

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DE LOS AJUSTES DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA
DE 115 KV DEL ESTADO CARABOBO EN EL PERÍODO
ENERO 2011 – JULIO 2012**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Bachiller Vitali León, Irving Y.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista.

Caracas, 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE LOS AJUSTES DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA DE 115 KV DEL ESTADO CARABOBO EN EL PERÍODO ENERO 2011 – JULIO 2012

Profesor Guía: Ing. Rafael Malpica
Tutor Industrial: Ing. Milagros Rodríguez

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Bachiller Vitali León, Irving Y.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista.

Caracas, 2013.

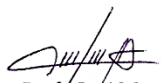
CONSTANCIA DE APROBACIÓN

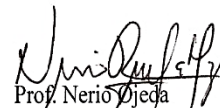
Caracas, 17 de mayo de 2013


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 Irving Y. Vitali L., titulado:

**“ESTUDIO DE LOS AJUSTES DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA DE 115
KV. DEL ESTADO CARABOBO EN EL PERÍODO ENERO 2011 – JULIO
2012”**

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


Prof. José Mora
Jurado


Prof. Nerio Djeda
Jurado


Prof. Rafael Malpica
Prof. Guía

DEDICATORIA

A mi madre Moraima C. León C., quien ha desempeñado de manera excepcional la ardua labor de ser guía, confidente, amiga y padre en todo el transcurso de mi vida. Te amo madre, Jehová permita seas eterna. Este primer logro va para ti.

A la mujer que me demostró con amor y pasión que la vida es diferente y que la constancia es vital para lograr lo que más anhelamos y que además, si estamos juntos todo resulta ser más simple y sencillo, Yeimy S. González L., Te amo mi Enmi, simplemente para mi eres una mujer maravillosa.

A mi hermana, Fiorella M. Vitali L., quien va encaminando su futuro y quien casi me ha sacado canas antes de la vejez. Te quiero Lela.

A mis abuelos, Margarita “Mañaña” Caripá y Hugo A. León, quienes me han dado la hermosa y variada familia que tengo. ¡Que abuelitos tan bellos!

A mi tía Belkys E. León C., quien me ha ayudado, apoyado y malcriado durante estos años de vida. A mi primo Eduardo “pichín” Raymond, quien es el más pequeño de la familia y tiene miles de ocurrencias chistosas y me entretiene súper.

A mis tíos, Zulaima J. León C. y Víctor H. Angulo P., quienes junto a mi primo Daniel A. Angulo L., me han recibido en su casa en una etapa compleja de mi vida y me han brindado conocimientos, apoyo y cariño. Tío eres un padre y amigo para mí.

Irving Yefersson Vitali León.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a Jehová, ser omnipresente que todo lo ve y todo lo sabe. Él me ha permitido expandir mis sapiencias y mente para comprender y aplicar los conocimientos adquiridos hasta el momento.

A mi madre, Moraima León, no hay palabras que describan mi eterno agradecimiento. Tus conocimientos y valores impartidos son invaluable para mí. No existe carrera académica alguna que enseñe la importancia del esfuerzo y dedicación que tú me has inculcado. Gracias Mamá.

A mi futura esposa, Yeimy González, eres mi apoyo y consejera constante, sin ti y tus lecciones este momento no hubiese sido posible. Mil y un recuerdos juntos. Gracias mi bella.

A toda mi familia, su apoyo, cariño e impulso han sido vitales para mi desarrollo personal. Cada uno de ustedes ha sido protagonista de innumerables detalles y recuerdos que me han hecho crecer como persona. Gracias familia los llevo por siempre en mi corazón.

A mis tutores, Rafael Malpica, quien semanalmente me brindó soporte, conocimientos y asesoramiento, gracias hermano. A Milagros Rodríguez, mi tutora industrial quien me brindó apoyo en las inspecciones realizadas y quien compartió conmigo conocimientos, gracias Milagros.

Al Ing. Antonio Clemente, quien ideó este trabajo y me brindó la oportunidad de una primera experiencia laboral. Gracias por los conocimientos impartidos, las correcciones realizadas y los buenos consejos.

A todos los integrantes de la DGFSE del MPPEE, un grupo de trabajo multidisciplinario y armonioso. Son gente con buena vibra y muy receptivos. En especial al pana Alejandro Matos quien todas las semanas cambiaba algo de mi escritorio, gracias por el apoyo viejo.

Al personal de CORPOELEC – CADAPE, de Carabobo, quienes nos recibieron de manera muy receptiva y nos permitieron la entrada en las diversas subestaciones eléctricas que necesitábamos inspeccionar.

Al personal del Centro Nacional de Despacho, por compartir conmigo el programa que facilitó la determinación de los resultados obtenidos en este trabajo. Su aporte fue fundamental.

A mis amigos y compañeros de la universidad, con quienes durante etapas de la carrera veía mucho más seguido que a mis familiares. Andrés Contreras, Miguel Cuartín, Frederick “Potter” Jaimes, Jorge Flores, Carlos Méndez, Gerardo Rivero, Eduardo Bretto, Robert Schurman. Pasamos largos ratos de estudio y echadera de broma juntos. Gracias mis panas.

A todos y cada uno de los profesores y maestros que he tenido a lo largo de mis años de estudio, de cada uno de ellos obtuve invaluable conocimientos que me permitieron llegar hasta este nivel. Gracias.

Vitali L., Irving Y.

**ESTUDIO DE LOS AJUSTES DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA DE 115 KV
DEL ESTADO CARABOBO EN EL PERIODO ENERO 2011 – JULIO 2012**

Profesor Guía: Ing. Rafael Malpica. Tutor Industrial: Ing. Milagros Rodríguez. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica. 2013. 148 h + Anexos.

Palabras Claves: Protecciones de Distancia; Eventos en Carabobo; Ajustes de Protección, Relé BBC - LZ32.

Resumen. Se busca establecer mediante el estudio de los eventos ocurridos en Carabobo, en el periodo de interés, cuántos de estos corresponden a eventos originados por protecciones, y al determinar que gran cantidad de los mismos corresponden al origen citado, se pretendió verificar los ajustes de protección de distancia de las líneas con mayor cantidad de eventos por protecciones, siendo el universo seleccionado ocho (8) líneas de transmisión. Para la verificación del ajuste se realizaron inspecciones a las subestaciones pertinentes con la finalidad de recolectar los ajustes y la condición de los tableros de protecciones, del mismo modo, se obtuvieron los ajustes de las protecciones de forma teórica a través de la simulación de fallas con una herramienta computacional y siguiendo los mismos criterios establecidos por la empresa prestadora del servicio eléctrico, con la finalidad de hacer las comparaciones existentes entre lo obtenido teóricamente y lo implementado en sitio, y así establecer recomendaciones necesarias para mejorar la operatividad del sistema y con ello asegurar la continuidad del servicio y satisfacer la demanda de los usuarios.

ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
RESUMEN.....	vi
ÍNDICE GENERAL.....	vii
LISTA DE FIGURAS.....	xii
LISTA DE GRÁFICOS.....	xvi
LISTA DE TABLAS.....	xviii
SIGLAS.....	xxii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I	
1. EL PROBLEMA.....	4
1.1. Planteamiento del Problema.....	4
1.2. Datos de la Empresa.....	5
1.2.1. Historia.....	5
1.2.2. Misión.....	6
1.2.3. Visión.....	6
1.2.4. Estructura Organizativa.....	7
1.2.5. Dirección General de Fiscalización del Servicio Eléctrico.....	8
1.3. Objetivos.....	9
1.3.1. Objetivo General.....	9
1.3.2. Objetivos Específicos.....	10
1.4. Justificación.....	10
CAPÍTULO II	
2. MARCO TEÓRICO.....	12
2.1. Sistema Eléctrico de Potencia [1].....	12

2.2. Sistemas de Protecciones [1].....	12
2.3. Objetivos de los Sistemas de Protecciones [2].....	13
2.4. Funciones Principales y Secundarias de los Sistemas de Protección [2].	14
2.4.1. Funciones Principales.....	14
2.4.2. Funciones Secundarias.....	15
2.5. Características de los Sistemas de Protección [3].....	15
2.6. Fallas en los Sistemas de Protecciones [4].....	16
2.6.1. Fallas Propias del Sistema de Potencia.....	17
2.6.2. Fallas Ajenas al Sistema de Potencia.....	18
2.7. Causas y Responsabilidades ante las Fallas [4].....	19
2.8. Diferencia entre los Sistemas Radiales y Sistemas Mallados [2].....	21
2.8.1. Sistemas Radiales.....	21
2.8.2. Sistemas Mallados.....	21
2.9. Relés y Tipos de Relés.....	22
2.9.1. Relé [5].....	22
2.9.2. Características Propias del Relé [7].....	22
2.9.2.1. Puesta en Trabajo.....	22
2.9.2.2. Tiempo de Reposición.....	22
2.9.2.3. Tiempo Definido.....	22
2.9.2.4. Tiempo Inverso.....	23
2.9.3. Tipos de Relés [5].....	23
2.10. Relés de Una Señal [6].....	25
2.10.1. Relés Electromecánicos.....	25
2.10.2. Relés de Inducción.....	27
2.10.3. Relés Numéricos.....	29
2.11. Relés de Dos Señales [6].....	29
2.11.1. Relés Comparador de Magnitudes.....	29
2.11.1.1. Relé Diferencial.....	31
2.11.2. Relés Comparador de Fases o Direccionales.....	32
2.11.2.1. Relé Direccional de Corriente.....	34

2.11.2.2. Relé de Impedancia.....	34
2.11.2.3. Relé de Admitancia o MHO.....	35
2.11.2.4. Relé de Reactancia.....	37
2.12. Relés Multifuncionales o Integrados [8].....	39
2.13. Áreas de Protección [9].....	40
2.14. Superposición de las Áreas de Protección [9].....	41
2.15. Delimitación de las Áreas de Protección [9].....	42
2.16. Protección Primaria, Respaldo y Secundaria [2].....	42
2.16.1. Protección Primaria.....	43
2.16.2. Protección de Respaldo.....	43
2.16.3. Protección Secundaria.....	43
2.17. Alimentación de los Equipos de Protección [7].....	44
2.17.1. Transformador de Potencial [7].....	44
2.17.2. Transformador de Corriente [11].....	45
2.17.3. Burden [8].....	47
2.18. Principales Tipos de Configuración de Subestaciones [4].....	47
2.18.1. Barra Sencilla o Simple.....	47
2.18.2. Barra Principal con Barra de Transferencia.....	48
2.18.3. Interruptor y Medio.....	49
2.19. Relé de Distancia [2].....	49
2.19.1. Principales Relés de Distancia y sus Características [2].....	52
2.19.1.1. Relé de Impedancia.....	52
2.19.1.2. Relé de Admitancia o MHO.....	52
2.19.1.3. Relé de Reactancia.....	53
2.19.2. Condiciones que Afectan la Protección de Distancia [12].....	54
2.19.2.1. Impedancia de Falla.....	54
2.19.2.2. Impedancia de Secuencia Cero.....	55
2.19.2.3. Efecto de Fuentes Intermedias (Efecto <i>Infeed</i>).....	56
2.20. Longitud de las Líneas de Transmisión [9].....	57

CAPÍTULO III

3. ESTADO CARABOBO.....	59
3.1. Características Geográficas del Estado Carabobo [13].....	59
3.1.1. Ubicación.....	59
3.1.2. Superficie y Población.....	59
3.1.3. División Político Territorial.....	59
3.1.4. Clima.....	60
3.1.5. Actividades Económicas.....	60
3.2. Sistema Eléctrico del Estado Carabobo.....	61
3.2.1. Generación.....	61
3.2.1.1. Planta Centro [14].....	62
3.2.1.1.1. Características Técnicas.....	63
3.2.1.1.2. Importancia de Planta Centro para el SEN.....	64
3.2.1.1.3. Situación Actual de Planta Centro (enero 2011 – julio 2012).....	64
3.2.1.2. Planta Pedro Camejo.....	65
3.2.1.3. Planta del Este.....	65
3.2.1.4. Planta Castillito.....	66
3.2.2. Generación Distribuida.....	66
3.2.3. Transmisión.....	67

CAPÍTULO IV

4. METODOLOGÍA.....	73
4.1. Eventos Ocurridos en Carabobo en el Período de Estudio.....	73
4.1.1. Clasificación de las Causas que Originaron los Eventos.....	73
4.1.2. Número Total de Eventos Discriminados por Nivel de Tensión....	75
4.2. Criterios de Ajuste de las Protecciones de Distancia.....	82
4.2.1. Ajuste de la Primera Zona (Zona 1) [13].....	83
4.2.1.1. Efectos de Fuentes Intermedias en la Primera Zona [14]....	83
4.2.1.1.1. Resistencia de Falla.....	85
4.2.2. Ajustes de la Segunda Zona (Zona 2) [13].....	86

4.2.2.1. Consideración de los Transformadores en la S/E Remota en la Zona 2.....	87
4.2.3. Ajuste de la Tercera Zona (Zona 3) [13].....	88
4.3. Esquema típico de Protección de Distancia en Carabobo.....	88
4.4. Ajuste de las Zonas de Protección Considerando las Condiciones del Sistema.....	89
4.5. Consideraciones para la Simulación de Fallas.....	92
CAPÍTULO V	
5. RESULTADOS.....	93
5.1. Ajustes de los Relés de Distancia que se Tienen Implementados.....	94
5.2. Niveles de Cortocircuito de las Subestaciones de Interés.....	98
5.3. Ajustes de las Zonas de Protección sin Considerar el Efecto <i>Infeed</i>	101
5.4. Valores de Impedancia de los Transformadores de Potencia.....	105
5.5. Ajuste de los Relés de Distancia considerando el Efecto <i>Infeed</i>	107
5.6. Diagramas R-X de los Relés de Distancia Tipo MHO.....	113
5.7. Comparación entre los Ajustes Implementados por CORPOELEC – CADAFE y los Obtenidos.....	137
CONCLUSIONES.....	140
RECOMENDACIONES.....	142
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	144
BIBLIOGRAFÍA.....	146
ANEXOS.....	149

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Estructura del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica.....	7
Figura 2: Fallas propias de los Sistemas de Potencia.....	17
Figura 3: Relé de Sobrecorriente.....	25
Figura 4: Característica de operación lineal. Relé de Sobrecorriente.....	27
Figura 5: Característica de operación circular. Relé de Sobrecorriente.....	27
Figura 6: Relé de Sobrecorriente de Disco.....	28
Figura 7: Relé Comparador de Magnitudes.....	30
Figura 8: Característica de Operación Lineal. Relé Comparador de Magnitudes.....	31
Figura 9: Característica de Operación Circular. Relé Comparador de Magnitudes..	31
Figura 10: Relé Diferencial.....	31
Figura 11: Característica de Operación. Relé Diferencial.....	32
Figura 12: Relé Comparador de Fase. Atracción de Armadura.....	33
Figura 13: (a) Desfase menor de 90° , (b) Desfase igual a 90° , (c) Desfase mayor a 90° .Relé Comparador de Fase.....	33
Figura 14: Característica de Operación. Relé Direccional de Corriente	34
Figura 15: Característica Operativa. Relé Impedancia.....	35
Figura 16: Característica de Operación. Relé de Admitancia. Plano de Impedancia.	36
Figura 17: Característica de Operación. Relé de Admitancia. Plano de Impedancia.	37
Figura 18: Característica de Operación. Relé de Reactancia. Plano de Impedancia..	38
Figura 19: Característica de Operación. Relé de Reactancia. Plano de Admitancia..	39
Figura 20: Áreas de Protección de los Sistemas de Potencia.....	40
Figura 21: Ubicación de los Equipos de Medición.....	41
Figura 22: Superposición de las Áreas de Protección.....	42
Figura 23: Zonas de protección.....	51
Figura 24: Relé de impedancia.....	52
Figura 25: Relé de Admitancia o MHO.....	53

Figura 26: Relé de Reactancia.....	53
Figura 27: (a) Falla con Impedancia y una Fuente de Alimentación, (b) Falla con Impedancia y doble Fuente de Alimentación.....	54
Figura 28: Efecto de Fuente Intermedia o Efecto <i>Infeed</i>	56
Figura 29: Efecto de fuentes intermedias o infeed en la Primera Zona.....	84
Figura 30: Esquema de Protección de Distancia Típico.....	89
Figura 31: Sistema de Potencia Generalizado.....	90
Figura 32: Redes de Secuencia conectadas para un falla monofásica.....	90
Figura 33: Falla del tipo paralelo o derivación.....	148
Figura 34: Falla del tipo serie.....	148
Figura 35: Sistema de potencia radial.....	149
Figura 36: Sistema de potencia mallado.....	149
Figura 37: Relé de tipo balancín.....	150
Figura 38: Relé de tipo núcleo.....	151
Figura 39: Relé de tipo armadura.....	151
Figura 40: Relé de tipo disco.....	152
Figura 41: Relé de tipo copa.....	152
Figura 42: S/E de Barra Simple.....	154
Figura 43: S/E de Barra Simple con Barra de Transferencia.....	154
Figura 44: S/E interruptor y medio.....	156
Figura 45: Diagrama Unifilar Completo del Sistema Eléctrico de Carabobo.....	157
Figura 46: Diagrama Unifilar en 115 kV del Sistema Eléctrico de Carabobo.....	158
Figura 47: S/E La Arenosa – Patio de 400 kV.....	159
Figura 48: S/E La Arenosa – Patio de 230 kV.....	160
Figura 49: S/E La Arenosa – Patio de 115 kV.....	161
Figura 50: S/E La Arenosa – Patio de 115 kV.....	162
Figura 51: S/E Bárbula – Patio de 115 kV.....	163
Figura 52: S/E Bárbula – Patio de 13,8 kV.....	164
Figura 53: S/E Bejuma – Patio de 115 kV.....	165
Figura 54: S/E Bejuma – Patio de 34,5 kV.....	166

Figura 55: S/E Bejuma – Patio de 13,8 kV.....	167
Figura 56: S/E Caña de Azúcar – Patio de 230 kV.....	168
Figura 57: S/E Caña de Azúcar – Patio de 115 kV.....	169
Figura 58: S/E Carabobo – Patio de 115 kV.....	170
Figura 59: S/E Carabobo – Patio de 13,8 kV. Pórtico Norte.....	171
Figura 60: S/E Carabobo – Patio de 13,8 kV. Pórtico Sur.....	172
Figura 61: S/E Flor Amarillo – Patio de 115 kV.....	173
Figura 62: S/E Flor Amarillo – Patio de 34,5 kV.....	174
Figura 63: S/E Flor Amarillo – Patio de 13,8 kV.....	175
Figura 64: S/E Florida– Patio de 115 kV.....	176
Figura 65: S/E Florida – Patio de 13,8 kV.....	177
Figura 66: S/E Guacara I – Patio de 115 kV.....	178
Figura 67: S/E Guacara I – Patio de 34,5 kV.....	179
Figura 68: S/E Guacara I – Patio de 13,8 kV.....	180
Figura 69: S/E Guacara II – Patio de 115 kV.....	181
Figura 70: S/E Guacara I – Patio de 34,5 kV.....	182
Figura 71: S/E Guacara II – Patio de 13,8 kV.....	183
Figura 72: S/E Guaparo – Patio de 115 kV.....	184
Figura 73: S/E Guaparo – Patio de 34,5 kV.....	185
Figura 74: S/E Guaparo – Patio de 13,8 kV.....	186
Figura 75: S/E T-Off La Elvira – Patio de 115 kV.....	187
Figura 76: S/E Los Guayos – Patio de 115 kV.....	188
Figura 77: S/E Los Guayos – Patio de 13,8 kV N° 1.....	189
Figura 78: S/E Los Guayos – Patio de 13,8 kV N° 2.....	190
Figura 79: S/E Morón – Patio de 115 kV.....	191
Figura 80: S/E Morón – Patio de 34,5 kV.....	192
Figura 81: S/E Morón – Patio de 13,8 kV.....	193
Figura 82: S/E Pedro Camejo – Patio de 115 kV.....	194
Figura 83: S/E Pedro Camejo – Patio de 13,8 kV.....	195
Figura 84: S/E Petroquímica – Patio de 115 kV.....	196

Figura 85: S/E Petroquímica – Patio de 13,8 kV.....	197
Figura 86: S/E Planta Centro – Todos los Niveles de Tensión Existentes (400/230/115 kV).....	198
Figura 87: S/E Planta del Este – Patio de 115 kV.....	199
Figura 88: S/E Planta del Este – Patio de 13,8 kV N° 1.....	200
Figura 89: S/E Planta del Este – Patio de 13,8 kV N°2.....	201
Figura 90: S/E San Diego – Patio de 230 kV.....	202
Figura 91: S/E San Diego – Patio de 115 kV.....	203
Figura 92: S/E Santa Clara – Patio de 115 kV.....	204
Figura 93: S/E Santa Clara – Patio de 34,5 kV.....	205
Figura 94: S/E Santa Clara – Patio de 13,8 kV.....	206
Figura 95: S/E Tocuyito – Patio de 115 y 13,8 kV.....	207
Figura 96: S/E Tocuyito – Patio de 34,5 kV.....	208
Figura 97: S/E Tucacas – Todos los Niveles de Tensión Existentes (115/34,5/13,8 kV).....	209
Figura 98: S/E Valencia – Patio de 230 kV.....	210
Figura 99: S/E Valencia – Patio de 115 kV.....	211
Figura 100: S/E Valle Seco – Patio de 115 kV.....	212
Figura 101: S/E Valle Seco – Patio de 13,8 kV.....	213
Figura 102: S/E Yaguara – Patio de 115 kV.....	214
Figura 103: S/E Yaguara – Patio de 34,5 kV.....	215
Figura 104: S/E Yaguara – Patio de 13,8 kV.....	216
Figura 105: Curva de operación del relé LZ32.....	272
Figura 106: Principales unidades del relé BBC LZ32.....	278
Figura 107: Transformador igualador HG8.....	279
Figura 108: Transformador de Corriente SH1.....	281
Figura 109: Unidad de impedancia imagen M.....	281

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Curvas de Saturación de un TC con diferentes Devanados.....	44
Gráfico 2: Eventos ocurridos en las Líneas de Transmisión en 115 kV.....	76
Gráfico 3: Eventos ocurridos en las Subestaciones Eléctricas en 115 kV.....	76
Gráfico 4: Porcentaje de eventos en líneas, según clasificación.....	79
Gráfico 5: Porcentaje de eventos en subestaciones, según clasificación.....	80
Gráfico 6: Red de transmisión vista desde la S/E Caña de Azúcar.....	116
Gráfico 7: Diagrama R-X del relé de distancia para las líneas Caña de Azúcar – Santa Clara N° 1 y N° 2.....	117
Gráfico 8: Red de transmisión vista desde la S/E Carabobo.....	118
Gráfico 9: Diagrama R-X del relé de distancia para la línea Carabobo – Guacara I N° 1.....	119
Gráfico 10: Red de transmisión vista desde la S/E Guacara I.....	120
Gráfico 11: Diagrama R-X del relé de distancia para la línea Guacara I – Santa Clara N° 1.....	121
Gráfico 12: Diagrama R-X del relé de distancia para la línea Guacara I – Carabobo N° 1.....	122
Gráfico 13: Red de transmisión vista desde la S/E Morón.....	123
Gráfico 14: Diagrama R-X del relé de distancia para las líneas Morón – Planta Centro N°1 y N°2.....	124
Gráfico 15: Diagrama R-X del relé de distancia para las líneas Morón – Tucacas N°1 y N°2.....	125
Gráfico 16: Red de transmisión vista desde la S/E Planta Centro.....	126
Gráfico 17: Diagrama R-X del relé de distancia para las líneas Planta Centro - Morón N°1 y N°2.....	127
Gráfico 18: Red de transmisión vista desde la S/E Santa Clara.....	128

Gráfico 19: Diagrama R-X del relé de distancia para las líneas Santa Clara – Caña de Azúcar N°1 y N°2.....	129
Gráfico 20: Diagrama R-X del relé de distancia para la línea Santa Clara – Guacara I N° 1.....	130
Gráfico 21: Red de transmisión vista desde la S/E Tucacas.....	131
Gráfico 22: Diagrama R-X del relé de distancia para las líneas Tucacas – Morón N° 1 y N° 2.....	132
Gráfico 23: Ocurrencia de eventos discriminados por las horas del día.....	234

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Subestaciones de transmisión del Estado Carabobo.....	67
Tabla 2: Longitud de las líneas de transmisión, discriminado por nivel de tensión...	69
Tabla 3: Líneas de transmisión en 115 kV pertenecientes al estado Carabobo.....	70
Tabla 4: Eventos ocurridos en el periodo de estudio.....	76
Tabla 5: Eventos ocurridos en Líneas de Transmisión en 115 kV.....	77
Tabla 6: Eventos ocurridos en Subestaciones Eléctricas en 115 kV.....	78
Tabla 7: Líneas con mayor número de eventos.....	80
Tabla 8: Líneas con mayor número de eventos debido a protecciones.....	81
Tabla 9: Ajustes de los Relés de Distancia Implementados en las SS/EE.....	96
Tabla 10: Plantas de Generación Consideradas.....	98
Tabla 11: Niveles de Cortocircuito para Falla Trifásica.....	99
Tabla 12: Diferencia Porcentual Existente para Falla Trifásica.....	99
Tabla 13: Niveles de Cortocircuito para Falla Monofásica.....	100
Tabla 14: Diferencia Porcentual Existente para Falla Monofásica.....	100
Tabla 15: Niveles de Cortocircuito para Falla Bifásica.....	101
Tabla 16: Niveles de Cortocircuito para Falla Bifásica a Tierra.....	101
Tabla 17: Líneas de Transmisión de Interés y Relaciones de los TC y TP.....	102
Tabla 18: Ajuste de los Relés de Distancia sin considerar el efecto infeed.....	103
Tabla 19: Impedancia Equivalente de los Transformadores.....	106
Tabla 20: Ajuste de los Relés de Distancia considerando el efecto infeed.....	109
Tabla 21: Aporte de las Fuentes Intermedias Considerados en los Ajustes.....	111
Tabla 22: Impedancias Censadas para una Falla Monofásicas.....	114
Tabla 23: Representación porcentual de los ajustes propuestos en función de los valores de la impedancia de las líneas de interés.....	133
Tabla 24: Diferencia porcentual entre los ajustes propuestos y los ajustes básicos planteados.....	135

Tabla 25: Comparación entre los módulos de los ajustes en sitio y los propuestos.	138
Tabla 26: Datos de las Líneas de Transmisión existentes en Carabobo.....	217
Tabla 27: Líneas de Transmisión en 115 kV asociadas al Estado Carabobo, demostrando la clasificación según el SIR.....	220
Tabla 28: Eventos ocurridos en Carabobo, en las líneas de transmisión en el nivel de 115 kV, en el período de interés.....	223
Tabla 29: Ocurrencia de eventos discriminados por las horas del día.....	233
Tabla 30: Eventos según el tiempo de afectación del Servicio Eléctrico.....	235
Tablas 31: Detalle de los Eventos en las 8 Líneas de Transmisión seleccionadas para el Estudio de Ajuste.....	236
Tabla 32: Eventos ocurridos en Carabobo, en las Subestaciones de Carabobo, en el período de interés.....	242
Tabla 33: Datos de la S/E Caña de Azúcar.....	249
Tabla 34: Líneas de transmisión asociadas a la S/E Caña de Azúcar.....	249
Tabla 35: Datos los transformadores de la S/E Caña de Azúcar.....	250
Tabla 36: Datos los interruptores de la S/E Caña de Azúcar.....	250
Tabla 37.1: Datos las protecciones de la S/E Caña de Azúcar.....	250
Tabla 37.2: Datos las protecciones de la S/E Caña de Azúcar (continuación).....	251
Tabla 38: Datos de la S/E Carabobo.....	252
Tabla 39: Datos de las líneas asociadas a la S/E Carabobo.....	252
Tabla 40: Datos de los transformadores de la S/E Carabobo.....	252
Tabla 41: Datos de los interruptores de la S/E Carabobo.....	253
Tabla 42.1: Datos de las protecciones de la S/E Carabobo.....	253
Tabla 42.2: Datos de las protecciones de la S/E Carabobo (continuación).....	254
Tabla 43: Datos de la S/E Guacara I.....	255
Tabla 44: Datos de las líneas de transmisión asociadas a la S/E Guacara I.....	255
Tabla 45: Datos de los transformadores de la S/E Guacara I.....	256
Tabla 46: Datos de los interruptores de la S/E Guacara I.....	256
Tabla 47.1: Datos de las protecciones de la S/E Guacara I.....	257
Tabla 47.2: Datos de las protecciones de la S/E Guacara I (continuación).....	257

Tabla 48: Datos de la S/E Morón.....	258
Tabla 49: Datos de las líneas de transmisión asociadas a la S/E Morón.....	258
Tabla 50: Datos de los transformadores de la S/E Morón.....	258
Tabla 51: Datos de los interruptores de la S/E Morón.....	259
Tabla 52.1: Datos de las protecciones de la S/E Morón.....	259
Tabla 52.2: Datos de las protecciones de la S/E Morón (continuación).....	259
Tabla 53: Datos de la S/E Planta Centro.....	261
Tabla 54: Datos de las líneas de transmisión asociadas a la S/E Planta Centro.....	261
Tabla 55: Datos de los transformadores de la S/E Planta Centro.....	262
Tabla 56: Datos de los interruptores de la S/E Planta Centro.....	262
Tabla 57.1: Datos de las protecciones de la S/E Planta Centro.....	263
Tabla 57.2: Datos de las protecciones de la S/E Planta Centro (continuación).....	264
Tabla 58: Datos de la S/E Santa Clara.....	265
Tabla 59: Datos de las líneas de transmisión asociadas a la S/E Santa Clara.....	265
Tabla 60: Datos de los transformadores de la S/E Santa Clara.....	265
Tabla 61: Datos de los interruptores de la S/E Santa Clara.....	266
Tabla 62.1: Datos de las protecciones de la S/E Santa Clara.....	266
Tabla 62.2: Datos de las protecciones de la S/E Santa Clara (continuación).....	266
Tabla 63: Datos de la S/E Tucacas.....	267
Tabla 64: Datos de las líneas de transmisión asociadas a la S/E Tucacas.....	267
Tabla 65: Datos de los transformadores de la S/E Tucacas.....	267
Tabla 66: Datos de los interruptores de la S/E Tucacas.....	268
Tabla 67.1: Datos de las protecciones de la S/E Tucacas.....	268
Tabla 67.2: Datos de las protecciones de la S/E Tucacas (continuación).....	268
Tabla 68: Leyenda datos de la subestación.....	269
Tabla 69: Leyenda datos de las líneas de transmisión asociadas a la subestación...	269
Tabla 70: Leyenda datos de los transformadores de la subestación.....	270
Tabla 71: Leyenda datos de los interruptores de la subestación.....	270
Tabla 72: Leyenda datos de las protecciones de la subestación.....	271
Tabla 73: Datos de las líneas de interés para el cálculo.....	283

Tabla 74: Variables eléctricas obtenidas con las simulaciones en valores primarios.....	285
Tabla 75: Variables eléctricas obtenidas con las simulaciones en valores secundarios.....	286
Tabla 76: Corrientes de fase compensadas.....	287
Tabla 77: Impedancia censada por las unidades de fase y tierra.....	288
Tabla 78: Simulación en línea Caña de Azúcar – Santa Clara N°1 y N°2.....	290
Tabla 79: Simulación en línea Carabobo – Guacara I N°1.....	291
Tabla 80: Simulación en línea Guacara I – Carabobo N°1.....	292
Tabla 81: Simulación en línea Guacara I – Santa Clara N°1.....	293
Tabla 82: Simulación en línea Morón – Planta Centro N°1 y N°2.....	294
Tabla 83: Simulación en línea Morón – Tucacas N°1 y N°2.....	295
Tabla 84: Simulación en línea Planta Centro – Morón N°1 y N°2.....	296
Tabla 85: Simulación en línea Santa Clara – Caña de Azúcar N°1 y N°2.....	297
Tabla 86: Simulación en línea Santa Clara – Guacara I N°1.....	298
Tabla 87: Simulación en línea Tucacas – Morón N°1 y N°2.....	299

SIGLAS

MPPEE: Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica.

