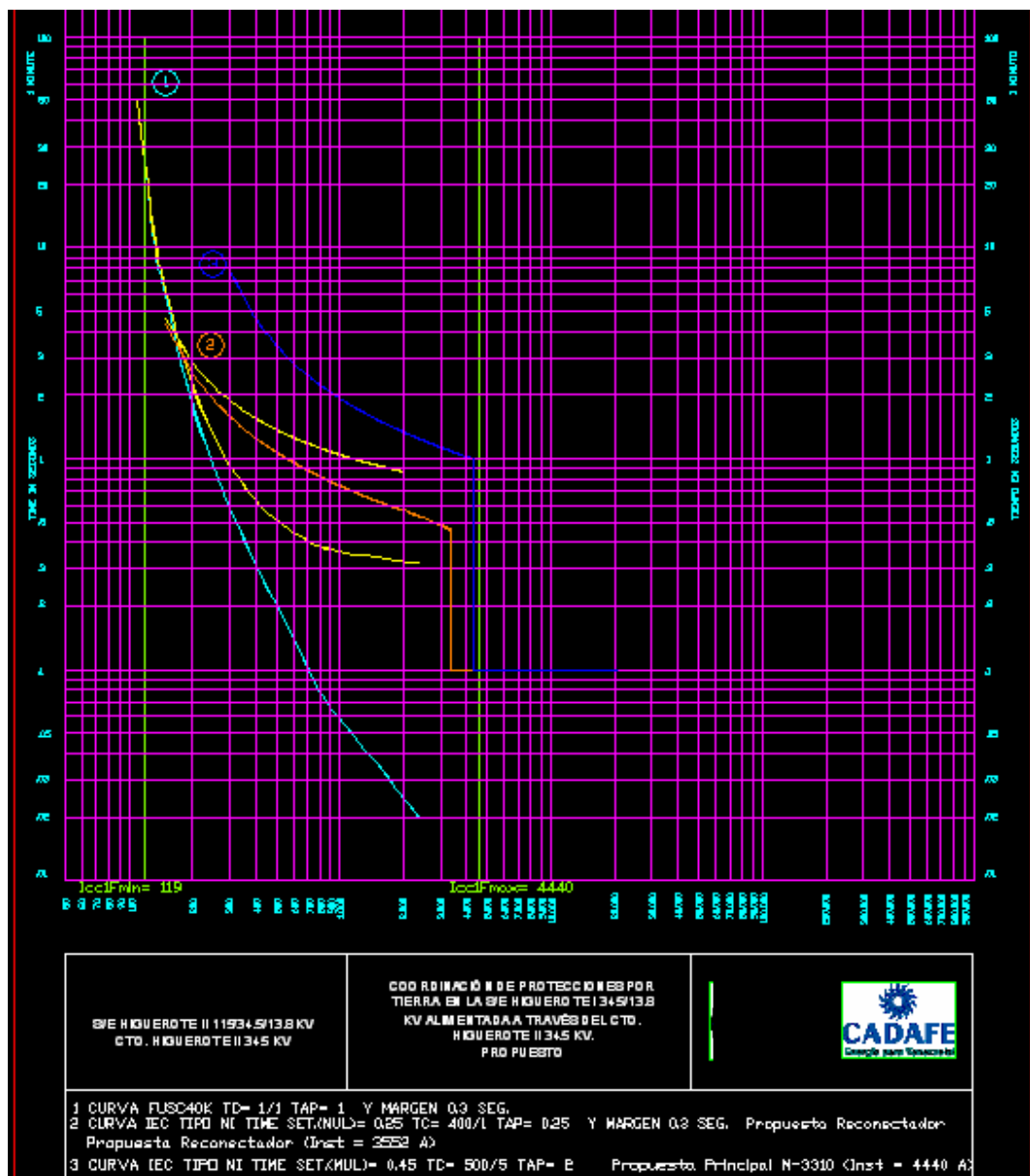


[ANEXO N° 13]