DGFSE: Dirección General de Fiscalización del Servicio Eléctrico.

CORPOELEC: Corporación Eléctrica Nacional S.A.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

LOSSE: Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico.

V: Volt

kV: kilo Volt

A: Ampere

kA: kilo Ampere

MW: Mega Watt.

MVA: Mega Volt Ampere

MVAr: Mega Volt Ampere Reactivos

S/E: Subestación Eléctrica

INTRODUCCIÓN

Las líneas de transmisión son parte fundamental en el suministro de la energía eléctrica, ya que las mismas se encargan de transportar los grandes bloques de potencia desde los centros de generación hasta los diversos puntos de consumo, a través de grandes distancias. Dada la importancia de éstas, y la gran exposición que ellas presentan debido a que se encuentran a la intemperie, surge la necesidad, de proteger el transporte y suministro del recurso eléctrico; con esto surgen los sistemas de protecciones como elementos fundamentales en el correcto funcionamiento de los diversos Sistemas Eléctricos de Potencia debido a que éstos son los encargados de, en caso de fallas, despejar las elevadas corrientes que se presentan bajo tales condiciones, que pueden acarrear daños en los materiales y equipos asociados a los sistemas de potencia. Entre las múltiples características que puede presentar los sistemas de protecciones, quizá la más importante y a la que más énfasis se hace, es a la rapidez de respuesta que éstos deben poseer para asegurar que el estado de falla tenga la menor duración posible y con esto, que el Sistema mantenga un buen servicio y la calidad del mismo.

Los sistemas de protecciones de las líneas de transmisión, suelen ser diseñados bajo el uso de relés denominados de “distancia”, dicho tipo de relé, es capaz de medir la impedancia o reactancia en un punto dado, para tal fin, al relé de protecciones se le suministran las corrientes y voltajes para que éstos censen, en todo instante, la impedancia o reactancia por fase, siendo ésta medición, el aspecto más importante de su función debido a que si dicha impedancia o reactancia, varía de un valor establecido (ajuste) por el operador, entonces el relé procede a operar. Este tipo de protección se diseña para operar solamente con fallas que ocurran entre el punto de ubicación de los relés y un punto dado de la línea, de modo que puedan discriminar entre fallas que ocurran en diferentes secciones de ella.

El Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica, a través de la Dirección General de Fiscalización del Servicio Eléctrico (DGFSE), en concordancia con la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico, tiene dentro de sus deberes velar por el adecuado funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional, evaluando el correcto cumplimiento de las respectivas normativas por parte de éste, garantizando así, el abastecimiento oportuno y sostenido del recurso eléctrico a nivel nacional, considerando el mismo como uno de los servicios básicos que debe poseer cada vivienda e industria. En atención a ello, en su afán de ser el órgano del Estado venezolano, que dirija y regule estratégicamente la transformación del servicio eléctrico, para convertirlo en motor de desarrollo endógeno, sustentable, soberano y en reguardo del ambiente, se interesa por entender, comprender, analizar y establecer propuestas que permitan fortalecer el Sistema Eléctrico Nacional cuando existen diversas situaciones que merman sobre el correcto funcionamiento del mismo.

El estado Carabobo, perteneciente a la región centro occidental de la República Bolivariana de Venezuela, posee subestaciones y líneas de transmisión en toda la gama de niveles de alta y extra alta tensión disponibles en nuestro territorio nacional, dicho estado, en el período de tiempo comprendido entre enero – 2011 y julio – 2012, resulto ser el primer territorio del país que registró la mayor cantidad de eventos, de diferentes índole, que afectaron a gran parte de la población de dicho estado. De los diversos niveles de tensión usa dos para la transmisión de potencia, el nivel con mayor cantidad de eventos, resulto ser el nivel de 115 kV, el cual comprende la mayoría de las líneas de transmisión y subestaciones existentes en dicha región. Para éste nivel de tensión se encuentran 29 subestaciones, donde 4 de ellas poseen plantas de generación, de gas y vapor, existen así mismo, 39 líneas de transmisión en el nivel de tensión citado de las cuales 11 de ellas son del tipo doble terna y el resto de ellas son simple terna.

La cantidad total de eventos registrados en el período de interés en el nivel de tensión de 115 kV, en todo el territorio nacional, alcanzo una cantidad de 4556

fallas, de las cuales 2508 sucedieron en las líneas de transmisión y el restante de 2056 fueron registradas en las distintas subestaciones. De este total citado, 545 eventos se dieron a cabo en el estado Carabobo, de los cuales 329 de ellos corresponde a las líneas de transmisión y 216 se atañen a las subestaciones. Del total de eventos ocurridos en las líneas de transmisión, en el estado comentado, al menos el 20% de ellos están relacionados a los sistemas de protecciones, valor que es llamativo, debido a la importancia y función que éstos tienen en el mundo de la transmisión de potencia.

CAPÍTULO I

1. EL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del Problema

El Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica, al ser una institución relativamente nueva, en el marco estatal, requiere conocer las condiciones de los recursos que tiene a su alcance para poder realizar una correcta administración de los mismos, por lo cual debe investigar y actualizar la información a través de estudios y datos que contribuyan de manera eficiente para garantizar una adecuada prestación del servicio eléctrico, constituyéndose en soporte estratégico para el impulso del desarrollo endógeno de Venezuela.

De acuerdo a la misión del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica, se busca entonces, mejorar la calidad del servicio eléctrico, premisa que requiere la evaluación de la situación eléctrica en los diferentes estados que componen el territorio nacional de la República Bolivariana de Venezuela. Datos obtenidos en el periodo de enero – 2011 a julio – 2012 (MPPEE 2011-2012), señalan que el estado Carabobo que comprende 29 subestaciones en el nivel de 115 kV, e indica el soporte referencial en relación al resto de los estados, es el estado dentro del territorio nacional que ha presentado mayores fallas de diferentes índoles, destacándose entre ellas las relacionadas con los sistemas de protecciones de las líneas de transmisión.

En base a la problemática expuesta anteriormente, la propuesta del presente trabajo de investigación es caracterizar el sistema eléctrico del estado Carabobo en el

nivel de tensión de 115 kV y verificar los esquemas y ajustes de los sistemas de protección eléctrica para las líneas de transmisión, en el mismo nivel de tensión. Para ello, se deberá establecer la información que requiere ser solicitada a la Operadora y Prestadora del Servicio Eléctrico, determinar los aspectos a ser inspeccionados en campo en base a la Normativas Nacionales e Internacionales asociadas a los sistemas de protección eléctrica en el nivel de tensión de interés, finalmente aplicar dicha metodología en el estudio de los esquemas y ajustes de protección de distancia para el quince (15%) de las líneas con mayor índice de falla en el periodo de interés en el estado Carabobo al nivel de tensión mencionado.

1.2. Datos de la Empresa

1.2.1. Historia

A finales del año 2009, un conjunto de circunstancias, como el fenómeno El Niño y los cambios climáticos que afectaron las cuencas hidrográficas destinadas a la generación hidroeléctrica y, pese a la capacidad instalada resultó insuficiente para compensar la disminución de los aportes energéticos, lo cual limitó el suministro de energía en todos los sectores del país.

Es por ello, que el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, Hugo Chávez Frías, crea el Ministerio de Poder Popular para la Energía Eléctrica, el 21 de octubre de 2009 bajo Decreto N°. 6.991 y publicado en Gaceta Oficial N° 39.294 del 28 de octubre de 2009, con el supremo compromiso y voluntad de lograr la eficacia y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional, y realizar la reestructuración de la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC)

El 28 de octubre de 2009, se nombra a Ángel Luis Rodríguez Gamboa, como primer Ministro del Poder Popular para la Energía Eléctrica y Presidente de CORPOELEC. El Ministro del Poder Popular para la Energía Eléctrica tiene a su vez

la condición de Presidente de la Corporación Eléctrica Nacional S. A.

El Presidente Chávez decreta el estado de emergencia el 8 de febrero de 2010, en el cual se insta al ministerio, en conjunto con otros organismos del Estado, a realizar programas educativos y campañas comunicacionales en las cuales se estimule a la población a hacer uso eficiente y al ahorro de la energía eléctrica, puesto que la demanda de la misma ha venido experimentando un crecimiento acelerado.

Posteriormente, el 15 de enero de 2010 en Decreto Presidencial, se nombra Ministro del Poder Popular para la Energía Eléctrica al ciudadano Alí Rodríguez Araque. Nuevamente, el 18 de enero de 2012, el Presidente Hugo Chávez Frías, nombró, como nuevo Ministro del Poder Popular para la Energía Eléctrica, a Héctor Navarro, el cual se mantiene ejerciendo su cargo hasta la actualidad.

1.2.2. Misión

El Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica es el órgano del Ejecutivo Nacional encargado de la formulación, adopción, seguimiento y evaluación de las políticas y planes dirigidos a garantizar la optimización de la prestación del servicio eléctrico, constituyéndose en soporte estratégico para el impulso del desarrollo endógeno de Venezuela y a la construcción de una sociedad socialista.

1.2.3. Visión

Ser el órgano del Estado venezolano, que dirija y regule estratégicamente la transformación del servicio eléctrico para convertirlo en motor del desarrollo endógeno, sustentable, soberano y en resguardo del ambiente; apoyados en una organización caracterizada por elevados niveles de eficiencia, eficacia y efectividad en sus procesos, e integrada por personal de alto rendimiento, proactivos, diligentes y con total orientación hacia la construcción de la sociedad socialista.

1.2.4. Estructura Organizativa

En la Figura 1 se observa el organigrama correspondiente a la estructura organizativa del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica.

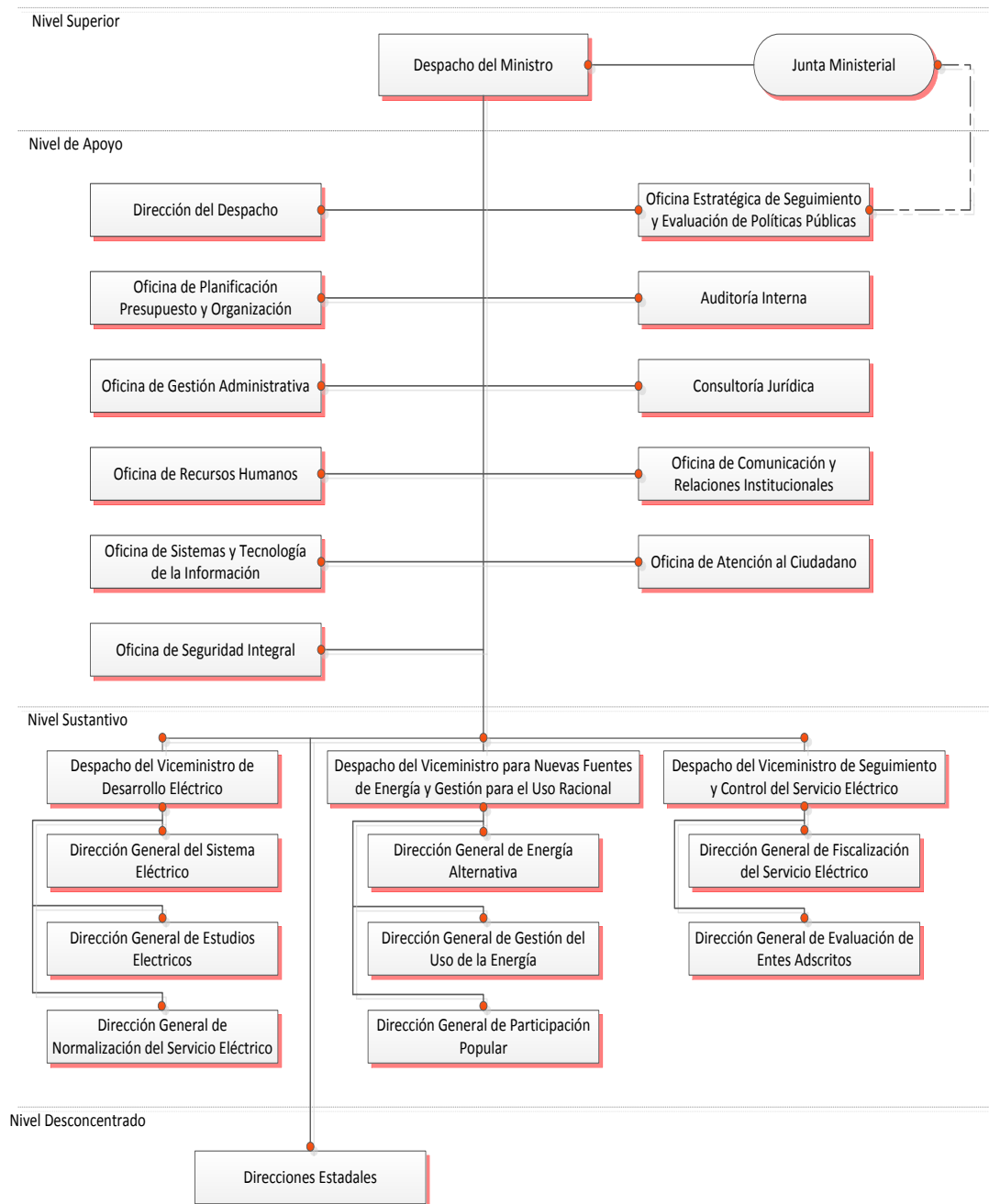


Figura 1: Estructura del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica.

Actualmente la Junta Directiva del MPPEE, está conformado por:

- Héctor Navarro Díaz. Ministro del MPPEE.
- Víctor Castellanos G. Director General de Despacho.
- Argenis Chávez Frías. Vice-Ministro de Desarrollo Eléctrico.
- Nelly María Matamoros C. Directora General del Sistema Eléctrico.
- Ricardo Manuel A. Luy Sanabria. Director General de Estudios Eléctricos.
- Hilda R. Occhipinti L. Directora General de Normalización del Servicio Eléctrico.
- Héctor E. Constant M. Vice-Ministro para Nuevas Fuentes de Energía Eléctrica y Gestión para el Uso Racional.
- Fabián Flores Freire. Director General de Energía Alternativa.
- Francisco E. Suárez B. Director General de Participación Popular.
- Antonio Nakoul A. Vice-Ministro de Seguimiento y Control del Servicio Eléctrico.
- Antonio D. Clemente T. Director General de Fiscalización del Servicio Eléctrico.
- Saddys Ortega de R. Directora General de Evaluación de Entes Adscritos.

1.2.5. Dirección General de Fiscalización del Servicio Eléctrico

La Dirección General de Fiscalización del Servicio Eléctrico (DGFSE) es el ente del MPPEE, que se encarga de evaluar el cumplimiento de la normativa relativa a la generación, transmisión, distribución, despacho y atención al usuario, a través de metodologías de fiscalizaciones desarrolladas y ejecutadas en concordancia con las normativas y estándares vigentes nacionales e internacionales. Del mismo modo, entre sus funciones se encuentra el hacer seguimiento a la operación del Sistema Eléctrico Nacional, así como evaluar los planes de contingencia formulados, con la finalidad de obtener mejoras en la operatividad del sistema.

Entre las funciones devengadas por la DGFSE, destaca la inspección a los equipos de seguimiento y medición adoptados en los procesos de generación, transmisión, distribución, despacho y atención al usuario, a fin de evaluar y controlar sus estados de verificación o calibración, en concordancia con el Servicio Nacional de Calidad, Metrología y Reglamento Técnico (SENCAMER).

Dentro de la DGFSE, se encuentran coordinaciones que atienden a las distintas funciones que competen a la dirección, entre las cuales destacan la Coordinación de Generación, de Transmisión, de Distribución y de Comercialización, las cuales adquieren responsabilidades que permitan como principal meta la unificación del SEN, y con ello impulsar el desarrollo endógeno de la nación, esto a través de la unificación de normativas técnicas y velando por el cumplimiento de las normas de seguridad, higiene y ambiente a fin de prevenir cualquier tipo de impacto ambiental producido por la actividad del sistema eléctrico y beneficiar de este modo al medio ambiente.

El impulso del desarrollo y promoción del Sistema Eléctrico Nacional, en el marco social se alcanza con la incorporación de las comunidades organizadas en el ejercicio de la contraloría social, para la verificación del cumplimiento de las normativas establecidas en los procesos de generación, transmisión, distribución, despacho y atención del ciudadano.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Estudiar los esquemas y ajustes del sistema de protección de distancia para el 15% de las líneas con mayor índice de falla en el período comprendido desde enero - 2011 hasta julio - 2012, en el estado Carabobo para el nivel de tensión de 115 kV.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Realizar el levantamiento de información asociada a los sistemas de potencia de las redes de transmisión a 115 kV del estado Carabobo.
- Caracterizar los sistemas de protección de líneas al nivel de tensión de interés existentes en el estado Carabobo, desde la función reductora hasta la función interruptora; mediante la inspección en sitio de las subestaciones de interés en el estado Carabobo.
- Analizar el índice de fallas en el período comprendido desde enero - 2011 hasta julio - 2012, en el estado Carabobo para el nivel de tensión de 115 kV, para realizar la selección del 15 % de las líneas que presenten el mayor índice de fallas.
- Describir la filosofía de protecciones eléctricas de las líneas al nivel de tensión de interés del estado Carabobo.
- Verificar y evaluar los ajustes de protección de distancia de las líneas seleccionadas.
- Establecer las recomendaciones que permitan mejorar la operatividad de los esquemas estudiados.

1.4. Justificación

La misión del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica, compete a todas las direcciones y vice-ministerios que componen al ente citado, por lo que la Dirección General de Fiscalización del Servicio Eléctrico, se ve inmersa en ésta tarea, por lo que, al ocurrir diversos sucesos que acarrearán el surgimiento de

desperfectos y fallas en el Sistema Eléctrico Nacional que conlleva a la no prestación del servicio a las distintas comunidades de la nación, situación que según la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico (LOSSE) debe ser resuelta para asegurar el buen funcionamiento del sistema y garantizar la prestación del recurso eléctrico a los usuarios, dada la situación, resulta imperioso para la DGFSE realizar el estudio y análisis de dichos sucesos para asegurar el correcto funcionamiento del Sistema Eléctrico de Potencia.

El elevado número de eventos ocurridos entre el período de tiempo comprendido entre enero 2011 y julio 2012, ha llamado la atención de la DGFSE, contemplando la realización de análisis que conlleven a diversas propuestas que permitan reducir la cantidad de fallas ocurridas en SEN, debido a esto se ubica el estado con mayor número de eventualidades con la finalidad de atacar de este modo el caso más crítico que existe en la nación y permitir así una investigación más detallada y enfocada.

Dentro de las diversas causas que permitieron el surgimiento de eventos que restringieron la prestación del servicio en el estado con mayor índice de dichos sucesos, el cual resulto ser Carabobo, se encuentra que los Sistemas de Protecciones de las líneas de transmisión, han sido causantes de un número apreciable de fallas que resulta importante realizar una investigación sobre los mismos para identificar los ajustes que éstos poseen y así establecer recomendaciones que, en congruencia con las normativas nacionales e internacionales, permitan mejorar la operatividad del Sistema Eléctrico existente en Carabobo con la finalidad de aumentar la calidad de vida de los diversos usuarios.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Sistema Eléctrico de Potencia. [1]

Consiste en un sistema de suministro de energía eléctrica, conformado principalmente por plantas de generación, líneas de transmisión y distribución, subestaciones elevadoras y reductoras y centros de consumo.

En un Sistema de Potencia, las líneas de transmisión y distribución representan el medio de conexión entre los centros de generación y los centros de consumo. Físicamente, están constituidas por conductores eléctricos que se encuentran soportados en sus extremos por estructuras metálicas denominadas torres. Dichos conductores pueden ser de fase (encargados de transmitir la energía eléctrica) o de guarda (aquellos que actúan como protección de los conductores de fase en presencia de una descarga de rayos).

Las líneas de transmisión transportan la energía eléctrica desde los centros de generación hasta las subestaciones reductoras, a partir de la cual, es transportada a los centros de consumo por medio de las líneas de distribución.

2.2. Sistema de Protecciones. [1]

El Sistema de Protección se encuentra integrado por todos aquellos equipos y dispositivos destinados a la protección de las partes que conforman el Sistema Eléctrico de Potencia. Ante la presencia de una falla, las protecciones asociadas al

sistema deben actuar (detectar y localizar la falla), aislando aquellos equipos y zonas afectadas, de forma que no se propague la falla y se logre minimizar los daños producidos por la misma.

Los Sistemas de Protecciones han permitido el desarrollo de los grandes sistemas de potencia, con todas las ventajas de la interconexión, sin afectar la calidad y continuidad del servicio. La necesidad del sistema de protección en los sistemas de potencia es tan importante como lo pueden ser generadores o transformadores, ya que no es posible operar un Sistema de Potencia sin un adecuado sistema de protección, debido a que estos están encargados de salvaguardar los principales equipos que conforman la red de transmisión de energía eléctrica, ante cualquier posible eventualidad que merme contra la funcionalidad de dichos equipos, denotando con esto la importancia que los sistemas de protecciones tienen dentro del universo de los sistemas de potencia.

2.3. Objetivo de los Sistemas de Protecciones. [2]

La necesidad de disponer de un sistema de protección se desprende del hecho de que cualquiera de los elementos que conforman un Sistema de Potencia puede fallar afectando al sistema y, por tanto, a los consumidores durante todo el tiempo que dicho elemento permanezca fuera de servicio. Todos los elementos del sistema están sujetos a fallas, pudiendo presentarse en cualquier momento, independientemente de la probabilidad de falla o del costo del equipo.

El objetivo fundamental de los sistemas de protección es el de detectar la falla, localizarla y retirar rápidamente del sistema la parte fallada, permitiendo que el resto del sistema continúe prestando un buen servicio. Otro objetivo de los sistemas de protección, es lógicamente, proteger fundamentalmente, los equipos más costosos o imprescindibles del Sistema de Potencia.

Estos objetivos se justifican, mediante la necesidad imperiosa, por parte de las compañías prestadoras del recurso eléctrico, de asegurar y garantizar un buen servicio, a través de la continuidad y calidad, permitiendo que el mismo sea satisfactorio para los usuarios.

2.4. Funciones Principales y Secundarias de los Sistemas de Protecciones. [2]

2.4.1. Funciones Principales.

Para cumplir con su objetivo fundamental los sistemas de protección realizan diferentes funciones, orientadas a mantener la calidad y continuidad del servicio, alguna de ellas son:

- Retirar rápidamente del servicio cualquier elemento que afecte el sistema, como es el caso de un elemento en cortocircuito.
- Accionar señales o alertas cuando se presente una condición anormal que pueda afectar el sistema a objeto de que el personal de operaciones tome las medidas pertinentes, como es el caso de una sobrecarga en un transformador.
- Retirar del servicio eléctrico los elementos o equipos donde la condición anormal pueda afectar el sistema, a objeto que el personal de operaciones tome las medidas pertinentes, como es el caso de una sobrecarga en un transformador.
- Impedir maniobras incorrectas que pueda cometer el personal de operación y que puedan afectar al Sistema de Potencia, tal como una orden de sincronización sin cumplir con los requisitos para ello.
- Seccionar el Sistema de Potencia en el punto más adecuado frente a una pérdida de generación o frente a una pérdida de sincronismo.

El Sistema de Protección debe realizar todas aquellas funciones destinadas a evitar que se afecte la calidad y continuidad del servicio y a mantener en su más alto

grado de explotación y rentabilidad al Sistema de Potencia.

2.4.2. Funciones Secundarias.

Los Sistemas de Protección, a parte de las funciones principales o fundamentales, realizan otras funciones secundarias, tales como:

- Reducir los posibles daños ocasionados por la falla a los equipos, retirando rápidamente del servicio el equipo fallado, caso de un generador en cortocircuito.
- Registrar que tipo de falla ha ocurrido.
- Determinar la localización exacta de la falla.
- Elaborar registros del número de fallas.
- Averiguar si la falla es transitoria o permanente, y de ser transitoria, restablecer el servicio.

Todas las funciones secundarias que pueden realizar los sistemas de protección, son el resultado de la inventiva propia del diseñador, de los objetivos que se persiguen y de los recursos económicos disponibles.

2.5. Característica de los Sistemas de Protecciones. [3]

Dentro de las características que debe cumplir un sistema de protección se destacan las siguientes:

Estabilidad: Se refiere a la capacidad de los esquemas de protecciones para no ser afectados por las condiciones externas a la zona protegida, por ejemplo, la presencia de carga o condiciones de fallas externas a la zona de protección.

Sensibilidad: Se refiere al nivel mínimo de operación del relé o del esquema de

protección, permitiendo así detectar todo tipo de fallas en el sistema.

Selectividad: Es la característica del esquema de protección que le permite discriminar cuando la falla ocurrida se encuentra dentro o fuera de la zona de actuación de la protección. De esta forma, para aislar la falla, únicamente se ordenará el disparo de aquellos interruptores asociados a la protección que ha detectado dicha falla dentro de su zona de actuación.

Confiabilidad: Consiste en la propiedad del sistema de protección de operar correctamente al momento que sea necesario, de forma que logre cumplir su función sin presentar fallas en su actuación.

Rapidez: Esta característica está relacionada con la importancia de los Sistemas de Potencia de mantener la continuidad del servicio, siendo vital que para esto que los esquemas asociados a las protecciones actúen a la mayor velocidad posible en presencia de cualquier evento, permitiendo así salvaguardar los equipos que puedan sufrir daños durante el tiempo de falla.

Seguridad: Se refiere al grado de certeza (probabilidad) de que el sistema de protección operará de forma correcta, es decir, no tendrá un disparo no deseado.

2.6. Fallas en los Sistemas de Potencia. [4]

Las fallas en los Sistemas de Potencia, son un evento no planeado, el cual, puede ocurrir en cualquier momento dondequiera que exista un Sistema de Potencia, éste fenómeno conlleva a la interrupción del suministro de energía eléctrica. Las principales causas de las fallas varían de sistema a sistema y entre niveles de tensión. Es imposible diseñar económicamente un sistema libre de fallas, por lo cual se requiere de los sistemas de protección para asegurar que el tiempo de duración de la falla sea el mínimo posible. En la Figura 2 se aprecia los diferentes tipos de fallas

propias del sistema y sus clasificaciones.



Figura 2: Fallas propias de los Sistemas de Potencia

2.6.1. Fallas Propias del Sistema de Potencia.

Son fallas que involucran un equipo primario (transformador, línea, etc.) y que requieren su desconexión, ya que tienen asociada una condición anormal como una sobrecorriente, sobre o baja tensión o frecuencia.

Fallas en paralelo o derivación: Es común en este tipo de falla que ocurra un cortocircuito a tierra o entre fases. Se puede apreciar un ejemplo de falla en paralelo o derivación en el [ANEXO 1].

Fallas en serie: Es común que este tipo de falla sean las siguientes, apertura de la conexión, polo abierto de un interruptor o ruptura de conductor de fase. Una representación gráfica de este tipo de falla se puede ver en el [ANEXO 1].

Combinación de fallas serie – paralelo: Si una falla tipo derivación ocurre en diferentes puntos de la red, la condición combinada se llama falla a campo traviesa (*cross country fault*). Si ocurren varios disparos o fallas y recierres secuenciales como consecuencia de una causa inicial única, se asocian designándolos como una sola

perturbación.

Algunas estadísticas manejadas por CORPOELEC – CADAFE 2010, indican que para los Sistemas de Potencia Nacionales:

- Más del 75% de las fallas son en las líneas y cables.
- Menos del 15% ocurren en transformadores de potencia y reactores en derivación.
- Las fallas en barras pueden aparecer hasta en un 7%.
- Más de un 3% se puede asociar a condensadores serie o en derivación.

Una distribución de fallas tipo derivación en un sistema de alta tensión, según datos suministrados por el prestador nacional del servicio eléctrico CORPOELEC 2010:

- Fallas monofásicas, 72% generalmente causadas por descargas atmosféricas.
- Fallas bifásicas, 22% muy comunes en zonas contaminadas.
- Fallas trifásicas, 6% aparecen entre otras con el uso de equipos trifásicos.

2.6.2. Fallas Ajenas al Sistema de Potencia.

Se pueden presentar disparos no deseados y que ocurren en ausencia de una falla propia del Sistema de Potencia, es decir, que antes del disparo no había condiciones anormales de corriente, tensión, o de cualquier otro parámetro. Sus causas principales son fallas en el cableado o en los elementos secundarios (como los relés o indicadores), ajustes indebidos, errores humanos o cualquier desperfecto causado por terceras personas.

Se asocian más las fallas de este tipo a los transformadores de potencia y a los reactores, que a las líneas de transmisión propiamente dichas, debido a que las

protecciones mecánicas operan algunas veces aún sin existir falla real en el equipo, como por ejemplo, inconvenientes en los ajustes de las mismas.

2.7. Causas y Responsabilidades ante las Fallas. [4]

En los despachos de transmisión y generación es cada vez más preocupante la responsabilidad ante las fallas que aparecen en las instalaciones, sobre todo las que causan interrupciones e indisponibilidades mayores de tres minutos y por esto resulta importante establecer la raíz de una falla. Bajo el punto de vista de responsabilidad se pueden clasificar así:

Fallas o perturbaciones esperadas: Las causadas por la naturaleza como las descargas atmosféricas o ciertos tipos de animales en líneas de transmisión; sobrecargas y sobretensiones con magnitudes y duraciones no superiores a los valores asignados de los equipos. Contra estas no sería rentable protegerse en su totalidad y se puede convivir con algún riesgo. No se esperan daños en las instalaciones gracias a la adecuada operación de los sistemas de protección y control y a la adecuada selección de los equipos.

Fallas impredecibles: Se consideran los movimientos telúricos de gran magnitud que superan las directrices de los códigos para diseño sismo resistente; rayos con magnitudes de corrientes superiores a 200 kA en las vecindades de las instalaciones; vientos anormales, avalanchas e inundaciones; exagerada contaminación ambiental; atentados, entre otros fenómenos. Algunas de estas fallas pueden causar daños irreparables en los equipos. Normalmente sus consecuencias se dejan al amparo de las compañías de seguros.

Fallas originadas por el diseño: Equipos o instalaciones mal seleccionadas, ausencia de pararrayos o insuficientes sistemas de protección, de puesta a tierra o de apantallamiento. El propietario debe prevenirlas aplicando adecuadamente las normas

internacionales y nacionales, así como realizando interventorías de diseño.

Fallas originadas en la fabricación o transporte: Por el uso de materiales de mala calidad, o su mal manejo, ambientes inadecuados, insuficiencias en el control de calidad o defectos de diseño. Normalmente se detectan con las pruebas tipo, de rutina y de puesta en servicio. Generalmente el fabricante ofrece garantías desde 1 a 5 años según requerimientos del cliente.

Fallas causadas por la construcción y el montaje: Las más comunes aparecen con el uso inadecuado de herramientas, conectores, cables y con el maltrato a los equipos; sin embargo, son las más notorias y normalmente se detectan con las pruebas de puesta en servicio y de post-energización. Se busca evitarlas con las interventorías de construcción y montaje.

Fallas en la operación o en el mantenimiento predictivo: Ocurren al permitir sobrecargas o sobretensiones excesivamente prolongadas o repetitivas. Se minimiza su riesgo con un sistema de protecciones debidamente seleccionado y ajustado; sin embargo, si las exigencias son frecuentes, el envejecimiento de los equipos se acelera. Por esto, son importantes los mantenimientos predictivos que permitan conocer la evolución de los equipos.

Fallas en el mantenimiento preventivo: Ocasionadas durante la conservación y sostenimiento en instalaciones convencionales con altos grados de contaminación ambiental o en zonas con vegetación.

Disparos indeseados causados por errores humanos: Errores de los operadores al realizar distintas maniobras en los equipos y dispositivos del sistema, éste tipo de fallas, normalmente, son fortuitas y sin ningún tipo de intención por parte de los operadores, sin embargo, son hechos desafortunados que influyen en la operatividad del Sistema de Potencia.

Fallas por terceras personas: Son las ocasionadas, por individuos externos a la compañía de energía eléctrica, los cuales inescrupulosamente cometen actos vandálicos contra los equipos y materiales del Sistema de Potencia, como ejemplo de ello se tiene el hurto o robo de sistema de puesta a tierra o de los conductores de las líneas de transmisión.

2.8. Diferencia entre los Sistemas Radiales y Sistemas Mallados. [2]

2.8.1. Sistemas Radiales.

En los sistemas radiales solo se presenta una vía de alimentación a la falla, cuando esta ocurre, y en consecuencia únicamente es necesario abrir un interruptor para suspender la alimentación a la falla, tal como se muestra en el [ANEXO 1], y se detalla la apertura de los interruptores según la ocurrencia de la falla.

La necesidad de mantener el Sistema de Potencia en su más alto grado de explotación y la de suministrar la mejor calidad y continuidad del servicio exigen que en los sistemas de potencia se evitan configuraciones de tipo radial y se tienda preferiblemente al empleo de configuraciones de tipo mallado. Por lo tanto, en la actualidad solo se utilizan arreglos radiales en la distribución y, fundamentalmente, en zonas de relativamente poca demanda eléctrica, como lo son los sistemas de distribución rural.

2.8.2. Sistemas Mallados.

En los sistemas mallados se presentan varias vías de alimentación a las cargas y, por tanto, igualmente varias vías de alimentación a la falla, en consecuencia, es necesario interrumpir todas las alimentaciones para despejar completamente la falla, como se muestra en el [ANEXO 1], donde se detalla la actuación de los interruptores según la ocurrencia de la falla.

2.9. Relés y Tipos de Relés.

2.9.1. Relé. [5]

Un relé es simplemente un elemento de vigilancia que recibe una o varias señales del Sistema de Potencia y que actúa dependiendo de la información recibida y parámetros establecidos previamente en él, abriendo o cerrando contactos, dando, generalmente, órdenes de apertura a uno o varios interruptores, con la finalidad de despejar las fallas o eventos ocurridos en el sistema, los cuales, están dentro de su zona de actuación.

2.9.2. Características Propias del Relé. [7]

2.9.2.1. Puesta en Trabajo.

El valor de puesta en trabajo de un relé corresponde al valor mínimo con que actúa cuando la señal aumenta progresivamente desde cero, es decir, el valor mínimo de la señal que hace que el relé cierra o abra sus contactos.

2.9.2.2. Tiempo de Reposición.

El tiempo de reposición es el tiempo que tarda el relé para reponerse una vez la señal baja a su valor de reposición, que corresponde al valor máximo de la señal que hace que el relé se reponga cuando la señal se reduce progresivamente de un valor a cero.

2.9.2.3. Tiempo Definido.

Un relé es de tiempo definido cuando el tiempo de operación, una vez puesto en trabajo, es independiente de la magnitud de la señal. Los relés de tiempo definido

de tipo electromagnético se obtienen con la combinación de un relé instantáneo, que permite ajustar el valor de puesta en trabajo, y un relé de tiempo, en donde se ajusta el tiempo de retardo deseado. En los relés electrónicos, simplemente se modifican sus ajustes para obtener la característica deseada.

2.9.2.4. Tiempo Inverso.

Un relé es de tiempo inverso cuando el tiempo que tarda en operar, una vez puesto en trabajo, es menor a mayor sea la magnitud de la señal. La característica de tiempo inverso es propia de los relés de inducción por cuanto el tiempo que tardan en operar el contacto depende del torque electromagnético y por tanto, de la magnitud de la señal. En los relés electrónicos pueden obtenerse los mismos resultados de los relés de inducción con las curvaturas que se deseen, con solo modificar sus ajustes.

2.9.3. Tipos de Relés. [5]

Tomando como base su principio de operación, los relés que se emplean en la actualidad pueden agruparse en tres grandes grupos, los cuales abarcan todos los relés disponibles para la protección de los sistemas de potencia.

Relés de atracción de armadura: Son los relés que utilizan como base de su operación principios electromagnéticos, al igual que los contactores. El tiempo de operación de este tipo de relés es de tipo instantáneo o acción inmediata, si se desea retardar la orden de disparo al interruptor, se debe recurrir a un relé de tiempo, intermediario entre el relé de protección y el interruptor, que permita ajustar el tiempo deseado de retardo.

La construcción de los relés de atracción de armadura puede ser muy variada según las diversas características de diseño, en el [ANEXO 1] se indican algunas de esas formas de construcción, de manera ilustrativa.

Relés de inducción: Son los relés que utilizan como base de su operación principio de inducción, al igual que los motores no obstante, su condición de operación normal es un reposo y sólo se mueven para cerrar su contacto. El tiempo de operación de este tipo de relés es ajustable, modificando la distancia que debe recorrer el inducido para cerrar el contacto, además de ese tiempo inverso, a mayor señal menor tiempo, ya que la velocidad del giro del inducido depende de la magnitud del torque y, por tanto de la magnitud de la señal.

Relés electrónicos: Son los relés en donde los procesos se realizan por medio de elementos electrónicos.

Este tipo de relés presenta la ventaja que su característica de operación se puede modificar fácilmente, y por tanto, se pueden obtener tiempos instantáneos o retardados, e igualmente, se puede obtener las características inversas que se deseen. Dentro de estos relés se encuentran los relés propiamente electrónicos y los relés numéricos.

Los relés electrónicos, al igual que los relés de atracción de armadura y los relés de inducción presentan tipos diferentes de construcción, así:

- Relés analógicos: Son relés donde las operaciones son realizadas por elementos electrónicos utilizando señales de valor muy reducido pero similares a las señales originales, es decir, utilizan señales de naturaleza alterna, al igual que los relés de atracción de armadura o los relés de inducción.
- Relés digitales: Son relés que transforman las señales originales que reciben en señales digitales, ondas rectangulares, y las procesan mediante circuitos lógicos.
- Relés numéricos: Son relés que muestrean numéricamente y en forma secuencial los valores instantáneos de las señales originales que reciben, los

memorizan, para posteriormente procesarlos por medio del empleo de elementos microprocesadores utilizando métodos numéricos.

2.10. Relés de una Señal. [6]

Los relés de una señal son relés que reciben una sola señal de información del Sistema de Potencia, basando su operación en la magnitud de la señal que éste censa.

Son relés comparadores de magnitud por cuanto la señal que reciben la coteja con una señal de referencia y operan en base a esta comparación, sin embargo, puesto que la señal de referencia es constante y, normalmente, incorporada dentro del mismo relé, se les conoce como relés de una señal.

2.10.1. Relés Electromecánicos

En este tipo de relé de una señal, destaca el relé de Sobrecorriente de atracción de armadura tipo balancín, como se muestra en la Figura 3.

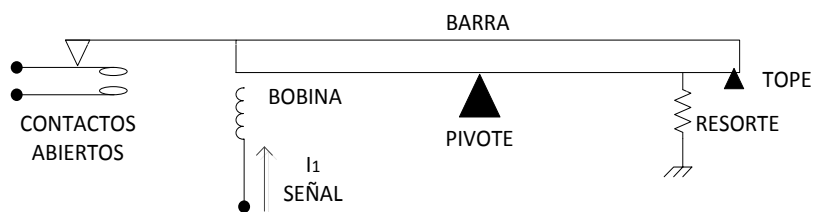


Figura 3: Relé de Sobrecorriente

Según los principios de conversión, las expresiones para determinar el par o la fuerza en un relé de atracción de armadura, vienen dadas por:

$$T = K_1 * I^2 - K_2 \quad (1)$$

En la expresión (1) se supone que el torque actuante, torque producido por la bobina es positivo; por el contrario, el torque de retención, torque producido por el resorte, es negativo; el relé actúa cuando el torque es positivo y se repone cuando el torque es negativo. En el caso de los relés que actúan comparando fuerzas de atracción, las suposiciones son similares; el relé actúa, cuando la fuerza es positiva y se repone cuando la fuerza es negativa.

En la práctica se prefiere trabajar con la ecuación de equilibrio más que con la ecuación de par o ecuación de fuerza; la ecuación de equilibrio se obtiene igualando a cero el par o la fuerza, es decir, es la condición de estabilización que presenta el relé; por tanto, la ecuación descrita anteriormente es la que se muestra a continuación:

$$0 = K_1 * I^2 - K_2 \quad (2)$$

Como puede observarse, la ecuación de equilibrio es aplicable a todos los relés que operan con par y a los relés que operan con fuerza de atracción, por lo tanto, es de tipo general y en consecuencia aplicable a cualquier relé de atracción de armadura de una señal.

De la ecuación de equilibrio (2) se tiene:

$$I = \sqrt{\frac{K_2}{K_1}} \quad (3)$$

La representación gráfica de la ecuación de equilibrio de un relé es lo que se conoce como “Característica de operación de un relé”. La Figura 4 muestra las características lineales de operación del relé de sobrecorriente donde se puede observar la zona de actuación o disparo del relé y la zona de bloqueo del mismo, en la cual, éste no opera.

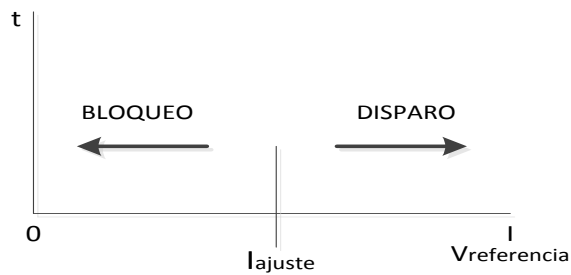


Figura 4: Característica de operación lineal. Relé de Sobrecorriente.

En la práctica se prefieren, generalmente, las características de tipo circular, por cuanto definen en su totalidad las zonas de operación y bloqueo, tal como la que se muestra en la Figura 5 el relé de sobrecorriente, tomando como referencia el voltaje.

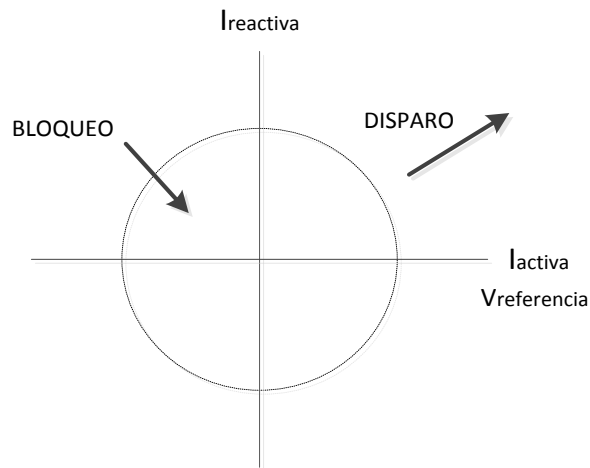


Figura 5: Característica de operación circular. Relé de Sobrecorriente.

2.10.2. Relés de Inducción.

En la Figura 6 se muestra la construcción de un relé de sobrecorriente de inducción del tipo de disco, donde se especifican las distintas partes que lo conforman y se hace especial detalle al disco del relé.

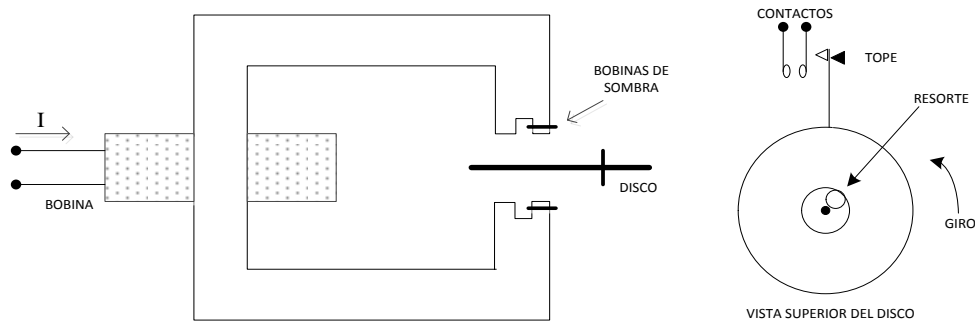


Figura 6: Relé de Sobrecorriente de Disco

Según los principios de conversión, se tiene que:

$$T = K_1 * I^2 - K_2 \quad (4)$$

Por lo tanto, la ecuación de equilibrio es la siguiente:

$$0 = K_1 * I^2 - K_2 \quad (5)$$

De donde:

$$I = \sqrt{\frac{K_2}{K_1}} \quad (6)$$

Como puede observarse, la ecuación de equilibrio y, por tanto, la característica de operación de los relés de inducción del tipo de disco son idénticas a los relés de atracción de armadura.

Podemos afirmar que no existe diferencia en las características de operación de los relés de atracción de armadura y los relés de inducción; la principal diferencia se presenta en los tiempos de operación de los mismos, ya que los de atracción de armadura son de tiempo definido y los de inducción, por el contrario, son de tiempo inverso.

2.10.3. Relés Numéricos

En los relés electrónicos, modificando simplemente sus ajustes, puede obtenerse cualquier característica, tanto de tiempo inverso como de tiempo definido. En los relés electrónicos de operación numérica, los ajustes se hacen en forma numérica, introduciendo valores numéricos a través de un programa de computación o *software* que permiten al operador introducir los ajustes pertinentes para la operación de los mismos, en la actualidad, este tipo de relé son los más utilizados en los distintos sistemas de potencia por la facilidad de modificación de los ajustes según las condiciones del sistema varíen.

2.11. Relés de Dos Señales. [6]

Los relés de doble señal reciben doble información de Sistema de Potencia y operan en base a la comparación de las mismas. Si la operación depende de las magnitudes de las señales, reciben el nombre de “Comparadores de magnitudes”. Si su operación se basa en la relación de fase de las señales, reciben el nombre de “Comparadores de Fase” o “Direccionales”.

Es importante hacer la observación de los nombres de los relés, los cuales, corresponden a su característica de operación y no al tipo de construcción; por lo tanto, sólo se hará referencia a los relés electromagnéticos, sin embargo, los resultados son aplicables igualmente a los relés electrónicos.

2.11.1. Relés Comparador de Magnitudes.

Los relés comparadores de magnitudes pueden presentar diferentes tipos de construcción, sin embargo, por razones de simplicidad se supone un relé de atracción de armadura del tipo balancín, como se muestra en la Figura 7, en el cual se pueden resaltar las distintas partes que conforman a dicho relé y las señales que el mismo

compara en relación a las magnitudes que presenten.

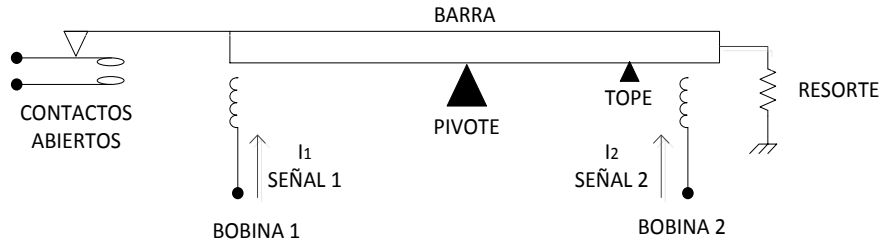


Figura 7: Relé Comparador de Magnitudes

La ecuación de par para cualquier tipo de relé, al igual que en los relés de una señal, viene dada por:

$$T = K_1 * (I_1)^2 - K_2 * (I_2)^2 - K_3 \quad (7)$$

Donde K_3 es el efecto de un pequeño resorte, que cumple con la función de mantener el contacto abierto y evitar el disparo cuando no existen señales.

La ecuación de equilibrio despreciando el efecto del pequeño resorte es:

$$0 = K_1 * (I_1)^2 - K_2 * (I_2)^2 \quad (8)$$

De donde:

$$I_1 = I_2 * \sqrt{\frac{K_2}{K_1}} \quad (9)$$

Por tanto, la característica de operación de este tipo de relé que compara las magnitudes de dos señales, corresponde a la mostrada en las Figuras 8 y 9 respectivamente, donde se aprecian las características de operación lineal y la característica de operación circular.

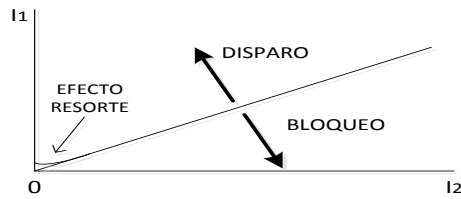


Figura 8: Característica de Operación Lineal. Relé Comparador de Magnitudes

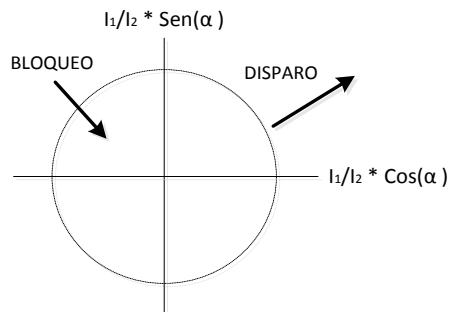


Figura 9: Característica de Operación Circular. Relé Comparador de Magnitudes

2.11.1.1. Relé Diferencial.

El relé diferencial solo utiliza una bobina para realizar la comparación, como se muestra en la Figura 10.

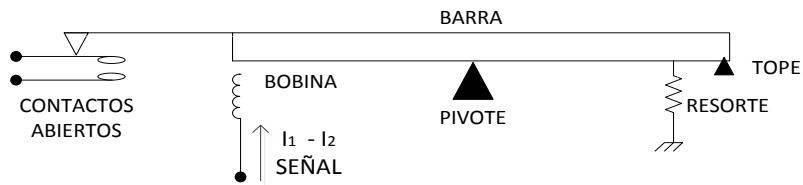


Figura 10: Relé Diferencial.

Como puede observarse, la corriente que pasa por la bobina es la diferencia de las corrientes que se suministran al relé.

La ecuación de par, es:

$$T = K_1 * (I_1 - I_2)^2 - K_2 \quad (10)$$

Donde K_2 corresponde al efecto de un pequeño resorte para evitar el disparo cuando no hay señal.

La ecuación de equilibrio, despreciando el efecto del pequeño resorte es:

$$0 = K_1 * (I_1 - I_2)^2 - K_2 \quad (11)$$

Por tanto, la característica de operación lineal, es la que podemos apreciar en la Figura 11, la cual es semejante a la de la Figura 8 sólo que se tiene definido el ángulo de inclinación de la recta característica.

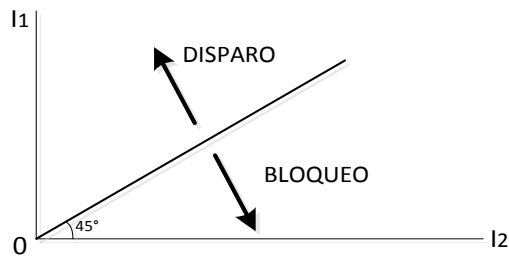


Figura 11: Característica de Operación. Relé Diferencial.

2.11.2. Relés Comparador de Fase o Direccionales.

En los relés comparadores de fase o direccionales la operación del relé depende de la magnitud de las señales sino de su ángulo de fase. Los relés de atracción de armadura son por principio de operación relés comparadores de magnitudes por el contrario, los relés de inducción de doble señal, son por principio de operación, comparadores de fase, sin embargo, es posible que los relés de atracción por armadura sean relés comparadores de fase. Con la construcción electrónica, no hay ninguna dificultad en obtener este tipo de relés.

La función de dirección o comparación de fases puede ser realizada en un relé de atracción de armadura, como se muestra en la Figura 12, en un relé que se alimenta con la suma vectorial de las corrientes, siendo este valor nulo en condiciones normales y, cuando ocurre una falla, el relé percibe una señal donde la suma vectorial es distinta de cero.

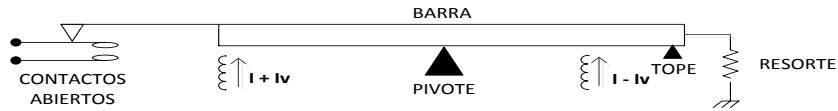


Figura 12: Relé Comparador de Fase. Atracción de Armadura.

La ecuación de torque es:

$$T = K_1 * (I + I_V)^2 - K_2 * (I - I_V)^2 - K_3 \quad (12)$$

Por tanto, la ecuación de equilibrio, despreciando el efecto resorte es:

$$0 = K_1 * (I + I_V)^2 - K_2 * (I - I_V)^2 \quad (13)$$

Si $K_1 = K_2$, nos queda:

$$|I + I_V| = |I - I_V|$$

(16)

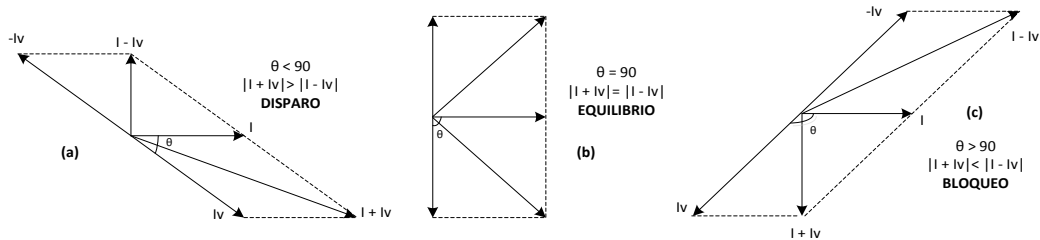


Figura 13: (a) Desfase menor de 90°, (b) Desfase igual a 90°, (c) Desfase mayor a 90°.Relé Comparador de Fase

Resultado que indica que simplemente el relé es un comparador de magnitudes, como de hecho lo es, por ser un relé de atracción de armadura, que se compara la suma con la diferencia; sin embargo al hacer esto realmente opera, con respecto a las señales originales, como un comparador de fases, como se muestra en las Figura 13, donde la magnitud de las señales originales se mantienen constantes y solo varía su relación de fase.

2.11.2.1. Relé Direccional de Corriente.

El relé direccional de corriente tiene como finalidad indicar la dirección de la corriente para que cuando ocurra un cortocircuito, debe tener un ángulo τ igual al ángulo de la línea θ_L , como demuestra en la Figura 14. Por tanto, para obtener los mejores resultados es necesario que el ángulo del relé y el ángulo de la línea sean lo más parecidos posible.

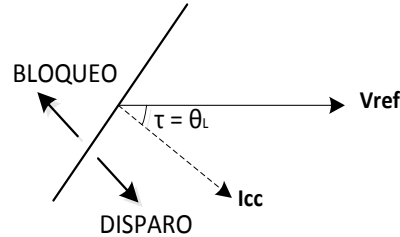


Figura 14: Característica de Operación. Relé Direccional de Corriente.

2.11.2.2. Relé de Impedancia.

El relé de tipo impedancia compara la magnitud de la relación entre la tensión y la corriente medida, con la establecida para su alcance, sin tomar en cuenta el ángulo de la impedancia de falla, la obtención de la impedancia es a través de la aplicación de la ley de ohm, donde para una impedancia con ángulo 0° , corresponde a una impedancia resistiva pura (eje x) y una impedancia con ángulo de 90° , corresponde a una impedancia reactiva pura (eje y). La característica de operación del

relé de impedancias, corresponde a la mostrada en la Figura 15.