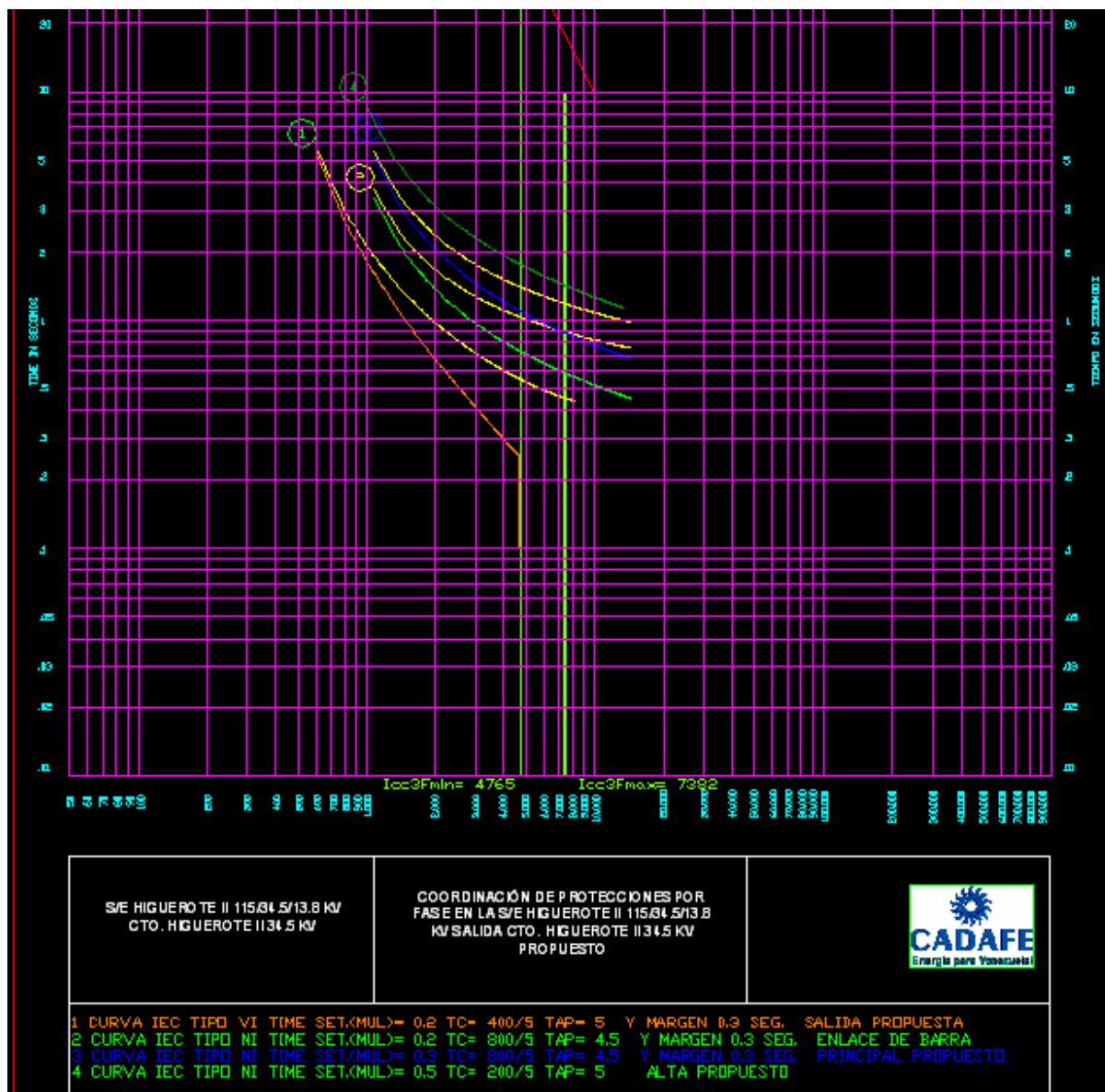
[ANEXO N° 13.1]