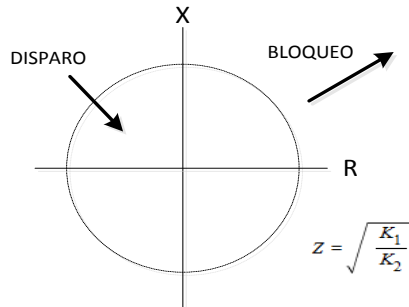


Figura 15: Característica Operativa. Relé Impedancia.

Por lo tanto, la característica de operación del relé de impedancia, en el plano de impedancias, es un círculo concéntrico con el origen, así mismo, se aprecia que carece de direccionalidad ya que para cualquier valor de " Z_{MEDIDA} " menor al radio establecido para el ajuste, el relé actuará sin discriminar si la falla es posterior o la falla es anterior.

El relé de impedancia es actuado por corriente y retenido por voltaje, su ecuación de torque es:

$$T = K_1 * (I)^2 - K_2 * (V)^2 - K_3 \quad (14)$$

Su ecuación de equilibrio, despreciando el efecto del resorte, es:

$$0 = K_1 * (I)^2 - K_2 * (V)^2 \quad (15)$$

2.11.2.3. Relé de Admitancia o MHO.

El relé de admitancia es un relé de distancia actuando por dirección y retenido por voltaje. Este tipo de relé presenta una característica direccional en su

actuación, ya que sólo actuará para aquellas fallas registradas en su dirección de disparo. Los relés tipo MHO toman en cuenta tanto la magnitud como el ángulo de la impedancia de falla, por lo tanto su medida se verá afectada cuando ocurran fallas a tierra ya que dichas fallas presentan un alto nivel de resistencia que puede salirse del alcance de la característica MHO.

Su ecuación de torque es:

$$T = K_1 * V * I * \cos (\theta - \tau) - K_2 * (V)^2 - K_3 \quad (16)$$

La ecuación de equilibrio, despreciando el efecto del resorte es:

$$0 = K_1 * V * I * \cos (\theta - \tau) - K_2 * (V)^2 \quad (17)$$

De donde podemos obtener:

$$Z = \frac{K_1}{K_2} * \cos (\theta - \tau) \quad (18)$$

Su característica de operación, en el plano de impedancia, se muestra en la Figura 16, la cual, corresponde a un círculo que pasa por el origen y donde la zona de operación corresponde a la parte interior de dicha circunferencia, y en contraparte se tiene que la parte exterior de dicha circunferencia se haya la zona de bloqueo del relé.

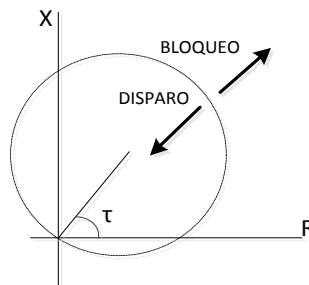


Figura 16: Característica de Operación. Relé de Admitancia. Plano de Impedancia.

Igualmente de la ecuación de equilibrio se tiene:

$$Y * \cos (\theta - \tau) = \frac{K_2}{K_1} \quad (19)$$

La característica de operación de un relé de admitancia, en el plano de admitancias, se muestra en la Figura 17.

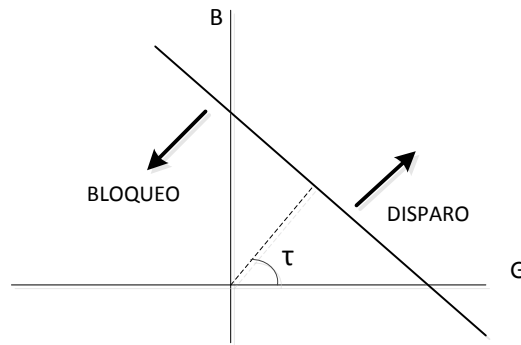


Figura 17: Característica de Operación. Relé de Admitancia. Plano de Impedancia.

Puede observarse que la característica cambia de forma, pasando de tipo circular a tipo lineal. Es importante aclarar, que la característica de un relé de distancia debe permanecer inmutable a los cambios de voltaje y corriente.

2.11.2.4. Relé de Reactancia.

El relé de reactancia es actuado por corriente y retenido por dirección con ángulo $\tau = 90^\circ$. El relé de tipo reactancia sólo toma en cuenta la parte reactiva de la impedancia de falla, despreciando la componente resistiva de la misma. En vista de esto resulta beneficioso aplicar este tipo de relés para los casos de fallas a tierra en donde la resistencia de falla es elevada. Su ecuación de torque es:

$$T = K_1 * (I)^2 - K_2 * V * I * \cos (\theta - 90) - K_3 \quad (20)$$

Por tanto, su ecuación de equilibrio, despreciando el efecto del resorte es:

$$0 = K_1 * (I)^2 - K_2 * V * I * \cos (\theta - 90) \quad (21)$$

De donde:

$$X = \frac{K_1}{K_2} = Z * \text{sen} (\theta - \tau) \quad (22)$$

Su característica de operación, con el plano de impedancias, se muestra en la Figura 18, en la cual, puede observarse la característica de operación de un relé de reactancia, en el plano de impedancias, es de tipo lineal horizontal (paralelo al eje x) a X constante.

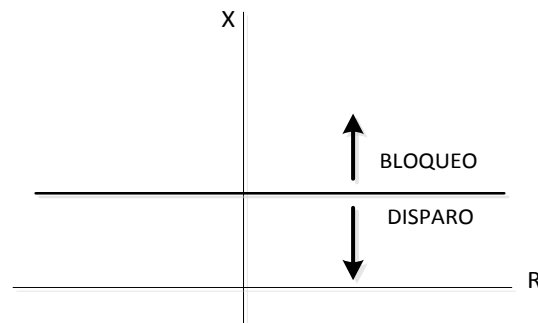


Figura 18: Característica de Operación. Relé de Reactancia. Plano de Impedancia.

Para el plano de admitancias se tiene que:

$$Y = \frac{K_2}{K_1} * \text{sen} (\theta - \tau) \quad (23)$$

La característica de operación, en el plano de admitancia, se muestra en la Figura 19, donde se observa que la característica cambia de forma, pasando de tipo lineal a tipo circular.

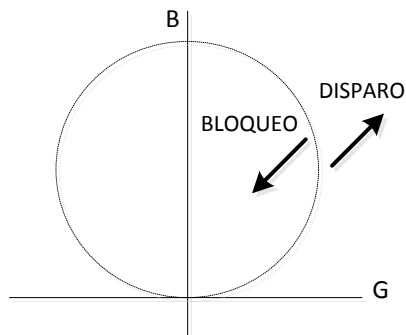


Figura 19: Característica de Operación. Relé de Reactancia. Plano de Admitancia.

2.12. Relés Multifuncionales o Integrados. [8]

Las protecciones integradas aparecen gracias al desarrollo de los microprocesadores. Una sola protección puede incluir muchas funciones; incluso se pueden confundir las funciones de protección principal y de respaldo, sin embargo no se puede abusar de la integración ya que se pierde la redundancia cuando la falla es del hardware o de software del relé o de sus equipos asociados.

Por lo tanto, la integración de funciones es conveniente cuando entre ellas se complementan para evitar que una falla o anomalía no sea detectada. Por ejemplo, la función de distancia se complementa con relés de sobrecorriente direccional de tierra para cubrir todos los tipos de fallas en líneas, incluyendo las fallas a tierra de alta impedancia y se pueden integrar en un solo relé; se espera que las protecciones de respaldo con los requerimientos ya mencionados se provean en, por lo menos, un relé separado.

2.13. Áreas de Protección. [9]

La colocación de interruptores en los sistemas de potencia mallados para seccionar los sistemas de potencia, y el hecho de que, el sistema de protecciones imparte orden de disparo a los interruptores apropiados para retirar la falla, da origen

a lo que se ha dado en llamar las “Áreas de protección”, como se muestra en la Figura 20.

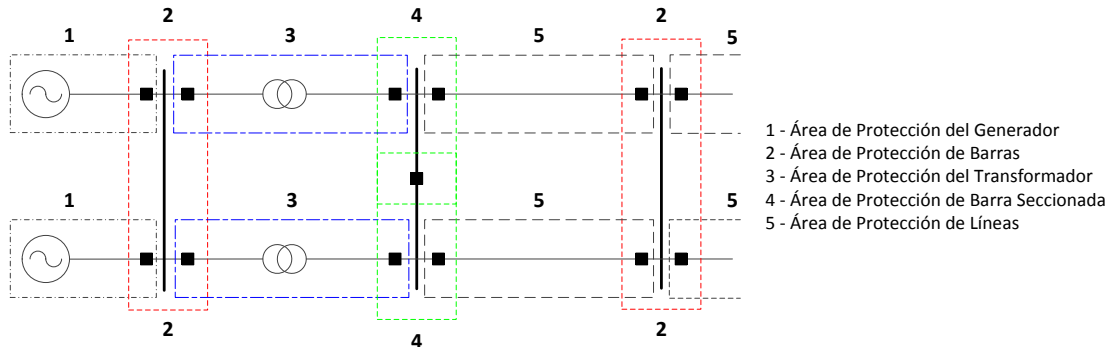


Figura 20: Áreas de Protección de los Sistemas de Potencia.

Al ocurrir la falla, en cualesquiera de las áreas de protección de la Figura 20, el sistema de protección debe dar orden de disparo a todos los interruptores pertenecientes al área donde ocurrió la falla, puede observarse que al operar los interruptores pertenecientes al área fallada, se eliminan todas las alimentaciones a la falla.

2.14. Superposición de las Áreas de Protección. [9]

Por cuanto la falla puede presentarse en cualquier parte del sistema, es necesario que todas las partes del mismo queden incluidas dentro de, al menos, una de las áreas, de lo contrario podrían presentarse fallas que no son eliminadas del Sistema de Potencia con las consiguientes consecuencias para el servicio, por tanto, es indispensable que las áreas se superpongan, como se observa en la Figura 20.

Es evidente que la presencia de una falla en la superposición de las áreas de protección origina ordenes de disparo que retiran innecesariamente partes sanas del Sistema de Potencia, sin embargo, es preferible retirar parte sana del sistema, que mantener una falla dentro del mismo con las desastrosas consecuencias que se originan para los consumidores; la superposición es la única forma de dar protección

a todas las partes que conforman el Sistema de Potencia.

Para reducir al mínimo las fallas en la superposición de las áreas sobre el interruptor, tal como se muestra en la Figura 20. El interruptor es un elemento de diseño muy robusto, localizado en condiciones muy favorables dentro de la subestación y ocupa poco espacio, por tanto, la posibilidad de falla en la zona superpuesta es muy reducida.

2.15. Delimitación de las Áreas de Protección. [9]

La delimitación de las áreas de protección la determina la colocación de los equipos de medición que alimentan a los equipos de protección; los equipos de protección en los sistemas mallados deben detectar la presencia de la falla, al igual que en los sistemas radiales, sin embargo, adicionalmente, deben determinar en qué dirección se presenta, para accionar, de manera eficiente, el interruptor asociado al lugar donde ocurrió el evento.

En la Figura 21 se muestra la ubicación de los equipos de medición para alimentar los equipos de protección que determinan la presencia de falla y su dirección, definiendo el área de protección de la línea.

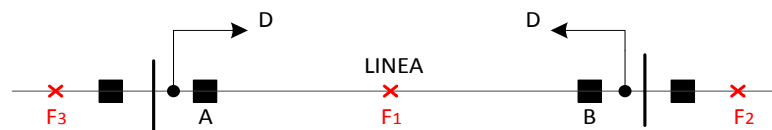


Figura 21: Ubicación de los Equipos de Medición.

En el terminal A se coloca un detector de falla y un direccional para detectar la falla hacia la derecha, y en el terminal B, se coloca un detector de falla y un direccional para detectar la falla hacia la izquierda, por tanto de presentarse la falla 1, es detectada por ambos terminales y despejada desde ambos extremos, operando los

interruptores A y B.

Para las fallas 2 y 3, uno de los terminales no detecta la falla en la dirección apropiada y, por tanto, no se da orden de disparo a ninguno de los interruptores A y B; estas fallas, fuera del área de protección, les corresponde despejarla a otros interruptores.

Igualmente, la superposición depende de la ubicación de los equipos de medida que alimentan a los equipos de protección de las diferentes áreas de protección, como se muestra en la Figura 22.

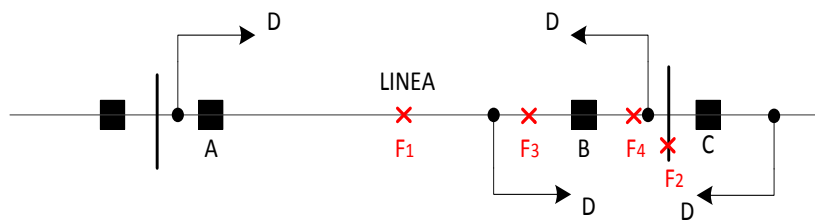


Figura 22: Superposición de las Áreas de Protección.

Para falla en 1, en la línea, se da orden de disparo a los interruptores A y B. Para falla en 2, en barras, se da orden de disparo a los interruptores B y C. Para falla en 3 y 4, superposición de áreas de protección, se da orden de disparo a los interruptores A, B y C, retirando innecesariamente las barras o la línea respectivamente, sin embargo, la superposición es la única forma de garantizar protección a todos los elementos del Sistema de Potencia.

2.16. Protección Primaria, Respaldo y Secundaria. [2]

En la protección de sistemas de potencia, y en especial contra falla de cortocircuito, no es conveniente confiar en una sola posibilidad de despejar falla, normalmente, se diseña el sistema de protecciones de tal forma que presente lo que se

llama protección primaria, de alta velocidad, y en caso de falla de la protección primaria, presente una segunda alternativa, llamada protección de respaldo, que opere al fallar la protección primaria. Al mismo tiempo, la protección de respaldo sirve como protección fundamental cuando se hacen operaciones de mantenimiento en la protección primaria.

Es importante aclarar que la protección de respaldo, no presenta una duplicación en las protecciones y, en algunos casos, tampoco representa equipo adicional, ya que los mismos equipos que suministraron la protección primaria en otras áreas, eventualmente pueden ser utilizados para la protección de respaldo. El concepto de duplicación de protecciones corresponde a la colocación de doble equipo de protección realizando idéntica función, lo que en ningún momento permite eliminar la protección de respaldo.

2.16.1. Protección Primaria.

La protección primaria tiene por objeto despejar la falla a alta velocidad, es decir, en un tiempo instantáneo, para permitir continuar prestando un buen servicio a los consumidores no afectados por la falla y, al mismo tiempo, reducir los daños causados a los equipos bajo falla.

2.16.2. Protección de Respaldo.

La protección de respaldo tiene por objeto despejar la falla en caso de que la protección primaria no lo haga en el tiempo estipulado, sin embargo, puesto que todos los elementos del sistema están sujetos a falla, es necesario, para garantizar que el respaldo sea confiable, que la protección respaldo se ejecute con equipos completamente diferentes a los utilizados por la protección primaria, de presentarse en algún equipo común, se corre el riesgo que, igualmente, falle la protección respaldo.

Por tal razón, es costumbre suministrar protección respaldo en una subestación diferente a ésta, donde falló al operar la protección primaria y evitar así que una falla afecte simultáneamente a ambos sistemas.

2.16.3. Protección Secundaria.

En algunas ocasiones, según la importancia del sistema o de los consumidores, es recomendable recurrir a un segundo nivel de protección, dentro de la misma subestación, llamado “protección secundaria”, un poco retardada, antes de recurrir a la protección de respaldo, en tales casos, debe tratarse de independizar los equipos que operan ambas protecciones con el objeto de evitar que una falla afecte a ambos niveles de protección.

2.17. Alimentación de los Equipos de Protección. [7]

Los equipos de protección se alimentan por medio de equipos de medición, transformadores de corriente y transformadores de potencial, que informan a los equipos de protección de las condiciones que presenta el Sistema de Potencia. Los sistemas de potencia presentan altos voltajes y corrientes, lo que exige el empleo de transformadores que conviertan estos valores a los niveles que requieren para operar de forma adecuada los equipos asociados al esquema de protección.

2.17.1. Transformador de Potencial (TP) [7]

Los transformadores de potencial son utilizados para adecuar los niveles de tensión a los alcances de los elementos de medición y protección del Sistema de Potencia. La tensión nominal del primario de estos elementos queda definida a partir de las características del sistema, mientras que la tensión nominal del devanado secundario será seleccionada dependiendo de la práctica asociada a la localidad en que se encuentra el transformador. Según el estándar IEC 186 [10], se tienen los

siguientes valores normalizados de tensión de línea: 100 V y 110 V; basados en la práctica de los Estados Unidos y Canadá, se tienen los siguientes valores normalizados de tensión de línea: 120V para sistemas de distribución y 115 V para sistemas de transmisión. La relación de transformación asociada al transformador viene dada a partir del cociente entre la tensión nominal del primario y la tensión nominal del secundario, estas son tensiones de fase a tierra. Debido a las caídas de tensión que se generan en las impedancias de cada devanado, no es posible generar una transformación ideal, según el estándar IEC 186, el error de voltaje introducido por un transformador de potencial viene dado a partir de la siguiente ecuación:

$$\varepsilon(\%) = \frac{K_N * U_S - U_P}{U_P} \quad (24)$$

Dónde:

$\varepsilon(\%)$: Error de voltaje introducido por un TP.

K_N : Relación de Transformación

U_P : Tensión del Primario.

U_S : Tensión del Secundario.

Los transformadores de potencial destinados a la protección se designan por un número seguido de la letra “P”. El número corresponde al valor máximo del error en magnitud, mientras que la letra “P” indica que el transformador está destinado para protecciones.

2.17.2. Transformador de Corriente (TC). [11]

Los transformadores de Corriente empleados para la alimentación de las protecciones deben presentar una gran exactitud en la transformación de la corriente de carga, ya que de esta manera se asegura correcta medición del relé y con ello, la selectividad de la protección.

Los TC son únicamente del tipo inductivo, los cuales:

- Pueden tener una o varias espiras en el primario que se conecta en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir.
- Pueden tener arrollados primarios que se componen de una, dos o cuatro secciones permitiendo una, dos o tres intensidades primarias nominales mediante el adecuado acoplamiento de las mismas.
- Pueden tener uno o varios arrollados secundarios bobinados cada uno sobre su circuito magnético (o núcleo). De esta manera no existe influencia de un secundario sobre el otro.

Ante la presencia de corrientes de cortocircuito elevadas los transformadores de corriente pueden saturarse perdiendo precisión de actuación, lo cual se ve reflejado en pequeñas variaciones de la tensión secundaria ante aumentos de la corriente de excitación. En la Gráfica 1 se muestra dicho efecto para un transformador de corriente con distintos ajustes disponibles. Ante condiciones de saturación, los transformadores de corriente pierden la linealidad de su relación de transformación, generando así un aumento en su error de actuación. Para determinar el nivel de saturación de un CT se pueden aplicar fórmulas establecidas para ello, emplear las curvas de excitación de los transformadores de corriente o seguir los procedimientos establecidos por las normas ANSI.

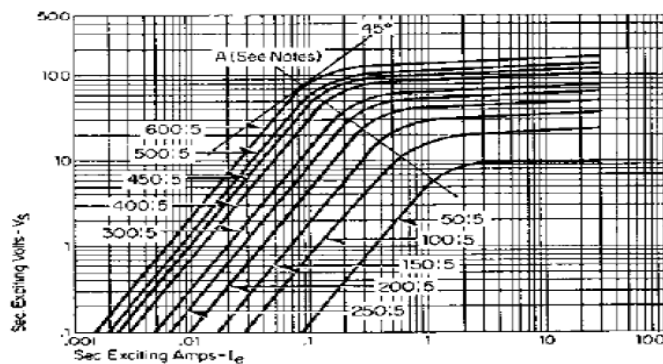


Gráfico 1: Curvas de Saturación de un TC con diferentes Devanados.

Para el caso de transformadores de protección, la norma [5] define la capacidad de un transformador de corriente empleando dos símbolos: la designación de una letra y el rango del voltaje. La clasificación “C” incluye a los transformadores de baja reactancia empleados generalmente en alta tensión cuyo comportamiento se obtiene a partir de las curvas de excitación, la clasificación “T” se refiere a transformadores cuya reactancia debe ser considerada, obteniendo su comportamiento a través de pruebas. El número del rango de voltaje se refiere a la tensión secundaria obtenida en el transformador ante una corriente de carga igual a 20 veces la corriente nominal secundaria, sin exceder un 10% de error de rateo.

2.17.3. Burden. [8]

La carga o burden es aquella que esta propiamente conectado al devanado secundario y que determina la potencia activa y reactiva en los terminales del secundario.

El burden se puede expresar en forma de la impedancia total de la carga expresada en ohms con la resistencia efectiva y las componentes reactivas, o bien, como los voltio amperes totales (VA) y factor de potencia a un valor de corriente específico o de voltaje y una frecuencia dada.

2.18. Principales Tipos de Configuración de Subestaciones. [4]

2.18.1. Barra Sencilla o Simple.

Es el tipo de configuración más sencilla, por tanto la más económica. En condiciones normales de operación, todas las líneas y transformadores están conectados a un solo juego de barras. Con esta configuración en caso de operar alguna protección queda desenergizada toda la subestación; para realizar el mantenimiento de algún elemento es necesario desenergizar parte de la subestación.

Por ser la configuración más sencilla carece de la posibilidad de realizar mantenimiento sin la interrupción del servicio y no es posible una ampliación de subestación sin interrumpir el servicio. El número de circuitos que se vea afectado por cualquiera de las razones anteriores, se puede reducir seccionando la barra, e inclusive formando anillos. Un diagrama de este tipo de configuración la podemos apreciar en el [ANEXO 1].

2.18.2. Barra Principal con Barra de Transferencia.

Con esta configuración cada circuito se puede conectar por medio del interruptor de transferencia a la barra de igual nombre, conservando en esta forma el servicio del circuito respectivo durante el mantenimiento del interruptor o fallas del mismo, siempre y cuando no existan fallas en el circuito, lo que demuestra la buena confiabilidad que la configuración presenta bajo estas circunstancias. Si la barra principal se divide por medio de un seccionador, para cada parte de ella, y el interruptor de transferencia se coloca entre los dos seccionadores, se tiene la posibilidad de hacer mantenimiento de barras dejando sin servicio únicamente la mitad de la subestación, y aún se puede mantener en servicio por medio del interruptor de transferencia y la barra de transferencia uno de los circuitos correspondientes a la barra que se quiere aislar, lográndose en esta forma alguna flexibilidad (con las limitaciones descritas para la barra sencilla). Además, con el seccionamiento se logra alguna confiabilidad por fallas en el barraje.

Esta configuración es económica a pesar de exigir interruptor de transferencia. Es posible también en casos especiales usar la barra de transferencia como puente de paso de una línea que entra a la subestación y vuelve a salir de ella. Por otra parte, una falla en el barraje o en un interruptor saca de servicio toda la subestación o el circuito asociado al interruptor hasta que pueda aislarse la falla, lo cual implica falta de seguridad de la configuración. Un diagrama unifilar típico de

éste tipo de subestación se puede apreciar en el [ANEXO 1].

2.18.3. Interruptor y Medio

Esta configuración debe su nombre al hecho de exigir tres interruptores por cada dos salidas. Un grupo de tres interruptores, llamado bahía, se conecta entre los dos barrajes principales. Se puede hacer mantenimiento a cualquier interruptor o barraje sin suspender el servicio y sin alterar el sistema de protección; además, una falla en un barraje no interrumpe el servicio a ningún circuito, presentando así un alto índice de confiabilidad y de seguridad tanto por falla en los interruptores como en los circuitos y en las barras. Normalmente se opera con ambas barras energizadas y todos los interruptores cerrados y, por tal motivo, no es flexible; además, el tener dos barras no significa que los circuitos puedan ser conectados independientemente a cualquiera de ellas manteniendo la configuración. Un unifilar típico de este tipo de configuración puede ser revisada en el [ANEXO 1].

La desconexión de un circuito implica la apertura de dos interruptores. La protección y el recierre automático se dificultan por el hecho de que el interruptor intermedio (entre dos circuitos) debe trabajar con uno u otro de los circuitos asociados. Por otra parte, la falla de un interruptor en el peor de los casos sólo saca de servicio un circuito adicional.

Esta configuración admite ciertas modificaciones para ahorrar alguna cantidad de equipos en salidas para transformadores colocando un sólo interruptor por campo y un seccionador a modo de transferencia conectando directamente los transformadores a las barras.

2.19. Relé de Distancia. [2]

Los relés de distancia reciben constantemente la información de corrientes y

tensiones de la línea, obteniendo así la impedancia de dicha línea en todo instante de tiempo, a partir de la Ley de Ohm:

$$Z = \frac{V}{I} \quad (25)$$

Dónde:

Z: Impedancia vista por el relé [Ω].

V: Tensión registrada por el relé [V].

I: Corriente registrada por el relé [A].

La protección de distancia al operar en base a la impedancia no se ve afectada por las corrientes de carga y de cortocircuito, y en consecuencia, no es afectada por las modificaciones en la configuración del Sistema de Potencia y, contrario a la protección de sobrecorriente, siempre es posible obtener una buena protección.

Se definen varias zonas de actuación del relé, cada una con un alcance y un tiempo de activación diferente, de forma que se logre brindar mayor selectividad a la protección.

Las zonas de protección del relé de distancia se definen a continuación, y los parámetros de ajuste de dichas zonas son las utilizadas por el prestador del servicio eléctrico nacional (CORPOELEC – CADAPE):

Zona 1: Sub – Alcance: Actúa de forma instantánea ($t = 0.0s$) y es ajustada a un 80% de la impedancia total de la línea a proteger. Se mantiene un margen de seguridad de al menos un 20% dentro del cual se toma en cuenta los posibles errores de medición de los transformadores de tensión y corriente, error en el valor de la impedancia de línea a partir de la cual fue ajustado el relé y los posibles errores de medición del dispositivo.

Zona 2: Sobre – Alcance: Tiene como finalidad brindar protección a la totalidad de la línea, por lo tanto debe ser ajustada a un 100% de la impedancia total de línea en cuestión más al menos un 20% de la línea adyacente más corta, considerando los posibles errores de medición mencionados anteriormente. En los casos en que la línea a proteger posee una longitud muy distinta a la de las líneas adyacentes, no será posible aplicar el ajuste típico del 100% +20% ya que se podría generar un solapamiento con las segundas zonas contiguas, generando el disparo simultáneo de ambas protecciones. Para estos casos se propone considerar otros porcentajes de las longitudes de las líneas adyacentes, generando un alcance que cumpla con los márgenes de seguridad manteniendo la selectividad de la protección. La segunda zona debe tener un retardo en su tiempo de actuación de forma que no se generen disparos simultáneos con la primera zona de las líneas adyacentes, en caso de que la falla se ubique dentro de la zona 2, dicho retardo corresponde a un $t = 0.03s$.

Zona 3: Respaldo: Tiene como finalidad brindar una protección de respaldo a las líneas adyacentes presentando un retardo en su tiempo de actuación, para evitar disparos simultáneos con las segundas zonas contiguas. El ajuste típico para esta zona consiste en el 100% de la impedancia total de la línea principal más, el 100% de la impedancia total de la línea adyacente más corta, pero existen ocasiones en que es necesario tomar en cuenta las características del sistema para realizar un ajuste que garantice la selectividad de la protección sin solapar con las otras zonas, el tiempo de actuación de esta zona es de uno a dos segundos ($t = 1 - 2s$).

En la Figura 23 se observa el diagrama correspondiente a las zonas de protección de líneas adyacentes.

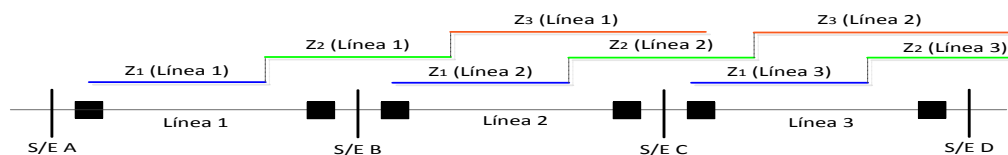


Figura 23: Zonas de protección

2.19.1. Principales Relés de Distancia y sus Características. [2]

2.19.1.1. Relé de Impedancia.

En la Figura 24 se muestra la característica de operación del relé de impedancia en el plano R-X.

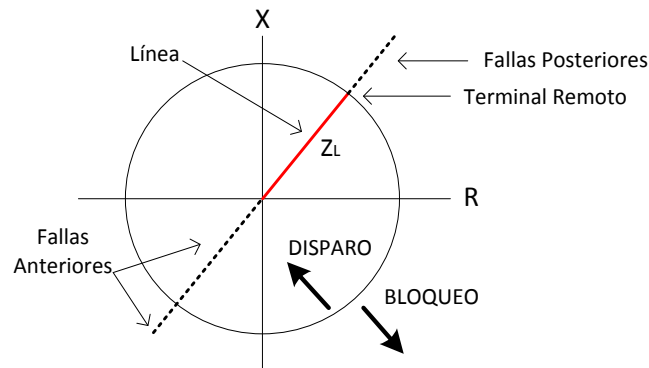


Figura 24: Relé de impedancia.

Puede observarse que el relé no es direccional ya que da orden de disparo en ambas direcciones, por tanto, para sistemas mallados, se requiere utilizar relés direccionales. Para éste tipo de relés es muy difícil que la impedancia de carga máxima penetre dentro de la zona de disparo. Para fallas en los bordes del relé se ubica en el centro del círculo, y por tanto, se produce el máximo par de disparo.

2.19.1.2. Relé de Admitancia o MHO.

En la Figura 25 se muestra la característica de operación del relé de admitancia en el plano R-X. Este tipo de relé es direccional ya que sólo da disparo en la dirección de la línea, por lo tanto, en sistemas mallados, no se requiere el empleo de relés direccionales, este tipo de relé es el más utilizado en la protección de las líneas de transmisión en el estado Carabobo y en general, en el Territorio Nacional.

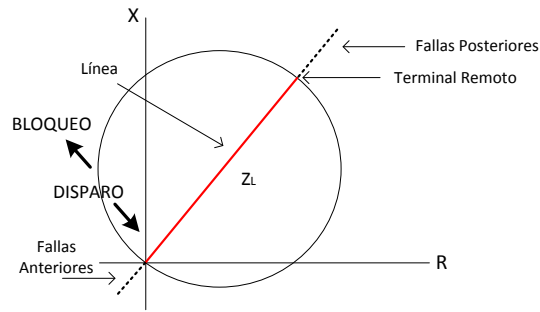


Figura 25: Relé de Admitancia o MHO.

Es muy difícil que la impedancia de carga máxima opere dentro de la zona de disparo, como se muestra en la figura anterior. Para fallas en los bordes del relé no se produce torque, y por tanto, no se da orden de disparo, se cae sobre la característica de operación.

2.19.1.3. Relé de Reactancia.

En la Figura 26 se muestra la característica de operación del relé de reactancia en el plano R-X, donde se aprecia que el relé no es direccional ya que da orden de disparo para ambas direcciones, por lo tanto para sistemas mallados se requiere el empleo de relés direccionales.

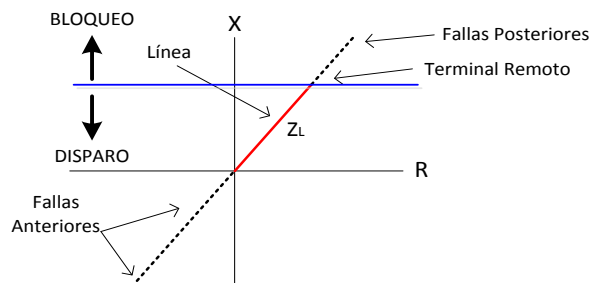


Figura 26: Relé de Reactancia.

La impedancia de carga máxima opera dentro de la zona de disparo, por lo tanto, es necesario limitar su alcance para evitar el disparo frente a impedancias de

cargas normales. Para fallas en los bordes del relé el torque que se produce es alto, por cuanto se ubica en el origen, lejos de la característica de operación.

2.19.2. Condiciones que Afectan la Protección de Distancia. [12]

2.19.2.1. Impedancia de Falla.

Para el caso de fallas a tierra se tiene la presencia de una impedancia de falla que afecta la impedancia vista por el relé. En la Figura 27 (a) se observa el caso de una falla a tierra para un sistema con una fuente única de alimentación y en la Figura 27 (b) se observa el mismo caso pero con doble fuente de alimentación.

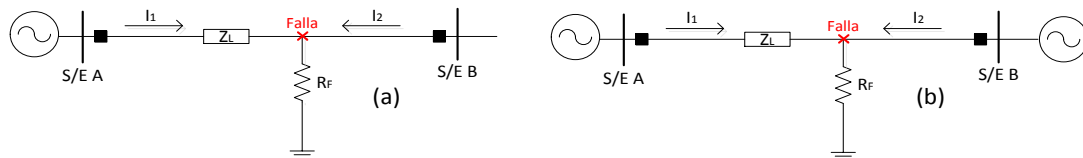


Figura 27: (a) Falla con Impedancia y una Fuente de Alimentación, (b) Falla con Impedancia y doble Fuente de Alimentación.

A partir de la Figura anterior, para una falla ubicada en el punto indicado, se puede definir que la impedancia vista por el relé de la S/E “A” cumple con la siguiente Ecuación:

$$Z_{MEDIDA} = Z_L + R_F * \left(\frac{I_1}{I_2} + 1\right) \quad (25)$$

Dónde:

Z_{MEDIDA} : Impedancia vista por el Relé.

Z_L : Impedancia de la Línea entre el Punto de falla y la Protección.

R_F : Resistencia de Falla.

I_1 : Corriente vista por el Relé.

I_2 : Corriente de aporte desde el Extremo Remoto.

A partir de la Ecuación (25), se generan las siguientes modificaciones, según el sistema, que puede presentar la impedancia medida por el relé para el caso de fallas a tierra:

- Si I_1 e I_2 se encuentran en fase, entonces la impedancia medida por el relé sólo se verá modificada en su parte resistiva.
- En caso de que sólo exista aporte por uno de los extremos, la modificación será únicamente en la parte resistiva.
- Si existe aporte desde ambos extremos, entonces se verá afectada tanto la parte resistiva como la reactiva.

Para el caso de redes en anillo o malladas, usualmente se obtienen alimentaciones, o aportes de corriente, desde ambos extremos de la línea, por lo tanto la impedancia de falla se modificará tanto en su parte resistiva como en la parte reactiva, situación que es una de las más comunes en los sistemas de potencia existentes.

2.19.2.2. Impedancia de Secuencia Cero.

Para el caso de fallas monofásicas es importante introducir al relé un factor de compensación residual el cual contribuye a la detección de este tipo de fallas. Esto se debe a que el relé mide la impedancia de secuencia positiva sin discriminar el tipo de falla, presentando problemas ante fallas monofásicas a tierra en donde se genera un desbalance entre las corrientes de secuencia cero. El mencionado factor de compensación está definido por la siguiente ecuación:

$$m = \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} \quad (26)$$

Dónde:

m: Factor de Compensación.

Z_0 : Impedancia de Secuencia Cero de la Línea.

Z_1 : Impedancia de Secuencia Positiva de la Línea

En vista de que la impedancia que mide el relé depende este factor, es importante introducir un valor correcto de la impedancia de secuencia cero.

2.19.2.3. Efecto de Fuente Intermedia (Efecto Infeed).

El Efecto Infeed es aquel que se genera cuando se tienen fuentes intermedias de alimentación entre la línea a proteger y las líneas adyacentes, generando que la corriente circulante por las líneas contiguas se vea afectada por esta contribución. En vista de esto se obtiene que el Efecto Infeed afectará a la impedancia medida por el relé para los casos de las Zonas de actuación 2 y 3. En la Figura 28 se observa gráficamente lo descrito anteriormente, en donde se aprecia que la corriente que experimenta la línea adyacente posee una contribución proveniente de la fuente intermedia de alimentación “G2”.

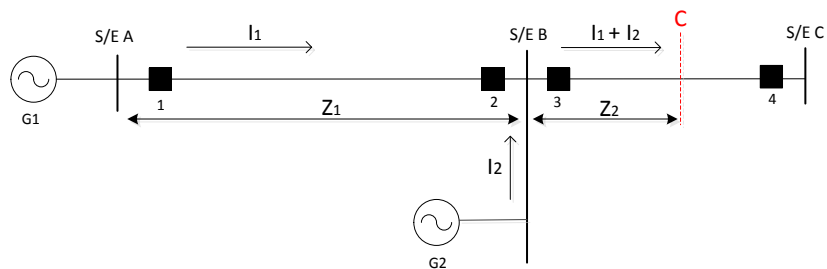


Figura 28: Efecto de Fuente Intermedia o Efecto *Infeed*.

A partir de la Figura 28, suponiendo una falla en el punto “C”, se describe la impedancia vista por el relé 1 en función de la siguiente ecuación:

$$Z_{MEDIDA} = Z_{L1} + Z_{L2} * \left(\frac{I_2 + I_1}{I_1} \right) \quad (27)$$

Dónde:

Z_{MEDIDA} : Impedancia vista por el relé.

Z_{L1} : Impedancia de secuencia positiva de la línea a proteger.

I_1 : Corriente vista por el relé.

Z_{L2} : Impedancia vista desde el extremo remoto hasta el punto de falla.

I_2 : Corriente de aporte desde la fuente intermedia de alimentación.

Con lo cual, se define el factor K como:

$$K = \frac{I_2 + I_1}{I_1} \quad (28)$$

Se puede observar, a partir de la Ecuación (27), que mientras mayor es la influencia de la fuente intermedia, también será mayor la impedancia vista por el relé.

2.20. Longitud de las Líneas de Transmisión. [9]

Las líneas de transmisión pueden ser definidas o clasificadas como cortas, medias o largas. Esta clasificación no depende únicamente de la longitud de la línea sino también del nivel de tensión de la línea, el cual a su vez tiene un efecto muy importante en el SIR de la línea. El SIR es la relación entre la impedancia de la fuente situada detrás de la protección de la línea y la impedancia de la línea.

$$SIR = \frac{Z_G}{Z_L} \quad (29)$$

Normalmente, para una longitud de línea dada, la impedancia en Por Unidad (p.u.) varía más con el voltaje nominal que con la impedancia en Ohm. Este factor conjuntamente con las distintas impedancias de cortocircuito a niveles de voltaje diferentes, muestran que el voltaje nominal de una línea tiene un efecto significativo en el SIR de la línea.

En conclusión, la línea se debe clasificar como corta, media o larga según el valor del SIR y no solamente según su longitud. De acuerdo a lo anterior, las líneas se clasifican así:

- Líneas Cortas: aquellas cuyo SIR es mayor o igual 4.
- Líneas Medias: aquellas cuyo SIR está entre 0,5 y 4.
- Líneas Largas: aquellas que tienen un SIR menor o igual a 0,5.

CAPÍTULO III

3. ESTADO CARABOBO

3.1. Caracterización Geográfica del Estado Carabobo. [13]

3.1.1. Ubicación.

El estado Carabobo está situado en la región centro-norte de Venezuela, siendo sus límites el mar Caribe, y una pequeña parte del estado Falcón por el norte; los estados Cojedes y Guárico por el sur; Aragua por el este y el estado Yaracuy por el oeste. Su nombre se lo da el sitio donde en 1821 se libró la Batalla que selló nuestra Independencia.

3.1.2. Superficie y Población.

Tiene una extensión geográfica de 4650 km² lo que representa el 0,5% del Territorio Nacional. Posee una población para el 2011 de 2.245.744 habitantes según el Instituto Nacional de Estadística (INE), datos obtenidos del censo nacional realizado en dicho año, lo que lo convierte en el 3er estado más poblado (cerca de un 8% de la población total de la República) e importante de Venezuela y el que registra el mayor y más rápido crecimiento económico, urbano e inmobiliario del país.

3.1.3. División Político Territorial.

Está integrada por 14 municipios autónomos, Bejuma, Carlos Arvelo, Diego Ibarra, Guacara, Montalbán, Juan José Mora, Puerto Cabello, San Joaquín, Valencia,

Miranda, Los Guayos, Naguanagua, San Diego, Libertador. Y por 38 parroquias civiles.

3.1.4. Clima.

Se reconocen varios tipos de clima. En el sector oriental de la franja litoral domina un clima semiárido y cálido, que se evidencia en Puerto Cabello con una temperatura media anual de 26,50 °C y una precipitación anual de 463 mm. En su sector occidental se evidencian condiciones de mayores precipitaciones por la orientación del relieve en sentido Norte-Sur que posibilita descargas de los vientos alisios, lo que se observa en Urama y Morón. En las elevaciones de la Serranía del Litoral se expresa un clima isoterma de altura, alcanzándose en Palmichal, a una altitud de mil metros, una temperatura media anual de 20,50°C y una pluviosidad anual de 1,191 mm. En la depresión lacustre valenciana se reconocen condiciones más cálidas, registrándose en Valencia, emplazada a 478 m. de altitud, una temperatura media anual de 24,60°C y una pluviosidad anual de 852 mm., con una estación seca bien definida. Así mismo, según el mapa de nivel cerámico anual (promedio 1951 – 1970), se tiene que el nivel cerámico del estado es de unos 60 días al año.

3.1.5. Actividades Económicas.

En Carabobo se halla la mayor concentración industrial del país, tanto de Valencia a Mariara, e incluso, hasta el vecino estado de Aragua y en el área norte, de Puerto Cabello hasta Morón, donde se encuentra la principal industria de petroquímica de la nación y una importante refinería de petróleo; en la misma costa hay astilleros y un dique seco para la reparación de barcos. En el eje Valencia - Mariara hay importantes ensambladoras de vehículos, industrias alimenticias, metalmecánicas, trefilerías de alambres y cables eléctricos, plantas galvanizadoras, cerámicas industriales, hilanderías, textiles, plásticos, pinturas, neumáticos, asfaltos,

papel, electrodomésticos, entre otros.

A parte de su importancia industrial, recién señalada, el estado Carabobo es un importante productor agrícola y pecuario. Efectivamente, uno de los primeros productores de cítricos, maíz, tabaco, algodón, café, cacao, caña de azúcar, cambures, plátanos, ñame, papas, etc. Como productor pecuario Carabobo, posee una selecta ganadería lechera, que lo hace uno de los principales elaboradores de productos lácteos. En el estado también hay importantes haras de fino ganado equino. No podemos dejar de mencionar su importancia como productor de ganado porcino, la avicultura y apicultura.

3.2. Sistema Eléctrico del estado Carabobo.

El estado Carabobo, eléctricamente, es uno de los principales del país debido a que está en el centro de la ramificación del Sistema Eléctrico Nacional, así mismo, realiza grandes aportes energéticos al Sistema Interconectado Nacional y actualmente se encuentra en expansión, con el surgimiento de una nueva planta de generación denominada Termo Carabobo, conocida también como Planta El Palito, de igual modo se ponen en servicio dos nuevas subestaciones eléctricas en el nivel de 115 kV y se mantiene vigente un plan de cambio de equipos en las subestaciones eléctricas en el nivel de tensión mencionado. Este estado pertenece al centro de transmisión Centro – Occidental, conformado por los estados Cojedes, oriente de Falcón y Carabobo.

3.2.1. Generación.

En el estado Carabobo existe diversidad en la generación de energía eléctrica, entre las cuales destaca la generación a vapor y a gas, del mismo modo, a pequeña escala se halla la generación distribuida.

En el territorio carabobeño existen cuatro plantas de generación eléctrica

operativas, Planta Termoeléctrica del Centro (Planta Centro), Pedro Camejo, Planta del Este y Planta Castillito, las cuales son las principales fuentes de suministro eléctrico para el estado y para los estados vecinos. La capacidad instalada de estas cuatro plantas de generación es de 2520,44 MW. Del mismo modo hay una planta de generación distribuida en el sector El Palito, con una capacidad instalada de 10,96 MW.

La generación termoeléctrica de Carabobo corresponde al 30,69% de los 8213,90 MW instalados a nivel nacional, de los cuales, la generación a turbo gas representa 13,12% de los 3967,90 MW instalados en el territorio nacional y la generación a turbo vapor corresponde al 47,10% de los 4246,00 MW instalados. Destacando con estos números la importancia eléctrica del estado en cuanto a la generación eléctrica del país.

Por otra parte, la generación distribuida representa solamente un 1,02% de los 1077,90 MW instalados en todos los estados que conforman la república.

3.2.1.1. Planta Centro. [14]

La Planta Termoeléctrica del Centro (Planta Centro) es la central de mayor capacidad instalada con que cuenta la filial CADAFE, inició su operación comercial en 1978. Está ubicada en Punta Morón, Estado Carabobo en una extensión de 206,48 hectáreas.

La Central tiene instalada cinco (5) unidades de turbo-vapor de 400 MW cada una, para totalizar 2000 MW. Planta Centro es una estación térmica que utiliza agua, aire y combustible (fuel-oil) como materia prima. Las cinco unidades fueron construidas originalmente para funcionar con fuel-oil, con el objeto de aprovechar la cercanía de la refinería El Palito. Su diseño y construcción estuvieron determinados por las necesidades de uso de combustible residual de la Refinería El Palito, así como

definiciones de política de consumo interno de hidrocarburos que consideraban la no utilización de gas natural para la generación eléctrica. Con el paso del tiempo y los cambios en la política de consumo interno de hidrocarburos promovió que las calderas fueran operativas para combustible dual (Gas Natural y Fuel-oil N° 6) con el fin de aprovechar los recursos naturales y promover la exportación de crudo.

La energía producida por Planta Centro es aportada al Sistema Interconectado Nacional directamente a través las subestaciones: Planta Centro (Estado Carabobo), La Arenosa (Estado Carabobo), Yaracuy (Estado Yaracuy), El Isiro (Estado Falcón) y Cabudare (Estado Lara).

3.2.1.1.1. Características Técnicas.

Calderas: Todas las calderas son acuotubulares y de circulación natural. Las Unidades 1 y 2, están diseñadas para producir un máximo de 1,225 toneladas/hora de vapor sobrecalentado a una presión de 165 kg/cm² y una temperatura de 540 °C. Las Unidades 3, 4 y 5 están diseñadas para producir 1,435 toneladas/hora de vapor sobrecalentado a una presión de 169 kg/cm² y 544 °C.

Turbinas: La capacidad de las turbinas es de 400 MW en las Unidades 1 y 2, y de 440 MW en las Unidades 3, 4 y 5. Las turbinas están construidas según el principio de acción a flujo axial y constan de cuatro cilindros: uno de alta presión, tipo monoflujo; uno a doble flujo de presión intermedia (Unidades 1 y 2) y un solo flujo (Unidades 3, 4 y 5), así como dos turbinas de doble flujo de baja presión (Unidades 1, 2, 3, 4 y 5).

Generadores: Todos los generadores son trifásicos y conectados en estrella aislada. La capacidad de los generadores de las Unidades 1 y 2 es de 440 MVA a una tensión de 26 kV, cuyo sistema de excitación es a través de rectificación por diodos rotantes. Los generadores de las unidades 3, 4 y 5 tienen una capacidad de 470 MVA a una tensión de 24 kV y son autoexcitados a través de tiristores de potencia.

Transformadores: La capacidad de los transformadores elevadores de las Unidades 1 y 2 es de 440 MVA y los de las Unidades 3, 4 y 5 de 500 MVA.

3.2.1.1.2. Importancia de Planta Centro para el SEN.

- La generación en Planta Centro permite una mayor exportación de energía desde Guri hacia el centro y occidente del país. Es decir que el número de unidades en servicio en Planta Centro, impacta directamente sobre los límites de transmisión de la Red Troncal.
- Las Unidades de Planta Centro representan un soporte muy importante para la estabilidad dinámica del sistema, ante perturbaciones. En condiciones de emergencia del Sistema Interconectado Nacional y estando Planta Centro al 100% disponible, puede alimentar un alto porcentaje de la demanda del sistema central.
- Planta Centro es un respaldo importante para el suministro de la demanda del SEN, principalmente en años con hidrologías secas, ya que la generación de cada unidad representa entre 1 y 2 metros en el nivel del embalse de Guri.
- Tiene importancia estratégica, al representar un polo alternativo importante de generación en el centro del país. Desde el año 2002 se requieren en servicio continuo tres unidades en Planta Centro, con el fin de reducir el riesgo en la operación del SEN.

3.2.1.1.3. Situación actual de Planta Centro (enero 2011 – julio 2012).

Es imperativo señalar que la capacidad de generación, así como la energía generada, de una planta de generación varía o fluctúa constantemente, en el transcurso del día, lo cual permite cambios en los niveles de energía aportados al Sistema Eléctrico.

Para el periodo de estudio competente del presente trabajo, se destaca la

operatividad de solamente 3 unidades de las 5 disponibles en la planta (Unidades 1, 3 y 4), las cuales, se mantuvieron operativas en la mayoría del tiempo, excepto por salidas programadas por los operadores (mantenimiento). Las unidades fuera de servicio, Unidades 2 y 5, tienen fecha de resolución de la falla para el 01 de abril de 2013, y 07 de octubre de 2012 respectivamente. La falla que presentan estas unidades son las siguientes, Unidad 2, falla en el sistema de aceite de lubricación del turbogruppo y la Unidad 5, incendio en el transformador de baja (BT02) en marzo de 2003, dicho transformador está siendo rehabilitado a través del convenio Cuba – Venezuela.

3.2.1.2. Planta Pedro Camejo.

La planta de generación a gas Pedro Camejo, ubicada en la zona industrial del Municipio Los Guayos, entró en servicio en marzo de 1978, de la mano de la filial CADAFE, en su primera etapa disponía de una capacidad de generación instalada de 100 MW, pero en el año 2006 fue reinaugurada, nuevamente por la filial CADAFE, dicho evento promovió la ampliación de la planta generadora con una capacidad de generación instalada de 300 MW, los cuales son posibles a través de dos unidades de 150 MW cada una, dichas unidades tienen la polivalencia de generar con gasoil o gas natural, del mismo modo la planta Pedro Camejo cuenta con la capacidad de la instalación de una tercera unidad que trabajaría con los vapores residuales de las otras dos unidades. Las unidades de generación 1 y 2 se han encontrado disponibles durante el período de estudio que compete a este trabajo.

3.2.1.3. Planta del Este.

La Planta del Este se encuentra ubicada en la zona industrial de La Quizanda, esta planta ha sido operada desde sus inicios por la filial Elevel y representa la planta de generación más importante para dicha filial, generando un 70% de la energía necesaria para cubrir la demanda de los usuarios adscritos.

La planta trabaja con ocho unidades de generación, todas operativas con turbo gas, sumando un total de 141,44 MW de capacidad de generación instalados. Las unidades de generación tienen las siguientes capacidades de generación: Unidad 1: 10,25MW, Unidad 2: 11,95 MW, Unidad 3: 14,41 MW, Unidad 4: 18,32 MW, Unidad 5: 21,35 MW, Unidad 6: 21,36 MW, Unidad 7: 21,90 MW, Unidad 8: 21,90 MW.

3.2.1.4. Planta Castillito.

La planta de generación a turbo gas, Planta Castillito, está ubicada en la zona industrial de Castillito, al igual que Planta del Este, esta planta de generación ha sido operada por la filial Elevel desde su inauguración. Cuenta con tres unidades de generación con una capacidad instalada de 18 MW, las unidades 1 y 2 y 23 MW la unidad 3, para un total de 59,00 MW de generación instalados.

3.2.2. Generación Distribuida.

El estado Carabobo, posee una planta de generación distribuida ubicada en el municipio Guacara, concretamente conectada a la subestación eléctrica Guacara I, dicha planta está compuesta por cuatro grupos de generación, cada uno de ellos generando, alrededor de 16 MVA, de estos cuatro grupos de generadores, se encuentran operativo tres de ellos.

De igual forma, existe una planta de generación distribuida en el estado Falcón, específicamente en el sector de Tucacas, conectada a la subestación eléctrica homónima al sector donde se encuentra. Dicha planta de generación está conformada por cuatro grupos de generadores, los cuales están todos operativos, tres grupos de ellos generan 16 MVA cada uno y el grupo restante genera 8 MVA. Se considera esta planta de generación distribuida ya que la misma está enlazada con la subestación Tucacas, a la cual llegan líneas procedentes de territorio carabobeño.

3.2.3. Transmisión.

El estado Carabobo es muy diverso y extenso, en cuanto a transmisión se refiere, es uno de los pocos estados del territorio nacional, en el cual se pueden encontrar los principales niveles de tensión relacionados a la transmisión, 765 kV, 400 kV, 230 kV y 115 kV.

Dentro del territorio del estado, se hayan 34 subestaciones eléctricas de transmisión, entre las cuales, 4 de ellas están asociadas a las plantas de generación, donde el nivel de voltaje es elevado para alcanzar los valores deseados para la transmisión, 4 subestaciones eléctricas son reductoras en niveles de tensión correspondientes a la transmisión y por último, las otras 26 subestaciones son reductoras a niveles de tensión que competen a la distribución de la energía eléctrica.

En la Tabla 1, se aprecian las distintas subestaciones que conforman el Sistema Eléctrico de Carabobo, las cuales están asociadas a niveles de tensión correspondientes a transmisión, así mismo, se hace referencia a los niveles de tensión de distribución a los cuales se reduce el voltaje, se destaca también si en las mismas existe generación de energía eléctrica o si posee compensación de reactivos.

Tabla 1: Subestaciones de transmisión del Estado Carabobo.

N°	NOMBRE DE LA S/E	NIVELES DE TENSIÓN [kV]	GENERACIÓN	COMPENSACIÓN DE REACTIVOS
1	CAÑA DE AZÚCAR	230 / 115	NO	NO
2	SANTA CLARA	115 / 34,5 / 13,8	NO	NO
3	POLAR	115 / 13,8	NO	NO
4	GUACARA I	115 / 34,5	NO	SI (1 x 12 MVar)
5	GUACARA II	115 / 34,5 / 13,8	NO	NO
6	SAN DIEGO	230 / 115	NO	NO
7	INOS (San Diego)	115 / 34,5	NO	NO
8	PEDRO CAMEJO	115 / 13,8	2 UNIDADES U1,2: 160 MW	NO

9	PLANTA DEL ESTE	115 / 13,8	8 UNIDADES (U1: 10.25 MW, U2: 11.95 MW, U3: 14.41 MW, U4: 18.32 MW, U5: 20.35 MW, U6: 20.36 MW, U7,8: 21.90 MW)	NO
10	LOS GUAYOS	115 / 13,8	NO	NO
11	CASTILLITO	115 / 13,8	NO	NO
12	PLANTA CASTILLITO	115 / 13,8	3 UNIDADES (U1,2: 18 MW, U3: 23MW)	NO
13	CARABOBO	115 / 13,8	NO	SI (1 x 36 MVar)
14	FLOR AMARILLO	115 / 34,5 / 13,8	NO	NO
15	GÜIGÜE (*)	115 / 13,8	NO	NO
16	LA QUIZANDA	115 / 13,8	NO	NO
17	MONTE MAYOR	115 / 13,8	NO	NO
18	NAGUANAGUA	115 / 13,8	NO	NO
19	GUAPARO	115 / 34,5 / 13,8	NO	NO
20	BÁRBULA	115 / 13,8	NO	NO
21	VALLE SECO	115 / 13,8	NO	NO
22	LA ELVIRA	115 / 13,8	NO	NO
23	CORPOVEN	115 / 13,8	NO	NO
24	PLANTA CENTRO	400 / 230 / 115	5 UNIDADES U1,2,3,4,5: 400 MW	NO
25	PETROQUÍMICA	115 / 13,8	NO	NO
26	MORÓN	115 / 34,5 / 13,8	NO	NO
27	VALENCIA	230 / 115	NO	NO
28	INOS (Valencia)	115 / 34,5	NO	NO
29	VALMETRO	115 / 13,8	NO	NO
30	FLORIDA	115 / 13,8	NO	NO
31	BEJUMA	115 / 34,5 / 13,8	NO	NO
32	YAGUARA	115 / 34,5 / 13,8	NO	NO
33	TOCUYITO	115 / 13,8	NO	NO
34	LA ARENOSA	765 / 400 / 230 / 115	NO	INYECA REACTIVOS A LA HORQUETA EN 400 (2 x 50 MVar) Y 765 kV A SAN GERÓNIMO (1 x 100 MVar)
35	INOS (La Arenosa)	230 / 34,5	NO	NO

(*): Subestación aún en construcción, entra en servicio el 10 – 12 – 2012.

Los diagramas unifilares de las Subestaciones contenidas en la Tabla 1 se pueden verificar y estudiar en el [ANEXO 2], donde se detallan los equipos de medición, de transformación y de interrupción, llegadas o salidas de líneas de transmisión y niveles de tensión asociados.

Las líneas de transmisión en Carabobo, se encuentran distribuidas de la siguiente forma:

- 46 líneas de transmisión en el nivel de 115 kV, de las cuales, once de ellas son doble terna, y las restantes del tipo simple terna.
- En el nivel de 230 kV se hallan 10 líneas de transmisión, de las cuales cuatro son doble terna y seis simple terna.
- Para el nivel de 400 kV se tienen 7 líneas asociadas al estado Carabobo, siendo todas ellas del tipo simple terna.
- Por último en el nivel de 765 kV se encuentran sólo 2 líneas de transmisión, ambas del tipo simple terna.

En la Tabla 2, se pueden apreciar la cantidad de kilómetros de líneas de transmisión que se encuentran instalados en el estado anteriormente mencionado, discriminados por nivel de tensión asociado, resultando el nivel de tensión de estudio como el nivel de tensión con mayor cantidad de kilómetros de líneas de transmisión.

Tabla 2: Longitud de las líneas de transmisión, discriminado por nivel de tensión.

NIVEL DE TENSIÓN	115 kV	230 kV	400 kV	765 kV
LONGITUD [km]	805	759	451	350

A continuación se presenta en la Tabla 3, las líneas de transmisión que pertenecen al nivel de tensión de 115 kV que se encuentran en el estado competente.

Se reflejan específicamente las líneas en el nivel de tensión mencionado debido a que es el de interés para el objetivo de estudio.