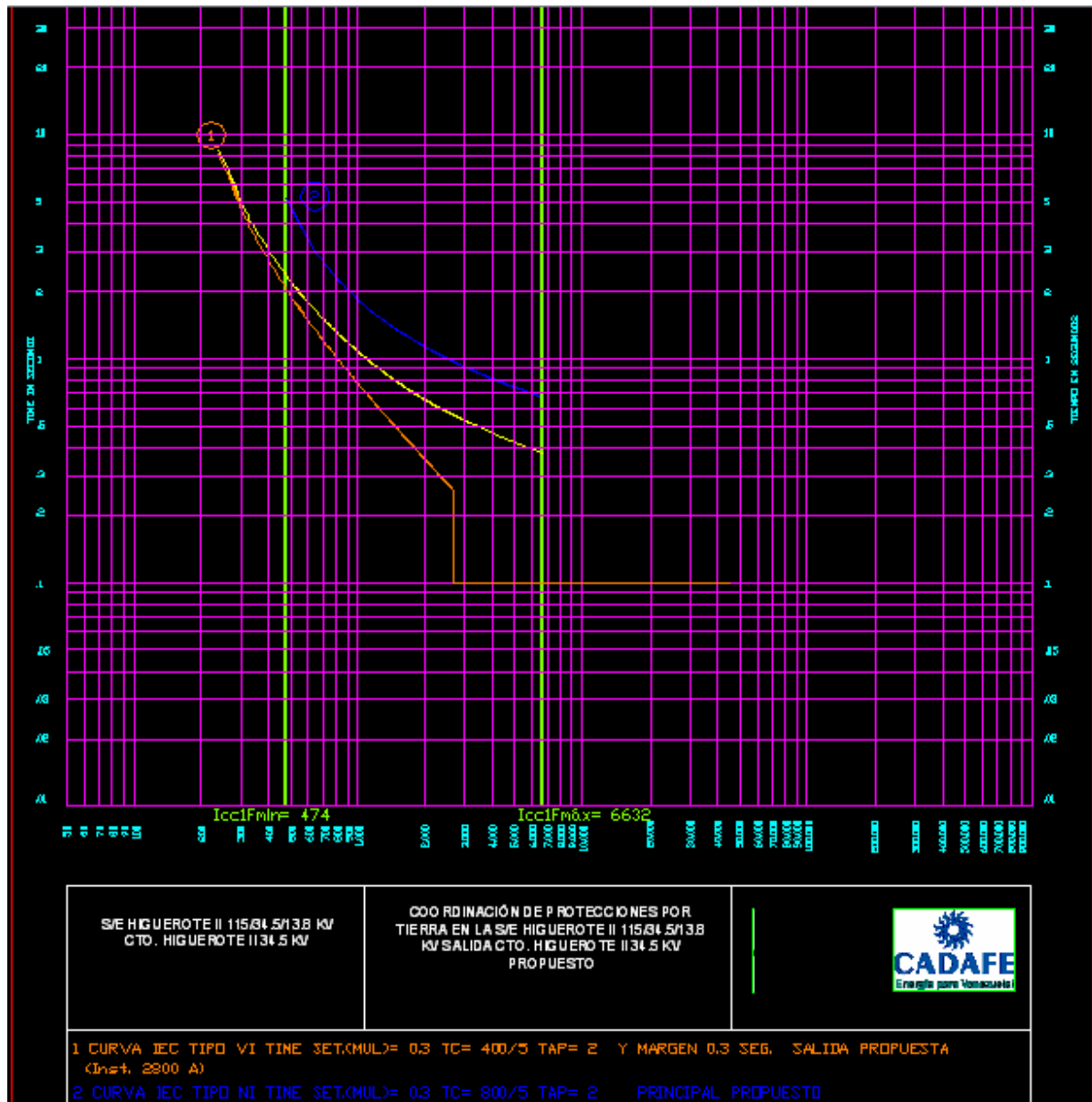
[ANEXO N° 13.2]



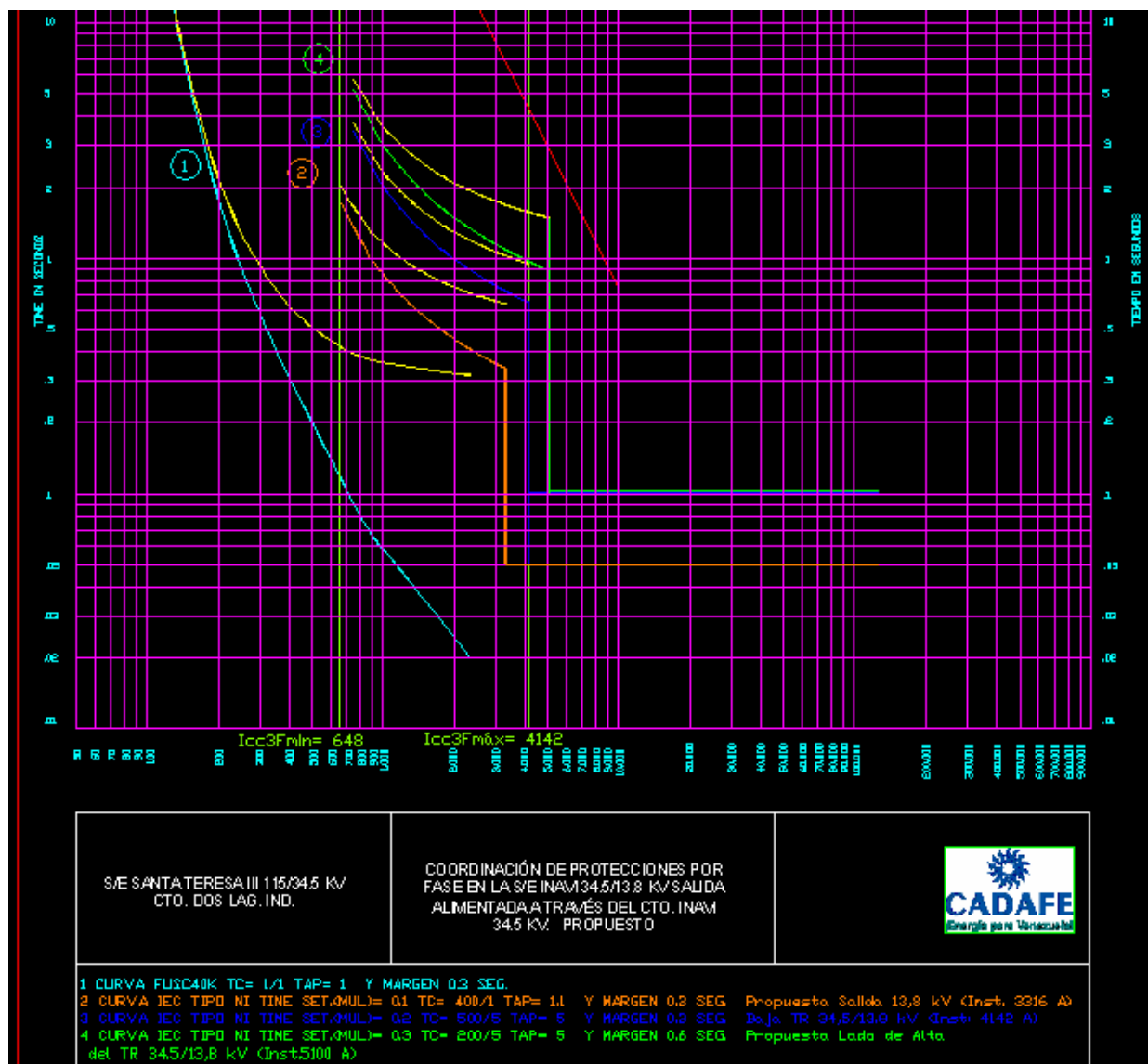
[ANEXO N° 13.3]



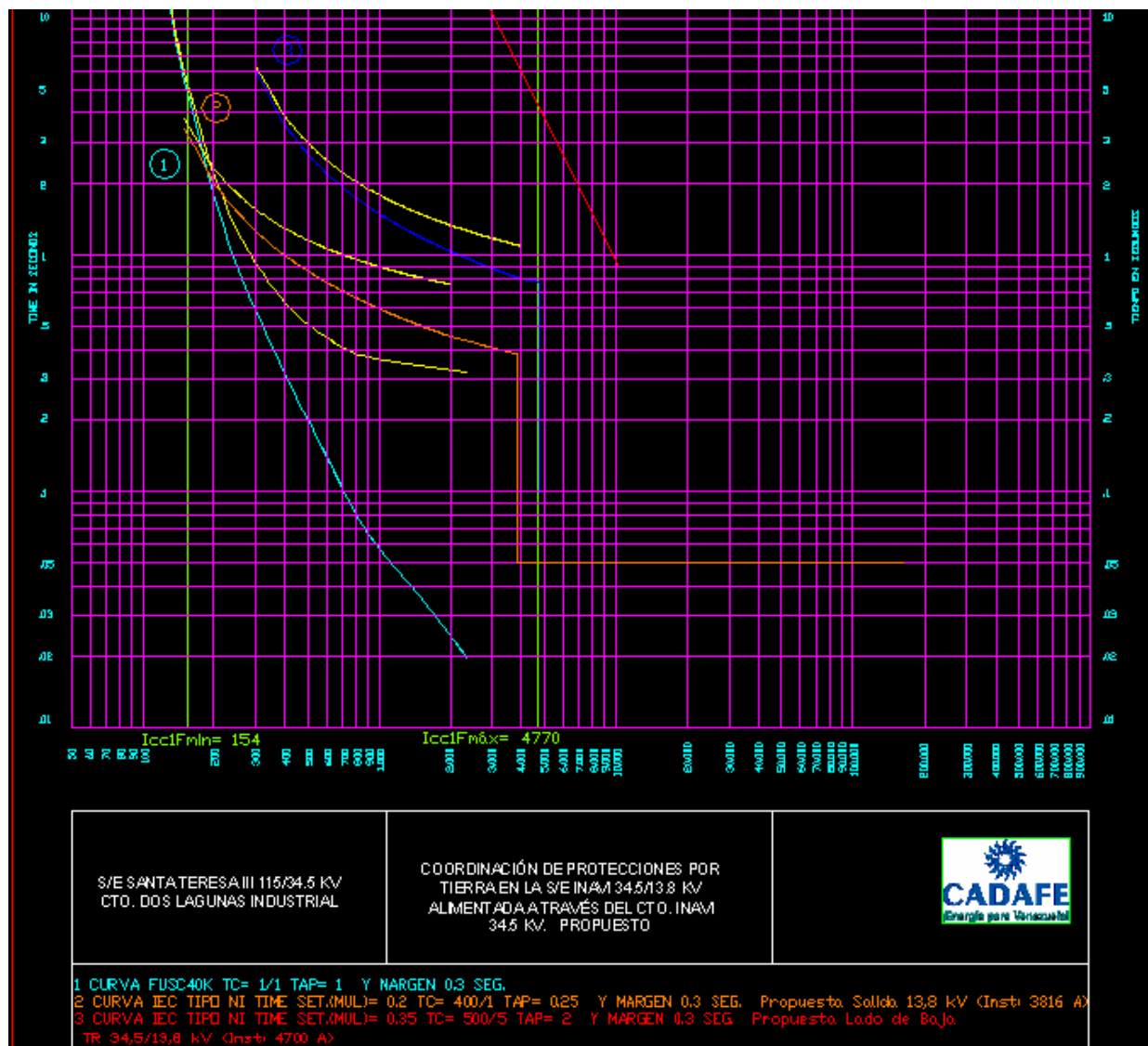