Tabla 3: Líneas de transmisión en 115 kV pertenecientes al estado Carabobo

N°	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	ESTADOS	LONGITUD DE LA LÍNEA [km]	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO
1	CAÑA DE AZÚCAR – CENTRO	CARABOBO – ARAGUA	22	1995
2	CAÑA DE AZÚCAR – EL LIMÓN	CARABOBO – ARAGUA	11	1991
3	CAÑA DE AZÚCAR – LA CABRERA	CARABOBO – ARAGUA	10	1996
4	CAÑA DE AZÚCAR – SANTA CLARA	CARABOBO	12,5	1971 – 1982
5	SANTA CLARA – POLAR – GUACARA I	CARABOBO	17	1987
6	SANTA CLARA – GUACARA I	CARABOBO	17	1987
7	T-OFF POLAR “San Joaquín”	CARABOBO	0,6	1987
8	GUACARA I – GUACARA II	CARABOBO	4	1987
9	GUACARA I – SAN DIEGO	CARABOBO	8	1987
10	GUACARA I – CARABOBO	CARABOBO	10	1987
11	GUACARA II – SAN DIEGO	CARABOBO	4	1987
12	SAN DIEGO – GUAPARO	CARABOBO	12	1987
13	SAN DIEGO – BÁRBULA	CARABOBO	16	1987
14	SAN DIEGO – INOS	CARABOBO	0,4	1987
15	SAN DIEGO – LOS GUAYOS	CARABOBO	7	1987
16	PEDRO CAMEJO – SAN DIEGO	CARABOBO	8	1987
17	PEDRO CAMEJO – CARABOBO	CARABOBO	0,6	1982
18	PEDRO CAMEJO – PLANTA DEL ESTE	CARABOBO	3	1982
19	PEDRO CAMEJO – VALENCIA	CARABOBO	4,5	1977
20	LOS GUAYOS – CASTILLITO	CARABOBO	1,5	1994
21	CASTILLITO – PLANTA CASTILLITO	CARABOBO	0,1	2005
22	CASTILLITO – PLANTA DEL ESTE	CARABOBO	1	2005
23	CASTILLITO – QUIZANDA	CARABOBO	1,24	2005
24	QUIZANDA – NAGUANAGUA – MONTE MAYOR	CARABOBO	7,3	2005
25	T-OFF NAGUANAGUA	CARABOBO	0,9	2005
26	PLANTA CASTILLITO – PLANTA DEL ESTE	CARABOBO	1	2005
27	PLANTA CASTILLITO – MONTE MAYOR	CARABOBO	6	2005

28	PLANTA DEL ESTE – VALENCIA	CARABOBO	5	1977
29	CARABOBO – FLOR AMARILLO	CARABOBO	10	1982
30	FLOR AMARILLO – GÜIGÜE	CARABOBO	25	2012
31	PLANTA CENTRO – GUAPARO	CARABOBO	60	1982
32	BÁRBULA – VALLE SECO	CARABOBO	53	1982
33	PLANTA CENTRO – LA ELVIRA – VALLE SECO	CARABOBO	18	1982
34	T-OFF LA ELVIRA	CARABOBO	14	1982
35	PLANTA CENTRO – CORPOVEN	CARABOBO	10	1982
36	PLANTA CENTRO - PETROQUÍMICA	CARABOBO	17	1980
37	PLANTA CENTRO – MORÓN	CARABOBO	8	1982
38	PLANTA CENTRO – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY	52	1982
39	MORÓN – TUCACAS L1	CARABOBO – FALCÓN	52	2005
40	MORÓN – TUCACAS L2	CARABOBO – FALCÓN	46	1983
41	MORÓN – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY	70	1983
42	VALENCIA – VALMETRO	CARABOBO	1,5	1977
43	VALENCIA – INOS	CARABOBO	1	1977
44	VALMETRO – LA FLORIDA	CARABOBO	4,5	1977
45	ARENOSA – TOCUYITO	CARABOBO	12	1990
46	ARENOSA – YAGUARA	CARABOBO	10	1990
47	YAGUARA – BEJUMA	CARABOBO	20	1982
48	YAGUARA – TINAQUILLO L1	CARABOBO – COJEDES	22	1982
49	YAGUARA TINAQUILLO L2	CARABOBO – COJEDES	22	1987

La información contenida en las Tablas 1 y 3, se presentan de manera sencilla y visual en el [ANEXO 2], donde se tiene una representación unifilar del Sistema Eléctrico del estado Carabobo para todos los niveles de tensión asociados a la transmisión de energía eléctrica y luego se especifica únicamente para 115kV.

Cabe resaltar la característica anillada del Sistema Eléctrico estudiado, brindando consigo la posibilidad de tener varias vías de alimentación a las distintas cargas existentes en el territorio carabobeño, del mismo modo, esta característica de varias vías de alimentación surge al momento de la ocurrencia de falla, lo cual hace más complejo el sistema de protecciones.

En el [ANEXO 2] se refleja detalladamente las características de las líneas de transmisión en el nivel de interés, resaltándose sus impedancias y parámetros asociados, si las mismas son simples terna o dobles terna, entre otros aspectos.

CAPÍTULO IV

4. METODOLOGÍA

4.1. Eventos Ocurridos en Carabobo en el Período de Estudio.

La fuente de información de los distintos eventos estudiados y analizados pertenecen a los Reportes Semanales de Eventos presentados por el Centro Nacional de Despacho (CND) y la Unión Eléctrica de Cuba (UNE), en relación a las Líneas de Transmisión y Subestaciones Eléctricas del Sistema Eléctrico Nacional. Así mismo, se contó con un reporte de eventos detallado suministrado por el prestador del servicio eléctrico CORPOELEC, perteneciente al Centro de Transmisión Centro – Occidental.

4.1.1. Clasificación de las Causas que Originaron los Eventos.

La clasificación utilizada para la discriminación de eventos ocurridos en el estado de interés en el nivel de tensión que compete, corresponde a la misma utilizada por la DGFSE – MPPEE, para realizar la clasificación de los eventos ocurridos, la cual se detalla a continuación.

Equipos, materiales, componentes y accesorios:

- Deterioro de conductores, aisladores, herrajes, estructuras y equipos de maniobra, entre otros.
- Ruptura de puentes, conductores, entre otros.
- Elongación de conductores.
- Falla en las espiras de los transformadores.

Error humano:

- Error de operación.
- Incumplimiento de procedimientos (accidental o intencionado).

Fallas del sistema:

- Sobrecarga.
- Cortocircuito.
- Falla en distribución.
- Bote de carga.
- Problemas de sincronismo.
- Separación de áreas.
- Salidas de líneas adyacentes (por respaldo).
- Baja tensión.
- Disparos incorrectos de líneas de transmisión y equipos.
- Falla de los Relés de Protección.
- Discordancia de polos.
- Potencia inversa.
- Pérdida de excitación.
- Falla en el sistema motriz.
- Falla por desbalance.
- Frecuencia.

Fenómenos Naturales:

- Descargas atmosféricas.
- Fuertes vientos.

Terceros:

- Daño accidental o intencionado por particulares y empresas ajenas.
- Daños por animales.

Vegetación:

- No ejecución de mantenimiento de pica y poda en los corredores del servicio.
- Caída de árboles.
- Crecimiento de maleza en los patios de las S/E's.

Incendio:

- Accidental (quema de vegetación).
- Intencionada (quema de caña).

Desconocidas:

- Línea o equipo fue revisado y no se determinó la causa del evento.
- La línea o equipo no fue revisado.
- No se señala información específica sobre el evento.

4.1.2. Número Total de Eventos Discriminados por Nivel de Tensión.

En la Tabla 4, se destaca el número de eventos ocurridos para los distintos niveles de tensión presentes en el territorio carabobeño, resaltándose la importancia del elevado número de fallas ocurridas en el nivel de tensión de estudio, recordando que Carabobo, resultó ser el estado del territorio venezolano con mayor número de fallas en el período de estudio.

Es menester resaltar que los eventos registrados por el CND y la UNE fueron aquellos que produjeron una interrupción del servicio eléctrico de al menos tres (3) minutos.

Los distintos eventos ocurridos en el nivel de tensión de interés, se detallan cuidadosamente en el [ANEXO 3], donde se pueden apreciar cada uno de ellos, incluyendo la fecha de ocurrencia, la duración del evento, lugar de ocurrencia, causa del evento y la clasificación dada.

Tabla 4: Eventos ocurridos en el periodo de estudio

	NIVELES DE TENSIÓN											
	115 kV			230kV			400 kV			765 kV		
	Líneas	S/E	Total	Líneas	S/E	Total	Líneas	S/E	Total	Líneas	S/E	Total
CARABOBO	329	216	545	92	38	130	97	5	102	2	7	9
TOTAL VENEZUELA	2508	2056	4556	1086	253	1339	276	57	333	26	24	50

La clasificación de los eventos ocurridos en el estado Carabobo, tanto para las líneas de transmisión como para las subestaciones se desglosa en las Gráficas 2 y 3, que se muestran a continuación.

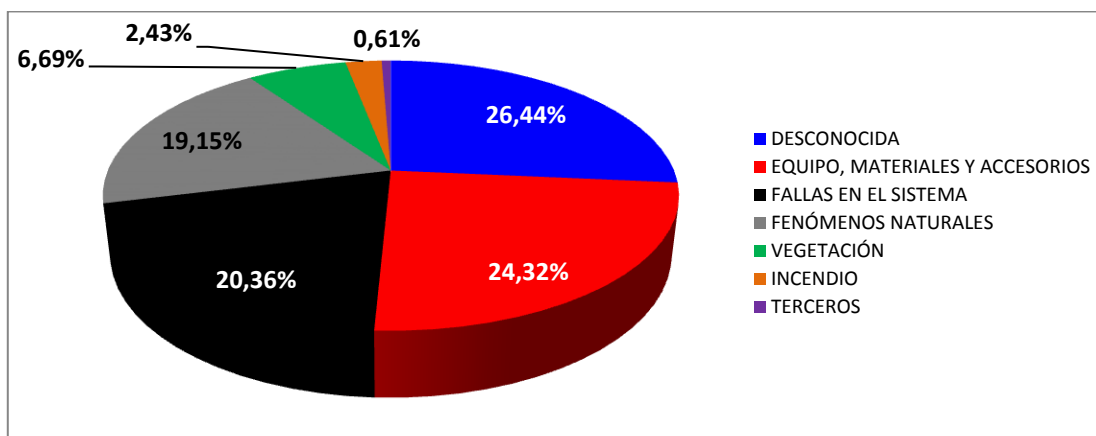


Gráfico 2: Eventos ocurridos en las Líneas de Transmisión en 115 kV.

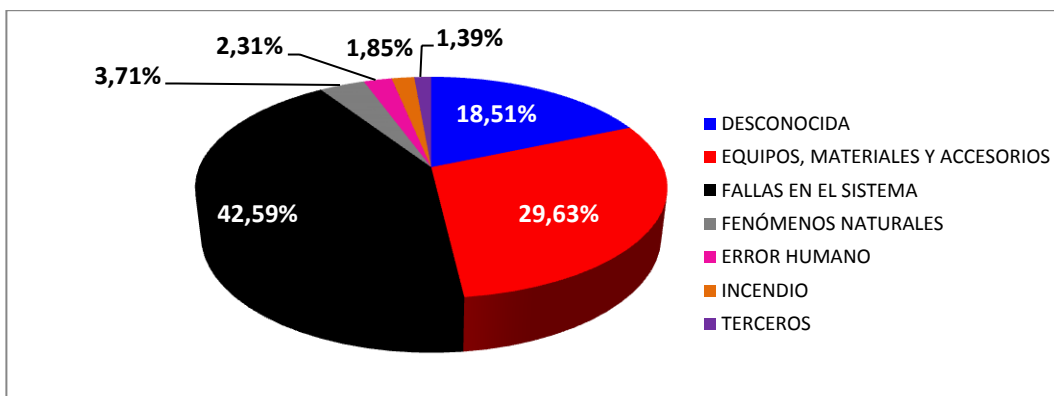


Gráfico 3: Eventos ocurridos en las Subestaciones Eléctricas en 115 kV.

De los distintos eventos registrados, en líneas de transmisión y subestaciones eléctricas, en el estado Carabobo, en el nivel de tensión de interés, se muestran a continuación una serie de tablas donde se especifican los distintos lugares donde se registraron los eventos y las distintas líneas y subestaciones que presentan más reincidencia, las cuales, posteriormente se procede a discriminar sus causas para dar con las líneas con mayores eventos suscitados debido a fallas en las protecciones, lugares donde se enfoca el estudio.

En las tablas a continuación se discriminan del número total de eventos, los que han sido ocurridos por protecciones, que incluyen disparos no selectivos, disparo de líneas adyacentes por respaldo, falla en los tableros de protecciones, relés de protecciones fuera de servicio e inconvenientes en los ajustes de los relés, los posibles eventos por protecciones, son aquellos donde han ocurrido disparos sin causa aparente, o salidas de líneas adyacentes sin que haya registro en los relés de protecciones, igualmente se incluyen los eventos con causas desconocidas.

Tabla 5: Eventos ocurridos en Líneas de Transmisión en 115 kV.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	NÚMERO DE EVENTOS	EVENTOS POR PROTECCIONES	POSIBLE POR PROTECCIONES	EVENTOS EN TC Y TP
PLANTA CENTRO – MORÓN N°2	17	10	3	0
PLANTA CENTRO – MORÓN N°1	17	5	6	0
SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°1	11	5	4	0
SANTA CLARA – GUACARA I N°1	10	4	2	1
MORÓN – TUCACAS N°2	37	3	5	0
MORÓN – TUCACAS N°1	16	3	3	0
GUACARA I – CARABOBO N°1	11	3	0	1
SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°2	9	3	3	0
PLANTA CENTRO – ELVIRA – VALLE SECO	14	2	2	0
PLANTA CENTRO – GUAPARO	14	2	3	0
VALLE SECO – BÁRBULA	14	2	4	0
GUACARA I – CARABOBO N°2	5	2	0	1
PLANTA CENTRO – CORPOVEN N°2	4	2	0	0
SAN DIEGO – PEDRO CAMEJO N°1	4	2	0	0

LOS GUAYOS – CASTILLITO	3	2	0	0
PEDRO CAMEJO – CARABOBO N°2	3	2	0	1
PLANTA CENTRO – CORPOVEN N°1	3	2	0	0
MORÓN – CARBONERO	15	1	5	0
PLANTA CENTRO – CARBONERO	11	1	3	0
YAGUARA – BEJUMA	8	1	0	0
SAN DIEGO – BARBULA	7	1	0	0
VALENCIA – INOS N°2	6	1	1	0
YAGUARA – TINAQUILLO N°1	6	1	2	1
PEDRO CAMEJO – CARABOBO N°1	5	1	0	2
YAGUARA – TINAQUILLO N°2	5	1	3	0
SAN DIEGO – GUAPARO	4	1	1	0
PEDRO CAMEJO – PLANTA DEL ESTE	3	1	0	0
SAN DIEGO – PEDRO CAMEJO N°2	3	1	0	1
PEDRO CAMEJO – VALENCIA	2	1	0	0
SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	19	0	7	1
PLANTA CENTRO – PETROQUÍMICA N°2	9	0	1	1
CARABOBO – FLOR AMARILLO N°1	6	0	1	0
VALENCIA – INOS N°1	6	0	1	0
ARENOSA – TOCUYITO N°1	3	0	2	0
ARENOSA – TOCUYITO N°2	3	0	2	0
CARABOBO – GUACARA I N°1	3	0	0	0
GUACARA I – SAN DIEGO	2	0	0	1
GUACARA I – GUACARA II	2	0	1	1
LA ARENOSA – YAGUARA N°2	2	0	0	0
LOS GUAYOS – SAN DIEGO N°1	2	0	0	0
PLANTA DEL ESTE – VALENCIA	2	0	0	0
CARABOBO – FLOR AMARILLO N°2	1	0	0	0
PLANTA CASTILLITO – MONTE MAYOR	1	0	0	0
SAN DIEGO – GUACARA II	1	0	1	0
TOTAL	329	66	66	12

Tabla 6: Eventos ocurridos en Subestaciones Eléctricas en 115 kV.

SUBESTACIÓN	NUMERO DE EVENTOS	EVENTOS POR PROTECCIONES	POSIBLE POR PROTECCIONES	EVENTOS EN TC Y TP
BEJUMA	15	2	2	0
CARABOBO	12	0	4	1
CARDENERA	4	0	2	0

ELVIRA	1	0	1	0
FLOR AMARILLO	38	2	14	0
FLORIDA	3	0	0	1
GUACARA I	13	1	2	0
GUACARA II	14	0	1	0
GUAPARO	7	0	4	0
LA ARENOSA	1	1	0	0
LOS GUAYOS	3	0	1	0
MORÓN	34	3	4	3
PEDRO CAMEJO	1	0	0	0
PETROQUÍMICA	3	0	1	0
PLANTA CENTRO	7	4	3	0
PLANTA DEL ESTE	4	0	0	0
POLAR	1	0	0	0
SAN DIEGO	1	0	0	0
SANTA CLARA	25	0	4	2
TOCUYITO	15	0	1	4
VALENCIA	1	0	0	0
VALLE SECO	4	0	2	0
YAGUARA	9	0	4	0
TOTAL	216	13	50	11

La información contenida en la Tabla 5 y Tabla 6, se observa en las Gráficas 4 y 5 respectivamente, en las cuales se distingue el porcentaje que representan las cantidades de eventos por protecciones, posibles por protecciones y los eventos en TC y TP, del total de los eventos ocurridos.

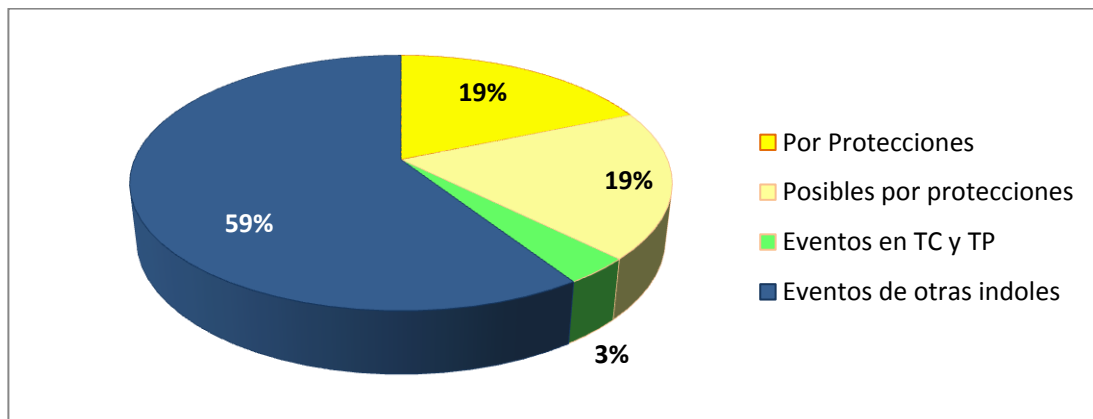


Gráfico 4: Porcentaje de eventos en líneas, según clasificación.

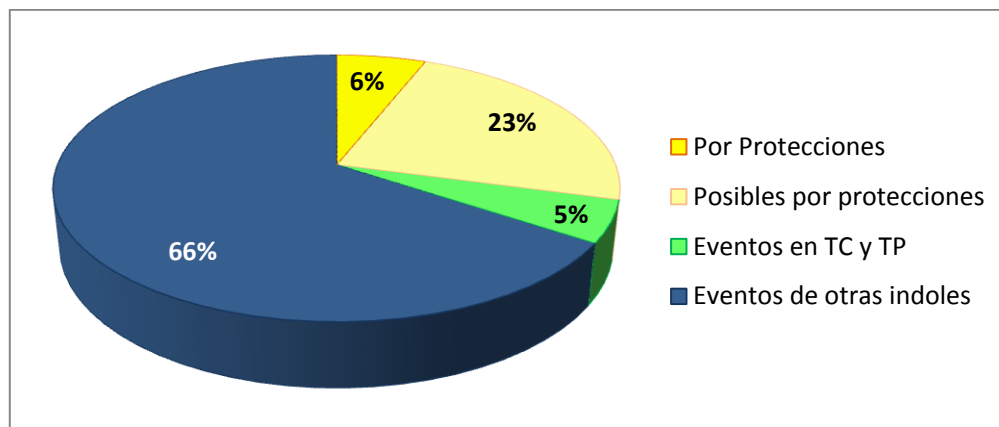


Gráfico 5: Porcentaje de eventos en subestaciones, según clasificación.

Las anteriores gráficas, muestran visualmente la viabilidad de hasta un 41% de los eventos ocurridos en el estado Carabobo para el periodo de enero 2011 hasta julio 2012 respondan a causas relacionadas con las protecciones de las mismas, y hasta un 29% de los eventos ocurridos en las subestaciones, puedan estar relacionados con las distintas protecciones. Estos porcentajes resultan llamativos debido al valor que poseen los mismo pudiendo afectar la operatividad y buen servicio del SEN.

Tabla 7: Líneas con mayor número de eventos.

MAYOR NUMERO DE EVENTOS				
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	NUMERO DE VENTOS	EVENTOS POR PROTECCIONES	POSIBLE POR PROTECCIONES	EVENTOS EN TC Y TP
MORÓN – TUCACAS N°2	37	3	5	0
SANTA CLARA – POLAR – GUACARA I	19	0	7	1
PLANTA CENTRO – MORÓN N°1	17	5	6	1
PLANTA CENTRO – MORÓN N°2	17	10	3	1
MORÓN – TUCACAS N°1	16	3	3	0
MORÓN – CARBONERO	15	1	5	0
PLANTA CENTRO – ELVIRA – VALLE SECO	14	2	2	0
PLANTA CENTRO – GUAPARO	14	2	3	0
VALLE SECO – BÁRBULA	14	2	4	0
GUACARA I – CARABOBO N°1	11	3	0	1
PLANTA CENTRO – CARBONERO	11	1	3	0
SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°1	11	5	4	0

De la Tabla 7, se desprende la Tabla 8, donde se resaltan las líneas con mayor número de eventos por protecciones que son las líneas que resultan prioritarias para el estudio de los ajustes de los relés de distancia.

Tabla 8: Líneas con mayor número de eventos debido a protecciones.

MAYOR NUMERO DE EVENTOS POR PROTECCIONES				
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	NUMERO DE VENTOS	EVENTOS POR PROTECCIONES	POSIBLE POR PROTECCIONES	EVENTOS EN TC Y TP
PLANTA CENTRO – MORÓN N°2	17	10	3	1
PLANTA CENTRO – MORÓN N°1	17	5	6	1
SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°1	11	5	4	0
SANTA CLARA – GUACARA I N°1	10	4	2	1
MORÓN – TUCACAS N°2	37	3	5	0
MORÓN – TUCACAS N°1	16	3	3	0
GUACARA I – CARABOBO N°1	11	3	0	1
SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°2	9	3	3	0

Las líneas de transmisión contenidas en la Tabla 8, representan al menos un quince (15%) del universo de líneas existentes en el estado Carabobo (46 líneas de transmisión en 115 kV); dichas líneas son la muestra seleccionada para realizar el estudio detallado de los ajustes de las protecciones de distancias que las mismas posean, para ello se realizaron inspecciones a las distintas subestaciones involucradas en la llegada o salida de las diferentes líneas, con la finalidad de chequear en sitio las condiciones de los equipos relacionados a la función reductora, la función detectora y principalmente los tableros de protecciones. Las tablas recolectadas en las inspecciones a las subestaciones pueden ser revisadas en el [ANEXO 3].

El tamaño de la muestra responde exclusivamente a la necesidad de realizar énfasis en las líneas de transmisión con mayor índice de eventos relacionados a las protecciones.

4.2. Criterios de Ajuste de las Protecciones de Distancia.

La filosofía o criterio de ajuste seleccionado, para los distintos relés de distancia corresponde, en esencia, a los utilizados por la empresa suministradora del servicio eléctrico CORPOELEC – CADAPE, los cuales, fueron mencionados en el Capítulo II, en el apartado 2.19. Relés de Distancia.

Aunque, en principio, se mantiene los mismos criterios de ajuste para las zonas 1, 2 y 3 se le agregan a estas zonas el efecto de fuentes intermedias como cálculo adicional, fenómeno que está arraigado a los sistemas mallados y que no puede ser despreciado en el estudio de los ajustes de las protecciones, ya que al no considerar los aportes de las fuentes intermedias se presentan errores en los ajustes de las zonas de protección, estas consideraciones del efecto de fuentes intermedias en las zonas de protección se realizan a través de la herramienta computacional DIGSILENT POWER FACTORY 14 en su versión de prueba gratuita, la cual, permite hacer los estudios de fallas bajo distintas normas internacionales, pero en el caso de este estudio, se utiliza la norma IEC-60909 del año 2001, estándar que es el utilizado por la empresa CORPOELEC-CADAPE, para el estudio de fallas en su sistema.

Es significativo señalar que el Centro Nacional de Despacho, facilitó el análisis de las distintas fallas, en las líneas de interés descritas anteriormente, a través del suministro del archivo que contiene el Sistema Eléctrico Nacional, en el formato que es aplicable por la herramienta computacional citada previamente, del mismo modo, cabe destacar que el DIGSILENT POWER FACTORY, es el programa o *software* utilizado por el Centro Nacional de Despacho (CND), así como por la compañía encargada del suministro eléctrico CORPOELEC, en los diversos estudios eléctricos que atañen al SEN, lo cual permite aseverar la confiabilidad de dicho programa para la elaboración de los distintos estudios que permiten la obtención de

los ajustes de las protecciones, en este caso, las protecciones de distancia que están relacionadas a las líneas de transmisión.

4.2.1. Ajuste de la Primera Zona (Zona 1). [13]

La primera zona de la protección de distancia es, normalmente, de operación muy veloz, es decir, instantáneamente y tiene por finalidad proveer un despeje rápido de fallas que ocurran a lo largo de la línea a proteger. La Zona 1, usualmente, se ajusta entre un 80 ó 90% de la impedancia de la línea, para evitar operaciones innecesarias cuando se presente una falla más allá de la barra remota por efecto de la componente de corriente directa que se presenta dependiendo del momento de la onda senoidal de corriente en el que se presenta la falla (sobrealcance).

En principio, los ajustes de la Zona 1, será ajustado como se muestra a continuación, a menos que las condiciones del sistema requieran otro valor de porcentaje de la línea a considerar.

$$Z_1 = 0,8 * Z_{L1} \quad (30)$$

Dónde:

Z_1 : Es la impedancia a la cual se ajusta la Primera Zona.

Z_{L1} : Impedancia positiva de la línea a proteger.

4.2.1.1. Efecto de Fuentes Intermedias en la Primera Zona. [14]

Cuando ocurre una falla a tierra, es común que la misma sea a través de una impedancia, lo cual permite aportes de corrientes de las distintas fuentes conectadas al sistema, lo que conlleva a un error en la medición de la impedancia desde el extremo inicial hasta el punto de falla, esto es lo que conocemos como efecto de fuentes intermedias.

En la Figura 29, que se muestra a continuación, se observa el efecto de fuentes intermedias en la medición de la Primera Zona del relé de distancia.

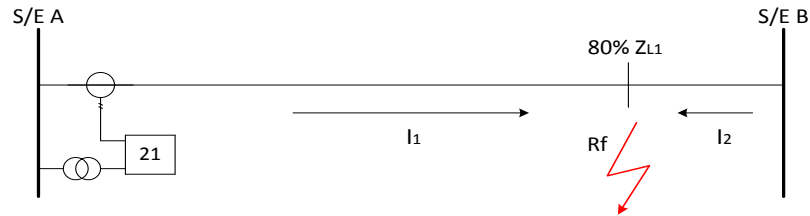


Figura 29: Efecto de fuentes intermedias o *infeed* en la Primera Zona.

De la figura anterior podemos deducir la siguiente expresión de tensión.

$$V_1 = I_1 * Z_{L1} + R_f * (I_1 + I_2) \quad (31)$$

La expresión anterior se divide entre la corriente I_1 , para obtener la impedancia vista por el relé en el extremo de la S/E A.

$$Z_{relé} = \frac{V_1}{I_1} = Z_{L1} + R_f * \left(1 + \frac{I_2}{I_1}\right) \quad (32)$$

En la expresión anterior podemos ver que la medición de impedancia vista por el relé corresponde al valor de la impedancia de la línea desde el extremo de la S/E A hasta el punto de falla más la impedancia de falla a tierra multiplicada por un factor que depende de las corrientes aportadas por las demás fuentes; dicho factor se puede analizar de la siguiente manera.

- Si el factor (I_2/I_1) es nulo o muy cercano a cero, la impedancia registrada por el relé no sería afectada significativamente por el efecto *infeed*.
- Si el factor (I_2/I_1) es muy elevado, lo cual conllevaría a que la contribución I_2 sea muy significativa o la contribución I_1 sea un valor muy pequeño respecto al otro aporte, lo que conllevaría a que la impedancia registrada por el relé de

distancia visto en la S/E A sea severamente afectada por el efecto *infeed* lo que se traduce a un valor de impedancia de magnitud mayor a la correspondiente a la ubicación de la falla, lo cual puede ser interpretada, según el valor de la resistencia de falla (R_f) y de los aportes de corrientes, como una falla más alejada a la ocurrida.