[ANEXO N° 13.4]



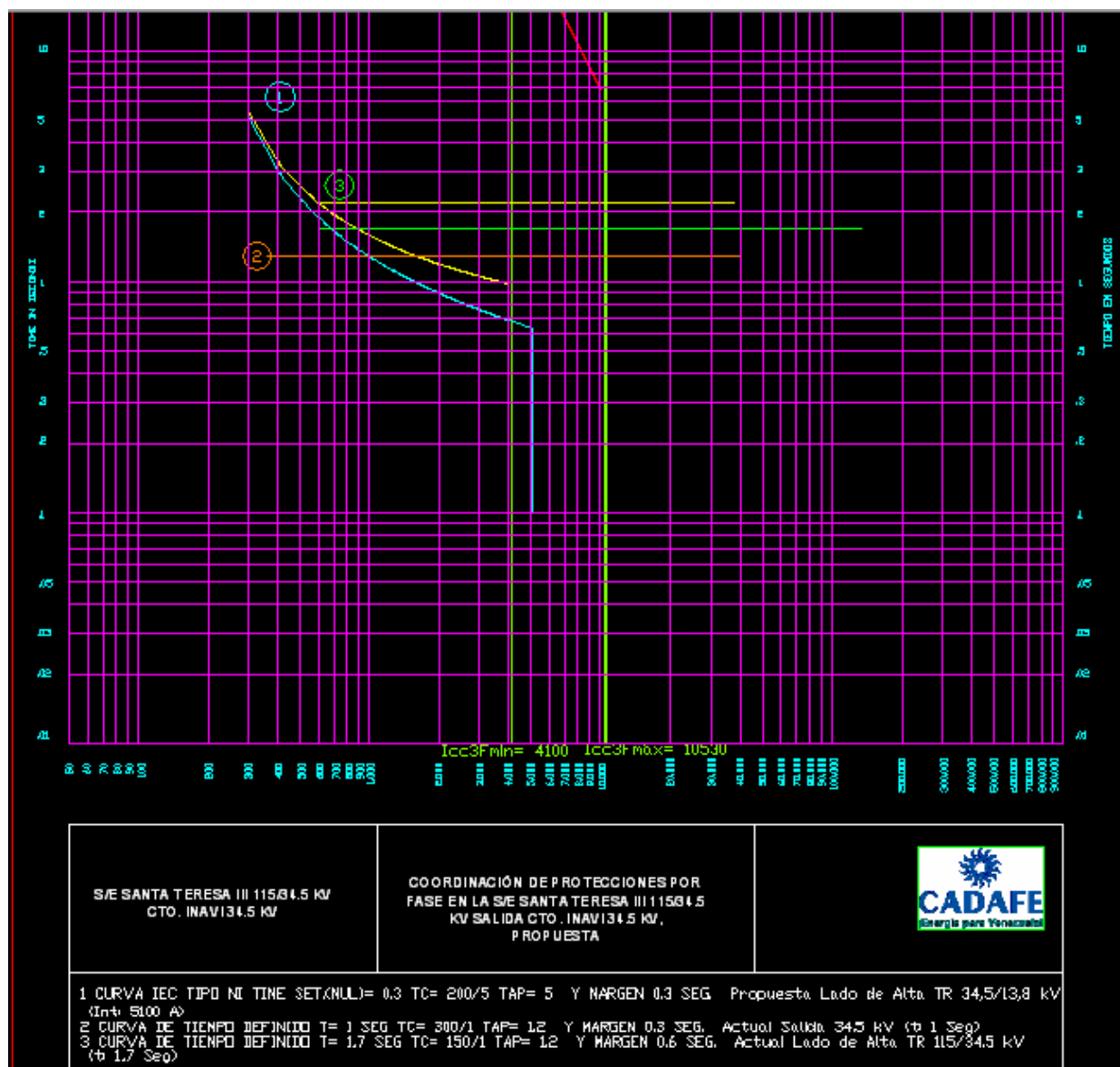
[ANEXO N° 13.5]



[ANEXO N° 13.6]



[ANEXO N° 13.7]



[ANEXO N° 13.8]