4.2.1.1.1. Resistencia de Falla. [14]

El valor de la resistencia de falla, puede ser elevado para falla a tierra, la cual según datos manejados por CORPOELEC-CADAFE (2010), es el tipo de falla más recurrente en los sistemas eléctricos del territorio nacional, considerando como causa probable de la falla un *flashover* en el aislador, donde el lazo fallado incluye la impedancia de la torre, la resistencia de puesta a tierra y la resistencia del arco.

Para el cálculo de la resistencia del arco se tienen las siguientes fórmulas, las cuales, dependen de la intensidad de corriente que se presente en la línea de transmisión al momento de la ocurrencia de la falla [7].

$$R_{arc} = \frac{2667 * L}{1,4 * I} \quad [\Omega] \quad (33)$$

$$R_{arc} = \frac{1804 * L}{1,4 * I} \quad [\Omega] \quad (34)$$

Dónde:

L: representa la longitud de la cadena de aisladores. Para una torre de transmisión típica de 115 kV, esta longitud corresponde a 1,56 m.

I: es la corriente de falla en la línea de transmisión.

La ecuación (33) corresponde a las siguientes condiciones de arco, 440 V/ft. de arco para una corriente ($I < 1000A$), y la ecuación (34) corresponde a su vez un

arco de 550 V/ft. para una corriente ($I > 1000A$).

4.2.2. Ajuste de la Segunda Zona (Zona 2). [13]

Como se menciona en el apartado 2.19. del Capítulo II, el objetivo principal de esta zona es proteger completamente la línea de transmisión, no obstante, esta zona sólo debe actuar en caso de que la Zona 1 no opere, es decir, se desempeña como respaldo de la primera zona, por lo que se introduce un tiempo de actuación de 0,3s; valor de retardo que presenta la Zona 2.

Siguiendo los criterios de ajuste de la compañía CADAPE, se establece como valor mínimo de ajuste de la Zona 2, el 100% de impedancia de la línea a proteger más un 20% de la impedancia de la línea adyacente más corta, este valor de ajuste se establece considerando los errores de los transformadores de medida y el valor de la impedancia de falla.

$$Z_2 = Z_{L1} + 0,2 * Z_{L2} \quad (35)$$

Dónde:

Z_2 : Es la impedancia a la cual se ajusta la Segunda Zona.

Z_{L1} : Impedancia positiva de la línea a proteger.

Z_{L2} : Impedancia positiva de la línea adyacente más corta.

Es imperativo señalar la importancia del fenómeno de fuentes intermedias en los ajustes de la Segunda Zona (Zona 2), la cual acarrea que la impedancia censada por el relé sea mayor a la establecida en los ajustes considerados anteriormente, este efecto de aumento de la impedancia medida por el relé se aprecia en el Capítulo II, en la ecuación (27) y el “factor K” en la ecuación (28), el cual es un factor que depende de las corrientes aportadas por las distintas centrales de generación a la falla que se establece al porcentaje de línea considerado.

4.2.2.1. Consideración de los Transformadores en la S/E Remota en la Zona 2.

Debido a que la segunda zona de protección no debe actuar para fallas en los niveles de tensión secundarios en la subestación remota (34,5 kV, 13,8 kV), se establece un criterio para la consideración de los transformadores de potencia existentes en dicha subestación, el cual, se constituye como un 80% de la impedancia equivalente de los transformadores que se hayan en la subestación adyacente, dicho criterio es el mismo usado por la exfilial CADAPE, para las consideraciones de la protección o no de los relés de distancia a los transformadores de potencia.

La impedancia de cada transformador expresada en valores de ohmios viene dado por la siguiente expresión.

$$Z_T = X_{cc} [p. u.] * \frac{V^2}{S} \quad [\Omega] \quad (36)$$

Dónde:

X_{cc} : es la impedancia de cortocircuito del transformador, para las condiciones de operación del mismo.

V: Nivel de tensión de operación del transformador, expresado en [kV].

S: Potencia aparente del transformador, expresada en [MVA].

La impedancia equivalente de los transformadores que se encuentran en la subestación remota, viene dado por el paralelo de las impedancias de cada uno de estos, ya que los mismos están conectados de dicha forma en las distintas subestaciones, posteriormente, la impedancia a considerar para la verificación de la protección es el 80% de la equivalente que se muestra a continuación.

$$Z_{equiv} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{\left(\frac{1}{Z_{T_i}}\right)} \quad (37)$$

4.2.3. Ajuste de la Tercera Zona (Zona 3). [13]

De acuerdo con los criterios establecidos por la compañía suministradora del servicio eléctrico CORPOELEC- CADAFE, el ajuste de la tercera zona es de al menos el 100% de impedancia de la línea a proteger más el 100% de la línea adyacente más corta, con la finalidad de evitar que este alcance no detecte fallas ocurridas en las subestaciones de diferentes tensiones conectadas a través de los transformadores de potencia. El objetivo de esta zona de protección es servir de respaldo a las protecciones de las líneas adyacentes, por lo que su tiempo de ajuste está comprendido entre 1s y 2s.

$$Z_3 = Z_{L1} + Z_{L2} \quad (38)$$

Dónde:

Z_3 : Es la impedancia a la cual se ajusta la Segunda Zona.

Z_{L1} : Impedancia positiva de la línea a proteger.

Z_{L2} : Impedancia positiva de la línea adyacente más corta.

En esta zona de actuación, también se considera el aporte de las corrientes suministradas por las fuentes intermedias. Por lo que dado las condiciones del sistema, el criterio de ajuste puede variar según las condiciones propias del Sistema de Potencia de Carabobo.

4.3. Esquema Típico de Protección de Distancia en Carabobo.

En la figura que se presenta a continuación se observa el esquema típico de las protecciones de distancia de las líneas de transmisión eléctricas del estado Carabobo, el mismo está conformado por los transformadores de medida (TC y TP), los cuales poseen distintos devanados, y el relé de distancia como protección principal y como protección secundaria.

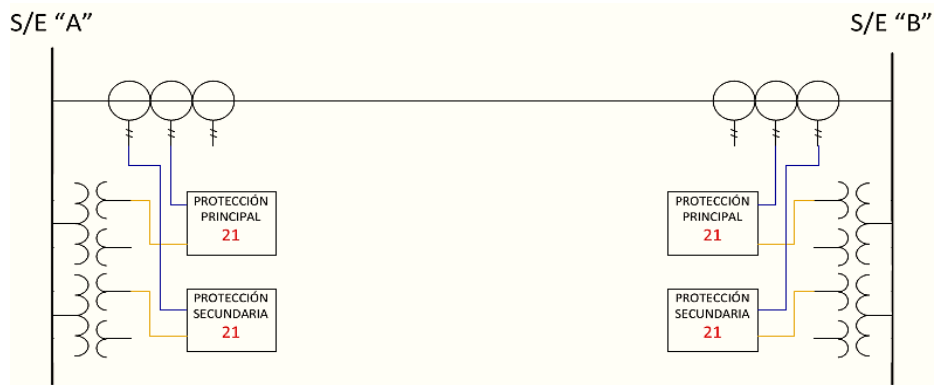


Figura 30: Esquema de Protección de Distancia Típico

4.4. Ajustes de las Zonas de Protección Considerando las Condiciones del Sistema.

En principio los ajustes de las zonas serán establecidos por los criterios básicos citados previamente, pero éstos pueden presentar variaciones en su valor de impedancia, según las condiciones del sistema, en el cual se presenta el aporte de corriente de las fuentes intermedias, la impedancia de falla a tierra, entre otros; para simplificar los cálculos de estas consideraciones, se utilizará la herramienta computacional DigSilent Power Factory para efectuar simulaciones de fallas en el Sistema Eléctrico de Carabobo con la finalidad de establecer la Impedancia censada por el relé ante una condición de falla, dicho valor censado debe corresponder al valor de ajuste de las distintas zonas de protección para asegurar la correcta operación de los relés de distancia ante el estado de cortocircuito.

Usando como base, el dato brindado por la empresa CORPOELEC – CADAFE, en 2010, donde se resalta que la falla más común para los Sistemas de Potencia en el territorio nacional es del tipo Monofásica a Tierra, se establecen los ajustes de protección para este tipo de falla.

El cálculo para la determinación de las impedancias vistas por las unidades de fase y tierra presentes en el relé, ante una falla del tipo monofásica a tierra, se presenta a continuación.

Se considera el siguiente sistema de potencia, en el cual ocurre una falla monofásica a tierra.

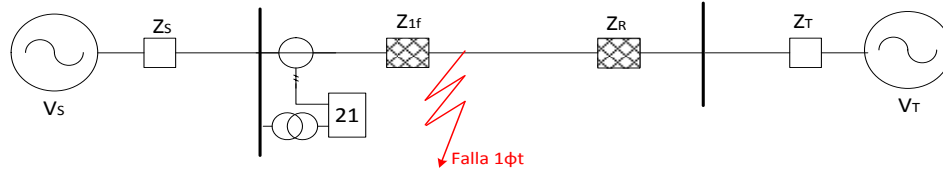


Figura 31: Sistema de Potencia Generalizado.

Del sistema mostrado en la Figura 31, al ocurrir la falla monofásica mostrada, surgen las conocidas componentes simétricas del sistema, conocidas también como redes de secuencia.

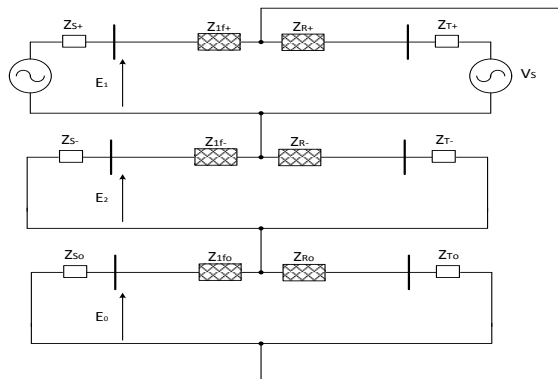


Figura 32: Redes de Secuencia conectadas para un falla monofásica.

De las redes de secuencia, se obtienen las siguientes expresiones.

$$\begin{aligned}
 E_{1F} &= E_1 - Z_{1F+} * I_1 \\
 E_{2F} &= E_2 - Z_{1F-} * I_2 \\
 E_{0F} &= E_0 - Z_{1F0} * I_0
 \end{aligned}
 \tag{39}$$

Del estudio de sistemas de potencia podemos obtener que,

$$E_{af} = E_{1F} + E_{2F} + E_{0F}
 \tag{40}$$

La expresión anterior es equivalente a,

$$E_{af} = (E_1 - Z_{1F+} * I_1) + (E_2 - Z_{1F-} * I_2) + (E_0 - Z_{1F0} * I_0) \quad (41)$$

En las líneas de transmisión la impedancia de secuencia positiva es idéntica a la impedancia de secuencia negativa, considerando esto y operando la ecuación (41) nos queda,

$$E_{af} = (E_1 + E_2 + E_0) - Z_{1F+} * (I_1 + I_2) - (Z_{1F0} * I_0) \quad (42)$$

En el punto de falla la tensión de la fase fallada es igual a cero y considerando una falla franca a tierra ($R_F = 0$), resulta las siguientes expresiones eléctricas,

$$\begin{aligned} E_a &= E_1 + E_2 + E_0 \\ I_a &= I_1 + I_2 + I_0 \end{aligned} \quad (43)$$

De la ecuación (43) tenemos que,

$$I_a - I_0 = I_1 + I_2 \quad (44)$$

Sustituyendo en la ecuación (42)

$$E_a = Z_{1F+} * I_a + (Z_{1F0} - Z_{1F+}) * I_0 \quad (45)$$

Dividimos la expresión anterior entre la impedancia de la línea para la secuencia positiva,

$$\frac{E_a}{Z_{1F+}} = I_a + \left(\frac{Z_{1F0} - Z_{1F+}}{Z_{1F+}} \right) * I_0 \quad (46)$$

Es importante señalar que este procedimiento, es que surge el factor de compensación “m” descrito en el Capítulo II, en el apartado 2.19.2.2. Igualmente, de la expresión anterior podemos determinar la impedancia de falla registrada por el relé de distancia.

$$\frac{E_a}{Z_{1F+}} = I_a + (m) * I_0 = I_a' \Rightarrow Z_{1F+} = \frac{E_a}{I_a'} \quad (47)$$

Donde podemos distinguir que,

$$I_a' = I_a + (m) * I_0 \quad (48)$$

Para el caso particular de falla monofásica a tierra, la medición de la impedancia de falla vista por el relé debe ser la censada por la unidad de tierra de la Fase A, de dicho dispositivo de protección, esto debido a que teóricamente la fase fallada es la Fase A, sin embargo, los relés poseen de igual forma unidades de tierra para las Fases B y C al igual que unidades de fase que evalúan las tensiones compuestas entre fases (AB, BC, CA).

Esta premisa es igualmente aplicable a la ocurrencia de la falla en otra fase del sistema, ya que el parámetro que variaría en ese caso serían los ángulos de las tensiones y las corrientes.

4.5. Consideraciones para la Simulación de Fallas.

Las simulaciones a efectuar con el *software* DIGSILENT POWER FACTORY presentan las siguientes consideraciones:

- Condición de Carga del Sistema: Carga Máxima.
- Norma para el cálculo de cortocircuito: IEC-60909 del año 2001.

- Valores mínimos de corriente de cortocircuito.
- Se determinan los niveles de cortocircuito de las subestaciones de interés, mediante la simulación de fallas en las barras de las mismas, para establecer una comparación cuantitativa entre los niveles de cortocircuito suministrados por CORPOELEC – CADAPE 2009, y los obtenidos mediante la simulación. Se tiene registro de dichos niveles de cortocircuito ante fallas monofásicas y trifásicas, no obstante, se simularán también las fallas bifásica y bifásica a tierra para tener un registro general de la situación del sistema.
- Ubicación de las Fallas en la Línea de transmisión: Se simularán las fallas en los valores umbrales de las distintas zonas de protección, y en las cercanías de los bornes del relé, es decir, falla al 10% y al 80% de la línea a proteger, falla al 20% y al 100% de la línea adyacente más corta en la subestación remota.
- Se simulan fallas del tipo monofásica, bifásica, bifásica a tierra y trifásica, para tener un registro completo de la situación del Sistema Eléctrico de Carabobo aun cuando se establece el criterio de ajuste ante una falla del tipo monofásica.

CAPÍTULO V

5. RESULTADOS

5.1. Ajustes de los Relés de Distancia que se Tienen Implementados.

En las distintas subestaciones que contienen las salidas y llegadas de líneas de transmisión que competen al caso de estudio, se practicaron inspecciones con la finalidad de determinar los ajustes de las protecciones principales de distancia, al igual que los valores de relación de los transformadores de medición (TC y TP), como fue mencionado anteriormente, en ese mismo orden de ideas, se evaluaron las condiciones de los diversos equipos que se ubican en el perímetro de la subestación.

En la mayoría de las subestaciones eléctricas visitadas, se encontraron los relés de distancia del modelo LZ32 del tipo MHO, de la marca comercial Brown, Boveri & Cie. (BBC), actualmente conocida bajo el nombre comercial ABB.

En el [ANEXO 5] se detallan las especificaciones de este relé, el cual está implementado en muchas de las líneas de transmisión que se hallan en el territorio nacional.

Los ajustes de los relés de distancia se obtuvieron, a través de las conversiones necesarias para traducir los valores dados a los distintos parámetros del dispositivo de protección, con la finalidad de obtener el ajuste expresado en valores de impedancia, es decir, ohms. En el [ANEXO 5] se define dicho procedimiento y se especifican las distintas fórmulas y, se muestra donde se ubican físicamente en el relé los parámetros con los cual trabaja el dispositivo de protección. De igual manera, se

ejemplifica un cálculo típico para la obtención de los valores de los ajustes de las distintas zonas de protección, expresados en la unidad de impedancia (ohms).

Los ajustes de los equipos de protección de distancia que se encuentran aplicados en las líneas de transmisión de interés se encuentran contenidos en la Tabla 9, dichos valores se encuentran expresados en valores de impedancia (ohmios) vistos desde el lado secundario de los transformadores de medición (TC y TP).

La finalidad de la recolección de los datos expuestos en la Tabla 9, no es otra sino lograr hacer una comparación entre los valores de ajuste que se encuentran aplicados actualmente en los relés de distancia y los valores de ajuste obtenidos a través de las distintas simulaciones aplicadas al Sistema Eléctrico del estado Carabobo con el objetivo de proponer la implementación de nuevos ajustes o por el contrario, verificar que los existentes están adaptados a la situación del sistema.

De los valores recogidos en la Tabla 9, podemos apreciar que la mayoría de los valores de ajuste de los relés de distancia para las líneas de transmisión, las cuales, parten de una misma subestación y tienen llegada a una subestación común pero que son líneas de transmisión diferentes (Santa Clara – Caña de Azúcar N°1 y Santa Clara – Caña de Azúcar N°2), poseen el mismo valor numérico de ajuste, esto debido a que poseen el mismo conductor, pero un caso particular surge en las líneas de Morón a Planta Centro N°1 y la N°2, en las que se distingue un valor de ajuste diferente para la Primera Zona de protección, lo cual resulta llamativo ya que ambas líneas están compuestas por idénticos conductores y las condiciones que presenta el sistema para dichas líneas son iguales.

La particularidad señalada anteriormente representa una incongruencia apreciable, así mismo, se explica como un error al momento de la implementación del ajuste en el relé de distancia que protege a dicha línea.

Tabla 9: Ajustes de los Relés de Distancia Implementados en las SS/EE.

SUBESTACIÓN	AJUSTES DE LOS RELÉS DE DISTANCIA IMPLEMENTADOS POR LA EMPRESA CORPOELEC								
CAÑA DE AZÚCAR	CAÑA DE AZÚCAR - SANTA CLARA N°1 y N°2								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
	0,8386+2,6667j	2,7954	72,5431	1,1793+3,75j	3,9311	72,5427	2,2872+7,2727j	7,6239	72,5421
CARABOBO	CARABOBO - GUACARA I N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
	0,2242+0,6j	0,6405	69,5110	0,2599+0,6957j	0,7427	69,5153	0,7174+1,92j	2,0496	69,5120
GUACARA I	GUACARA I - SANTA CLARA N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
	0,34918+0,8j	0,8729	66,4199	0,4989+1,1429j	1,2470	66,4177	0,91082+2,0869j	2,2770	66,4213
	GUACARA I - CARABOBO N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
0,1993+0,5333j	0,5693	69,5087	0,2989+0,8j	0,8540	69,5131	0,8967+2,4j	2,5620	69,5131	
MORÓN	MORÓN - PLANTA CENTRO N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
	0,1372+0,4364j	0,4575	72,5473	0,2013+0,64j	0,6709	72,5400	0,4574+1,4545j	1,5247	72,5431

MORÓN - PLANTA CENTRO N°2								
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
0,1336+0,4248j	0,4453	72,5416	0,2013+0,64j	0,6709	72,5400	0,4574+1,4545j	1,5247	72,5431
MORÓN - TUCACAS N°1 y N°2								
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
0,3511+1,1163j	1,1702	72,5405	0,5297+1,6842j	1,7655	72,5410	0,7741+2,4615j	2,5804	72,5425
PLANTA CENTRO - MORÓN N°1 y N° 2								
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
0,9058+2,4242j	2,5879	69,5118	1,2118+3,2432j	3,4622	69,5121	6,8978+18,4615j	19,7080	69,5127
SANTA CLARA - CAÑA DE AZÚCAR N°1 y N°2								
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
0,173+0,516j	0,5442	71,4652	0,259+0,648j	0,6978	68,2138	0,542+0,813j	0,9771	56,3099
SANTA CLARA - GUACARA I N°1								
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
0,397+0,795j	0,8886	63,4638	0,561+1,122j	1,2544	63,4349	0,703+1,407j	1,5729	63,4512
TUCACAS - MORÓN N°1 y N°2								
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
0,1755+0,5581j	0,5850	72,5437	0,2648+0,8421j	0,8828	72,5441	0,3871+1,2308j	1,2902	72,5411

5.2. Niveles de Cortocircuito de las Subestaciones de Interés.

Mediante la elaboración de simulaciones, en la herramienta computacional mencionada, se establecen los valores de cortocircuito existentes en las subestaciones que contienen las líneas de transmisión que conciernen al estudio.

Estos valores de cortocircuito, consideran la condición del Sistema Eléctrico del estado Carabobo, en la fecha de noviembre de 2012, cabe establecer dichos niveles de cortocircuito varían según existan cambios en la topología de la red eléctrica del estado. En la Tabla 10, se resalta las plantas de generación supuestas para la determinación de los mencionados valores de cortocircuito.

Tabla 10: Plantas de Generación Consideradas.

PLANTA DE GENERACIÓN	UNIDADES													
UNIDADES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
CORO			X	X										
SAN FERNANDO	X													
PUNTO FIJO								X	X	X	X			
DABAJURO	X	X	X											
PEDRO CAMEJO	X	X												
JOSEFA CAMEJO	X													
PLANTA DEL ESTE														
PLANTA CASTILLITO	X	X	X											
PLANTA CENTRO		X	X	X										
GEN. DISTRIBUIDA	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		

La generación distribuida considerada, corresponde a la existente en la región Central, las cuales son, G.D. Guacara I, G.D. Tucacas, G.D. Coro II, G.D., Dabajuro, G.D. Pijiguaos, G.D. San Jacinto, G.D. Charallave, G.D. Camatagua, G.D. Palo Negro, G.D. Caicara, G.D. Corinsa. Las once plantas de generación distribuida hacen un aporte de potencia, cercano a 236 MVA, según los datos dados por el CND.

A continuación se presentan los valores obtenidos por la simulación realizada, en la Tabla 11, se tienen los valores de cortocircuito trifásico, junto con los

valores suministrados por CORPOELEC – CADAPE (2009), seguidamente en la Tabla 12 se establece la diferencia porcentual entre los valores citados. De igual modo, se procede a realizar en las Tablas 13 y 14 para la falla monofásica. No obstante, aun cuando no se brindaron los niveles de cortocircuito ante una falla bifásica y bifásica a tierra, se determinaron los mismos a través del paquete de simulación, con la finalidad de tener conocimiento de la magnitud de los valores de las distintas fallas del Sistema Eléctrico de Carabobo, dichas magnitudes están contenidas en las Tablas 15 y 16 respectivamente.

Tabla 11: Niveles de Cortocircuito para Falla Trifásica.

NIVELES DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO									
SUBESTACIONES	DATOS DE CORPOELEC - 2009				SUBESTACIONES	DATOS OBTENIDOS SIMULACIÓN			
	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	Ángulo Ik" [deg]	ip [kA]		Sk" [MVA]	Ik" [kA]	Ángulo Ik" [deg]	ip [kA]
CAÑA DE AZÚCAR	4045,82	20,31	-78,79	46,42	CAÑA DE AZÚCAR	4311,7	21,647	-78,68	49,016
CARABOBO	6145,54	30,85	-83,35	75,2	CARABOBO	6973,63	35,011	-83,64	85,572
GUACARA I	5243,63	26,33	-80,44	60,63	GUACARA I	5639,95	28,315	-80,19	64,795
MORÓN	2514,28	12,62	-80,64	29,42	MORÓN	3187,17	16,001	-79,99	36,949
PLANTA CENTRO	3663,87	18,39	-85,5	47,84	PLANTA CENTRO	4856,57	24,382	-85,16	63,028
SANTA CLARA	3646,93	18,31	-76,87	39,78	SANTA CLARA	3835,65	19,257	-76,61	41,471
TUCACAS	927,22	4,66	-74,25	9,55	TUCACAS	1324,66	6,65	-76,51	14,692

Tabla 12: Diferencia Porcentual Existente para Falla Trifásica.

DIFERENCIA PORCENTUAL ENTRE LOS VALORES DADOS Y OBTENIDOS				
SUBESTACIONES	NIVEL DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO			
	Sk" [%]	Ik" [%]	Ángulo Ik" [%]	ip [%]
CAÑA DE AZÚCAR	6,57	6,58	0,14	5,59
CARABOBO	13,47	13,49	0,35	13,79
GUACARA I	7,56	7,54	0,31	6,87
MORÓN	26,76	26,79	0,81	25,59
PLANTA CENTRO	32,55	32,58	0,40	31,75
SANTA CLARA	5,17	5,17	0,34	4,25
TUCACAS	42,86	42,70	3,04	53,84

Tabla 13: Niveles de Cortocircuito para Falla Monofásica.

NIVELES DE CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO									
SUBESTACIONES	DATOS DE CORPOELEC - 2009				SUBESTACIONES	DATOS OBTENIDOS SIMULACIÓN			
	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	Ángulo Ik" [deg]	ip [kA]		Sk" [MVA]	Ik" [kA]	Ángulo Ik" [deg]	ip [kA]
CAÑA DE AZÚCAR	1346,19	20,275	-79,343	46,333	CAÑA DE AZÚCAR	1370,56	20,642	-79,18	46,74
CARABOBO	1965,424	29,602	-81,584	72,151	CARABOBO	2363,23	35,593	-82,02	87
GUACARA I	1440,378	21,694	-77,766	49,962	GUACARA I	1602,57	24,137	-78	55,23
MORÓN	642,387	9,657	-77,349	22,552	MORÓN	829,15	12,488	-77,07	28,84
PLANTA CENTRO	1369,873	20,632	-86,318	53,657	PLANTA CENTRO	1852,01	27,894	-86,14	72,11
SANTA CLARA	1114,968	16,793	-76,997	36,485	SANTA CLARA	1137,27	17,129	-76,77	36,89
TUCACAS	197,85	2,98	-72,335	6,115	TUCACAS	439,27	6,619	-79,83	14,62

Tabla 14: Diferencia Porcentual Existente para Falla Monofásica

DIFERENCIA PORCENTUAL ENTRE LOS VALORES DADOS Y OBTENIDOS				
SUBESTACIONES	NIVEL DE CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO			
	Sk" [%]	Ik" [%]	Ángulo Ik" [%]	ip [%]
CAÑA DE AZÚCAR	1,81	1,81	0,21	0,88
CARABOBO	20,24	20,24	0,53	20,58
GUACARA I	11,26	11,26	0,30	10,54
MORÓN	29,07	29,32	0,36	27,88
PLANTA CENTRO	35,20	35,20	0,21	34,39
SANTA CLARA	2,00	2,00	0,29	1,11
TUCACAS	122,02	122,11	10,36	139,08

En las Tablas 12 y 14, en las cuales podemos apreciar la diferencia porcentual entre los valores que maneja CORPOELEC – CADAPE, cuyos valores corresponden a la situación eléctrica del Sistema Eléctrico para el año 2009 y los valores simulados contemplando la condición actual, se puede apreciar que existen subestaciones donde el nivel de cortocircuito ha variado más de un 20% su valor para una falla monofásica, la cual, por datos suministrados por la empresa suministradora del servicio eléctrico, es el tipo de falla más recurrente en el Sistema Eléctrico Nacional, lo cual lleva a considerar que los ajustes de las protecciones deben variarse a las condiciones actuales para asegurar el funcionamiento adecuado de las mismas.

Tabla 15: Niveles de Cortocircuito para Falla Bifásica.

NIVELES DE CORTOCIRCUITO BIFÁSICO					
SUBESTACIONES	DATOS DOBTENIDOS SIMULACIÓN				
	FASES	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	Ángulo Ik" [deg]	ip [kA]
CAÑA DE AZÚCAR	B	1243,81	18.733	-168,75	42,42
	C			11,25	
CARABOBO	B	1990,18	29,975	-173,17	73,26
	C			6,83	
GUACARA I	B	1612,75	24,29	-170,09	55,58
	C			9,91	
MORÓN	B	930,07	14,008	-170,27	32,35
	C			9,73	
PLANTA CENTRO	B	1427,49	21,5	-175,52	55,58
	C			4,48	
SANTA CLARA	B	1105,07	16,644	-166,63	35,84
	C			13,37	
TUCACAS	B	382,92	5,767	-167,25	12,74
	C			12,75	

Tabla 16: Niveles de Cortocircuito para Falla Bifásica a Tierra.

NIVELES DE CORTOCIRCUITO BIFÁSICO A TIERRA					
SUBESTACIONES	DATOS DOBTENIDOS SIMULACIÓN				
	FASES	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	Ángulo Ik" [deg]	ip [kA]
CAÑA DE AZÚCAR	B	1397,91	21,054	163,3	48,22
	C	1413,81	21,294	38,9	85,07
CARABOBO	B	2384,94	35,92	155,56	87,8
	C	2311	34,807	38,85	87,8
GUACARA I	B	1806,44	27,207	166,79	62,26
	C	1720,13	25,907	34,18	59,29
MORÓN	B	1016,69	15,313	170,63	35,36
	C	955,6	14,393	30,15	33,24
PLANTA CENTRO	B	1746,45	26,304	147,74	68
	C	1777,11	26,766	40,62	69,19
SANTA CLARA	B	1217,11	18,331	168,4	39,48
	C	1220,61	18,384	38,26	39,59
TUCACAS	B	425,23	6,405	162,26	14,15
	C	455,46	6,86	41,47	15,15

5.3. Ajustes de las Zonas de Protección sin considerar el Efecto *Infeed*.

Estos son los valores básicos establecidos por los criterios de ajustes expuestos en el Capítulo IV, en el apartado 4.2. Ajustes de las Zonas de Protección,

donde no se consideran los diferentes contribuciones de corriente que son aportadas por las fuentes de tensión que alimentan a las líneas de transmisión. Estos ajustes son aplicables en sistemas radiales o en los cuales el efecto de fuentes intermedias no es aplicable, ya que sólo una fuente aporta corriente al estado de falla.

En la Tabla 17, se detalla la línea de transmisión a proteger y la línea adyacente más corta en la subestación remota, dicha línea adyacente es determinada por el valor del SIR que presenta, de igual modo se aprecian los valores de las relaciones de los transformadores de medición.

Tabla 17: Líneas de Transmisión de Interés y Relaciones de los TC y TP.

SUBESTACIÓN	LÍNEA A PROTEGER	LÍNEA ADYACENTE MÁS CORTA	RTC	RTP
CAÑA DE AZÚCAR	CAÑA DE AZÚCAR - SANTA CLARA N°1 y N°2	SANTA CLARA - GUACARA I N°1	500/1	$(115000/\sqrt{3})/(110/\sqrt{3})$
CARABOBO	CARABOBO - GUACARA I N°1	GUACARA I - GUACARA II	300/5	$(115000/\sqrt{3})/(110/\sqrt{3})$
GUACARA I	GUACARA I - SANTA CLARA N°1	SANTA CLARA - CAÑA DE AZÚCAR N°1	300/5	$(115000/\sqrt{3})/(110/\sqrt{3})$
	GUACARA I - CARABOBO N°1	CARABOBO – FLOR AMARILLO N°1	300/5	$(115000/\sqrt{3})/(110/\sqrt{3})$
MORÓN	MORÓN - PLANTA CENTRO N°1 Y N°2	PLANTA CENTRO - PETROQUÍMICA N°1	750/5	$(115000/\sqrt{3})/(110/\sqrt{3})$
	MORÓN - TUCACAS N°1 y N°2	TUCACAS - YARACAL N°1	750/5	$(115000/\sqrt{3})/(110/\sqrt{3})$
PLANTA CENTRO	PLANTA CENTRO - MORÓN N°1 y N°2	MORÓN - TUCACAS N°1	750/1	$(115000/\sqrt{3})/(110/\sqrt{3})$
SANTA CLARA	SANTA CLARA - CAÑA DE AZÚCAR N°1 y N°2	CAÑA DE AZÚCAR - LA CABRERA N°1	500/5	$(115000/\sqrt{3})/(110/\sqrt{3})$
	SANTA CLARA - GUACARA I N°1	GUACARA I - GUACARA II	500/5	$(115000/\sqrt{3})/(110/\sqrt{3})$
TUCACAS	TUCACAS - MORÓN N°1 y N°2	MORÓN - PLANTA CENTRO N°1	600/5	$(115000/\sqrt{3})/(110/\sqrt{3})$

En la Tabla 18 se muestran los ajustes bajo las condiciones mencionadas previamente, los valores se encuentran expresados en valores secundarios de ohmios, es decir, valores vistos directamente por el equipo de protección, luego de aplicarse la relación de transformación de los transformadores de medición, este es el valor de ajuste básico de los relés de distancia, posteriormente se le adiciona el efecto *infeed*

Tabla 18: Ajuste de los Relés de Distancia sin considerar el efecto *infeed*.

SUBESTACIÓN	AJUSTE DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN DE LOS RELÉS DE DISTANCIA - VALORES SECUNDARIOS - SIN EFECTO INFEED								
CAÑA DE AZÚCAR	CAÑA DE AZÚCAR - SANTA CLARA N°1 y N°2								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
	0,5079+1,4372j	1,5244	70,5351	0,9155+2,5756j	2,7335	70,4320	2,0378+5,6919j	6,04577498	70,30193471
CARABOBO	CARABOBO - GUACARA I N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
	0,0789+0,2372j	0,2500	71,5875	0,1063+0,3198j	0,3370	71,6106	0,1367+0,4128j	0,4349	71,6771
GUACARA I	GUACARA I - SANTA CLARA N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
	0,13467+0,3739j	0,3975	70,1946	0,1836+0,5106j	0,5426	70,2233	0,2445+0,6830j	0,7255	70,3019
	GUACARA I - CARABOBO N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
0,0789+0,2372j	0,2500	71,5875	0,0991+0,2995j	0,3154	71,6913	0,1007+0,3114j	0,3273	72,0880	
MORÓN	MORÓN - PLANTA CENTRO N°1 y N°2								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
	0,1524+0,4312j	0,4573	70,5321	0,1980+0,5535j	0,5878	70,3128	0,2280+0,6115j	0,6526	69,5446

	MORÓN - TUCACAS N°1 y N°2									
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
	0,7619+2,1559j	2,2865	70,5351	1,0715+3,0317j	3,2155	70,5351	1,5477+4,3791j	4,6445	70,5351	
PLANTA CENTRO	PLANTA CENTRO - MORÓN N°1 y N° 2									
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
	0,7621+2,1559j	2,2866	70,5321	1,9050+5,3897j	5,7165	70,5336	5,7147+16,1689j	17,1492	70,5346	
SANTA CLARA	SANTA CLARA - CAÑA DE AZÚCAR N°1 y N°2									
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
		0,1016+0,2874j	0,3049	70,5351	0,1503+0,4295j	0,4550	70,7062	0,2438+0,7101j	0,7508	71,0534
	SANTA CLARA - GUACARA I N°1									
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]		
	0,2245+0,6233j	0,6625	70,1946	0,2932+0,8179j	0,8689	70,2750	0,3439+0,9730j	1,0320	70,5329	
TUCACAS	TUCACAS - MORÓN N°1 y N°2									
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
	0,6096+1,7247j	1,8292	70,5350	0,7924+2,2421j	2,3780	70,5350	0,9144+2,5870j	2,7439	70,5346	

5.4. Valores de Impedancia de los Transformadores de Potencia.

Es deseable que los relés de distancia brinden protección a los transformadores de potencia en la subestación remota a la cual pertenece la línea a proteger, con la finalidad de ser un respaldo ante cualquier eventualidad ocurrida en dicho equipo de transformación, de igual modo, es indispensable que la protección de distancia no opere para un nivel de tensión distinto al de la línea de transmisión protegida, por lo cual, se establece la consideración de la impedancia equivalente de los transformadores conectados en la subestación remota citada en el Capítulo IV, en el punto 4.2.2.1. donde se estima un 80% de la impedancia equivalente de los transformadores de potencia en la subestación remota.

Aun cuando es propicio que la protección de distancia brinde respaldo a las protecciones del equipo de transformación, esto sólo será posible si la impedancia equivalente citada anteriormente, se ubica dentro de la curva característica de la zona de protección de un relé tipo MHO, dado esta premisa se desea verificar si los transformadores conectados a las distintas subestaciones trabajadas están siendo protegidos o no, por los distintos relés de distancia a los cuales se procede a aplicar el ajuste de sus zonas de protección.

En la tabla a continuación, Tabla 19, se muestran los valores de las impedancias de los transformadores a considerar, las cuales son de naturaleza puramente reactivas, se exponen los valores de impedancia de cada uno de los transformadores pertenecientes a cada subestación, así como también la impedancia equivalente, la impedancia equivalente a considerar (80% de la total) y finalmente el valor de la impedancia en valores de ohmios secundarios que es el valor que se dispondrá a verificar en los diagramas R-X de la característica MHO de los relés de distancia. Estas impedancias de los transformadores fueron obtenidas mediante el proceso de inspección realizado en el universo de subestaciones que interesan para la elaboración de este trabajo.

Tabla 19: Impedancia Equivalente de los Transformadores.

REACTANCIA DE CORTOCIRCUITO EXPRESADO EN VALORES SECUNDARIOS							
S/E CAÑA DE AZÚCAR [Visto desde Santa Clara]							
TX / ATX	Xcc (%)	S [MVA]	V [kV]	X [Ω] prim	Xeq [Ω]	80% Xeq [Ω]	80% Xeq [Ω] sec
AT1	7,48	100	115	9,8923	4,9528	3,9622	0,3790
AT2	7,5	100	115	9,9188			
S/E CARABOBO [Visto desde GUACARA I]							
TX / ATX	Xcc (%)	S [MVA]	V [kV]	X [Ω] prim	Xeq [Ω]	80% Xeq [Ω]	80% Xeq [Ω] sec
T1	10,51	36	115	38,6097	10,0540	8,0432	0,4616
T2	10,44	36	115	38,3525			
T3	11,38	36	115	41,8057			
T4	11,55	36	115	42,4302			
S/E GUACARA I [Visto desde CARABOBO]							
TX / ATX	Xcc (%)	S [MVA]	V [kV]	X [Ω] prim	Xeq [Ω]	80% Xeq [Ω]	80% Xeq [Ω] sec
T1	10,37	30	115	45,7144	11,4732	9,1786	0,5268
T2	10,41	30	115	45,8908			
T3	12,1	30	115	53,3408			
T4	11	36	115	40,4097			
S/E GUACARA I [Visto desde Santa Clara]							
TX / ATX	Xcc (%)	S [MVA]	V [kV]	X [Ω] prim	Xeq [Ω]	80% Xeq [Ω]	80% Xeq [Ω] sec
T1	10,37	30	115	45,7144	11,4732	9,1786	0,8779
T2	10,41	30	115	45,8908			
T3	12,1	30	115	53,3408			
T4	11	36	115	40,4097			
S/E MORÓN [Visto desde PLANTA CENTRO]							
TX / ATX	Xcc (%)	S [MVA]	V [kV]	X [Ω] prim	Xeq [Ω]	80% Xeq [Ω]	80% Xeq [Ω] sec
T1	9,68	30	115	42,6727	13,3798	10,7038	7,6788
T2	8,32	30	115	36,6773			
T3	10,05	7,5	115	177,2150			
T4	8,19	10	115	108,3128			
T5	8,25	10	115	109,1063			
S/E MORÓN [Visto desde TUCACAS]							
TX / ATX	Xcc (%)	S [MVA]	V [kV]	X [Ω] prim	Xeq [Ω]	80% Xeq [Ω]	80% Xeq [Ω] sec
T1	9,68	30	115	42,6727	13,3798	10,7038	1,2286
T2	8,32	30	115	36,6773			
T3	10,05	7,5	115	177,2150			
T4	8,19	10	115	108,3128			
T5	8,25	10	115	109,1063			

S/E PLANTA CENTRO [Visto desde MORÓN]							
TX / ATX	Xcc (%)	S [MVA]	V [kV]	X [Ω] prim	Xeq [Ω]	80% Xeq [Ω]	80% Xeq [Ω] sec
AT1	7,49	100	115	9,9055	2,4125	1,9300	0,2769
AT2	7,49	100	115	9,9055			
AT3	7,37	100	115	9,7468			
AT4	7,49	100	115	9,9055			
T1	8,35	10	115	110,4288			
S/E SANTA CLARA [Visto desde CAÑA DE AZÚCAR]							
TX / ATX	Xcc (%)	S [MVA]	V [kV]	X [Ω] prim	Xeq [Ω]	80% Xeq [Ω]	80% Xeq [Ω] sec
T1	9,68	36	115	35,5606	14,2004	11,3603	5,4332
T2	14,78	30	115	65,1552			
T3	10,1	36	115	37,1035			
S/E SANTA CLARA [Visto desde GUACARA I]							
TX / ATX	Xcc (%)	S [MVA]	V [kV]	X [Ω] prim	Xeq [Ω]	80% Xeq [Ω]	80% Xeq [Ω] sec
T1	9,68	36	115	35,5606	14,2004	11,3603	0,6520
T2	14,78	30	115	65,1552			
T3	10,1	36	115	37,1035			
S/E TUCACAS [Visto desde MORÓN]							
TX / ATX	Xcc (%)	S [MVA]	V [kV]	X [Ω] prim	Xeq [Ω]	80% Xeq [Ω]	80% Xeq [Ω] sec
T1	11,46	36	115	42,0996	14,1723	11,3378	1,6267
T2	11,32	36	115	41,5853			
T3	11,96	36	115	43,9364			

5.5. Ajuste de los Relés de Distancia considerando el Efecto *Infeed*.

Como se mencionó previamente, el estado Carabobo posee un Sistema de Potencia con una característica mallada muy predominante, por lo que, al momento de la ocurrencia de alguna falla, los aportes de corriente efectuados por las fuentes de tensión a dicha condición son apreciables, dado esta consideración intrínseca de los sistemas mallados, el efecto de las fuentes intermedias no puede ser despreciado, ya que se corre el riesgo inminente de efectuar un ajuste errático de las protecciones y con esto incumplir con la finalidad de cualquier sistema de protección, que es salvaguardar los equipos que conforman al sistema de potencia.

Bajo las consideraciones expuestas, se plantean los ajustes de los relés considerando los distintos aportes de corriente de las fuentes de tensión presentes en

el Sistema de Potencia de Carabobo, partiendo desde los ajustes básicos establecidos en la Tabla 18, por lo que la variación que se presenta a los valores dados corresponde a las contribuciones descritas por todas las fuentes que se hallan intermedias a la línea de transmisión. En la Tabla 21 se observa el valor numérico del efecto *infeed*.

Los ajustes de los relés son establecidos bajo la premisa de la actuación de los mismos bajo una condición de falla monofásica, destacando que la impedancia medida por las unidades de tierra de los relés debe coincidir imperativamente con el valor de ajuste de las zonas de protección, para asegurar la selectividad y confiabilidad de las zonas de protección de los relés y con ello establecer un ajuste adecuado de dicho dispositivo de protección. El argumento por el cual se estableció el ajuste de las protecciones ante una falla del tipo monofásica a tierra, se comentó en el Capítulo IV, en el punto 4.3.

El procedimiento para la obtención de los valores expresados en la Tabla 20, en la cual se observan los ajustes propuestos bajo la condición de falla monofásica considerando el efecto de fuentes intermedias se explica detalladamente en el [ANEXO 6], así mismo se ejemplifica el cálculo del ajuste de protección de una de las líneas de transmisión. Los archivos obtenidos de las simulaciones practicadas al sistema se adjuntan en un CD, el cual contiene material complementario que permite entender los diversos tipos de relés de distancia con los que se protegen las diversas líneas de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional.

Las simulaciones realizadas con el *software* computacional DigSilent Power Factory, siguieron las consideraciones expresadas en el Capítulo IV, en el punto 4.5. donde se establecieron fallas al 10% y al 80% de la longitud de la línea a proteger, de igual forma, se ubicaron fallas al 20% y al 100% de la longitud de la línea adyacente más corta, los cuales se definen como los valores umbrales de las distintas zonas de protección.

Tabla 20: Ajuste de los Relés de Distancia considerando el efecto *infeed*.

SUBESTACIÓN	AJUSTE DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN DE LOS RELÉS DE DISTANCIA - VALORES SECUNDARIOS - CON EFECTO INFEED								
CAÑA DE AZÚCAR	CAÑA DE AZÚCAR - SANTA CLARA N°1 y N°2								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
	0,4625+1,1133j	1,2055	67,4425	1,2488+2,9395j	3,1937	66,9830	2,2755+5,0681j	5,5555	65,8203
CARABOBO	CARABOBO - GUACARA I N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
	0,1132+0,2521j	0,2763	65,8126	0,2209+0,4803j	0,5287	65,2994	0,3609+0,8459j	0,9197	66,8885
GUACARA I	GUACARA I - SANTA CLARA N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
	0,1725+0,3726j	0,4106	65,1552	0,3063+0,6309j	0,7013	64,1030	0,2809+0,6157j	0,6768	65,4754
	GUACARA I - CARABOBO N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
0,10201+0,2325j	0,2539	66,3161	0,1752+0,3787j	0,4173	65,1705	0,1660+0,3739j	0,4091	66,0559	
MORÓN	MORÓN - PLANTA CENTRO N°1 y N°2								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
	0,1510+0,3678j	0,3976	67,6734	0,5707+1,0933j	1,2333	62,4360	1,3005+2,1181j	2,4855	58,4490

MORÓN - TUCACAS N°1 y N°2									
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
0,9530+2,1531j	2,3546	66,1235	1,8603+3,7895j	4,2215	63,8537	3,0346+5,7024j	6,4596	61,9800	
PLANTA CENTRO - MORÓN N°1 y N° 2									
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
1,1549+2,5996j	2,8446	66,0459	4,3312+9,5468j	10,4833	65,5970	7,7259+17,9627j	19,5537	66,7270	
SANTA CLARA - CAÑA DE AZÚCAR N°1 y N°2									
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
0,1359+0,2825j	0,3135	64,2987	0,4030+0,7045j	0,8116	60,2283	1,3906+2,4473j	2,8148	60,3946	
SANTA CLARA - GUACARA I N°1									
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
0,2887+0,6194j	0,6834	65,0130	0,4824+1,0469j	1,1528	65,2618	0,8851+1,87356j	2,0721	64,7132	
TUCACAS - MORÓN N°1 y N°2									
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
0,7728+1,7265j	1,8916	65,8856	1,1467+2,6434j	2,8814	66,5488	1,1955+2,7665j	3,0138	66,6285	

Tabla 21: Aporte de las Fuentes Intermedias Considerados en los Ajustes.

SUBESTACIÓN	EFECTO INFEED PRESENTE EN LOS AJUSTES DE LOS RELÉS DE DISTANCIA								
CAÑA DE AZÚCAR	CAÑA DE AZÚCAR - SANTA CLARA N°1 y N°2								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
	-0,0454-0,3239j	0,3271	-97,9790	0,3333+0,3639j	0,4935	47,5131	0,2377-0,6238j	0,6676	-69,1406
CARABOBO	CARABOBO - GUACARA I N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
	0,0343+0,0149j	0,0374	23,4802	0,1146+0,1605j	0,1972	54,4725	0,2242+0,4331j	0,4877	62,6311
GUACARA I	GUACARA I - SANTA CLARA N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
	0,0378-0,0013j	0,0378	-1,9697	0,1227+0,1203j	0,1718	44,4341	0,0364-0,0673j	0,0765	-61,5927
	GUACARA I - CARABOBO N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
0,0231-0,0047j	0,0236	-11,5006	0,0761+0,0792j	0,1098	46,1436	0,0653+0,0625j	0,0904	43,7449	
MORÓN	MORÓN - PLANTA CENTRO N°1 y N°2								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
	-0,0014-0,0634j	0,0634	-91,2650	0,3727+0,5398j	0,6560	55,3772	1,0725+1,5066j	1,8494	54,5542

MORÓN - TUCACAS N°1 y N°2									
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
0,1911-0,0028j	0,1911	-0,8394	0,7888+0,7578j	1,0938	43,8517	1,4869+1,3233j	1,9905	41,6682	
PLANTA CENTRO - MORÓN N°1 y N°2									
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
0,3928+0,4437j	0,5926	48,4821	2,4262+4,1571j	4,8133	59,7310	2,0112+1,7938j	2,6949	41,7299	
SANTA CLARA - CAÑA DE AZÚCAR N°1 y N°2									
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
0,0343-0,0049j	0,0346	-8,1301	0,2527+0,275j	0,3735	47,4198	1,1468+1,7372j	2,0816	56,5695	
SANTA CLARA - GUACARA I N°1									
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
0,0642-0,0039j	0,0643	-3,4763	0,1892+0,229j	0,2970	50,4365	0,5412+0,90056j	1,0507	58,9958	
TUCACAS - MORÓN N°1 y N°2									
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
0,1632+0,0018j	0,1632	0,6319	0,3543+0,4013j	0,5353	48,5593	0,2811+0,1795j	0,3335	32,5608	

5.6. Diagramas R-X de los Relés de Distancia tipo MHO.

Con la finalidad de establecer de manera visual los ajustes expresados anteriormente de la Tabla 20, se establecen los distintos gráficos de reactancia versus resistencia, es decir, el diagrama típico de un relé de distancia tipo MHO.

Los diagramas R-X, tienen el objetivo representar gráficamente las tres zonas de protección, así como la ubicación de las impedancias de fallas vistas o censadas por el relé al momento de la ocurrencia de la perturbación monofásica, dichas impedancias se presentan en la Tabla 22.

Del mismo modo, se visualiza la ubicación de la impedancia equivalente considerada de los transformadores de potencia que se encuentran conectados en la subestación remota a la línea de transmisión, así mismo, se puede apreciar si la protección de distancia brinda respaldo y protección a los transformadores de potencia.

Aparte de los distintos diagramas R-X de las líneas de transmisión estudiadas, se exponen los diagramas de la red de potencia vistos desde cada subestación que contienen las citadas líneas de transmisión, con el objetivo de visualizar la línea de transmisión a proteger así como la línea adyacente más corta, así mismo, se observan las distintas condiciones que se presentan en el sistema para la línea de transmisión estudiada.

A continuación de los distintos diagramas mencionados, se presenta la Tabla 23, en la que se cuantifica el porcentaje que representa los distintos ajustes de las zonas de protección sobre el valor de la impedancia de la línea, bien sea sobre la línea a proteger o la línea adyacente más corta, según sea el caso de la zona a considerar. Este indicador se evalúa con el objetivo de entender que tan representativo es el aporte de las fuentes intermedias sobre el valor de impedancia de la línea.

Tabla 22: Impedancias Censadas para una Falla Monofásicas.

SUBESTACIÓN	MEDICIONES DE IMPEDANCIA CENSADA POR EL RELÉ ANTE FALLA MONOFÁSICA											
CAÑA DE AZÚCAR	CAÑA DE AZÚCAR - SANTA CLARA N°1 y N°2											
	10% Z1			80% Z1			100% Z1 + 20% Z2			100% Z1 + 100% Z2		
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
	0,0804+0,1835j	0,2003	66,3512	0,4625+1,1133j	1,2055	67,4425	1,2488+2,9395j	3,1937	66,9830	2,2755+5,0681j	5,5555	65,8203
CARABOBO	CARABOBO - GUACARA I N°1											
	10% Z1			80% Z1			100% Z1 + 20% Z2			100% Z1 + 100% Z2		
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
	0,0124+0,0278j	0,0304	65,9980	0,1132+0,2521j	0,2763	65,8126	0,2209+0,4803j	0,5287	65,2994	0,3609+0,8459j	0,9197	66,8885
GUACARA I	GUACARA I - SANTA CLARA N°1											
	10% Z1			80% Z1			100% Z1 + 20% Z2			100% Z1 + 100% Z2		
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
	0,0213+0,0507j	0,0550	67,1714	0,1725+0,3726j	0,4106	65,1552	0,3063+0,6309j	0,7013	64,1030	0,2809+0,6157j	0,6768	65,4754
	GUACARA I - CARABOBO N°1											
	10% Z1			80% Z1			100% Z1 + 20% Z2			100% Z1 + 100% Z2		
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
0,0118+0,0267j	0,0292	66,1093	0,1020+0,2325j	0,2539	66,3161	0,1752+0,3787j	0,4173	65,1705	0,1660+0,3739j	0,4091	66,0559	
MORÓN	MORÓN - PLANTA CENTRO N°1 y N°2											
	10% Z1			80% Z1			100% Z1 + 20% Z2			100% Z1 + 100% Z2		
	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]
	0,0179+0,0419j	0,0457	66,8645	0,1510+0,3678j	0,3976	67,6734	0,5707+1,0933j	1,2333	62,4360	1,3005+2,1181j	2,4855	58,4490

MORÓN - TUCACAS N°1 y N°2												
10% Z1			80% Z1			100% Z1 + 20% Z2			100% Z1 + 100% Z2			
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
0,1200+0,2691j	0,2946	65,9613	0,9530+2,1531j	2,3546	66,1235	1,8603+3,7895j	4,2215	63,8537	3,0346+5,7024j	6,4596	61,9800	
PLANTA CENTRO - MORÓN N°1 y N° 2												
10% Z1			80% Z1			100% Z1 + 20% Z2			100% Z1 + 100% Z2			
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
0,1193+0,2715j	0,2965	66,2856	1,1549+2,5996j	2,8446	66,0459	4,3312+9,5468j	10,4833	65,5970	7,7259+17,9627j	19,5537	66,7270	
SANTA CLARA - CAÑA DE AZÚCAR N°1 y N°2												
10% Z1			80% Z1			100% Z1 + 20% Z2			100% Z1 + 100% Z2			
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
0,0204+0,0433j	0,0479	64,7141	0,1359+0,2825j	0,3135	64,2987	0,4030+0,7045j	0,8116	60,2283	1,3906+2,4473j	2,8148	60,3946	
SANTA CLARA - GUACARA I N°1												
10% Z1			80% Z1			100% Z1 + 20% Z2			100% Z1 + 100% Z2			
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
0,0362+0,0775j	0,0855	64,9937	0,2887+0,6194j	0,6834	65,0130	0,4824+1,0469j	1,1528	65,2618	0,8851+1,8736j	2,0721	64,7132	
TUCACAS - MORÓN N°1 y N°2												
10% Z1			80% Z1			100% Z1 + 20% Z2			100% Z1 + 100% Z2			
(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	(R + jX) [Ω]	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	
0,0961+0,2149j	0,2354	65,9010	0,7728+1,7265j	1,8916	65,8856	1,1467+2,6434j	2,8814	66,5488	1,1955+2,7665j	3,0138	66,6285	

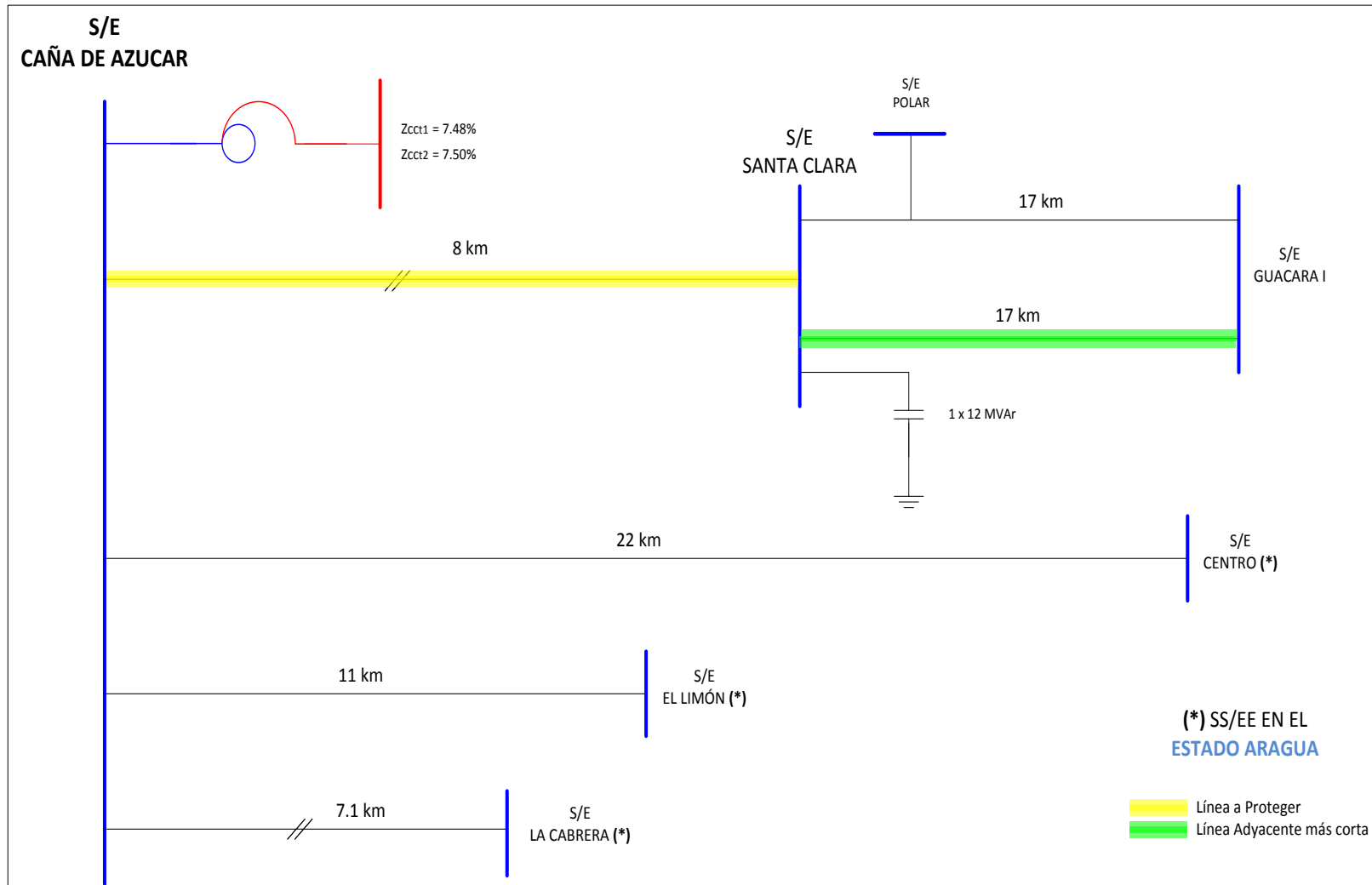


Gráfico 6: Red de transmisión vista desde la S/E Caña de Azúcar.

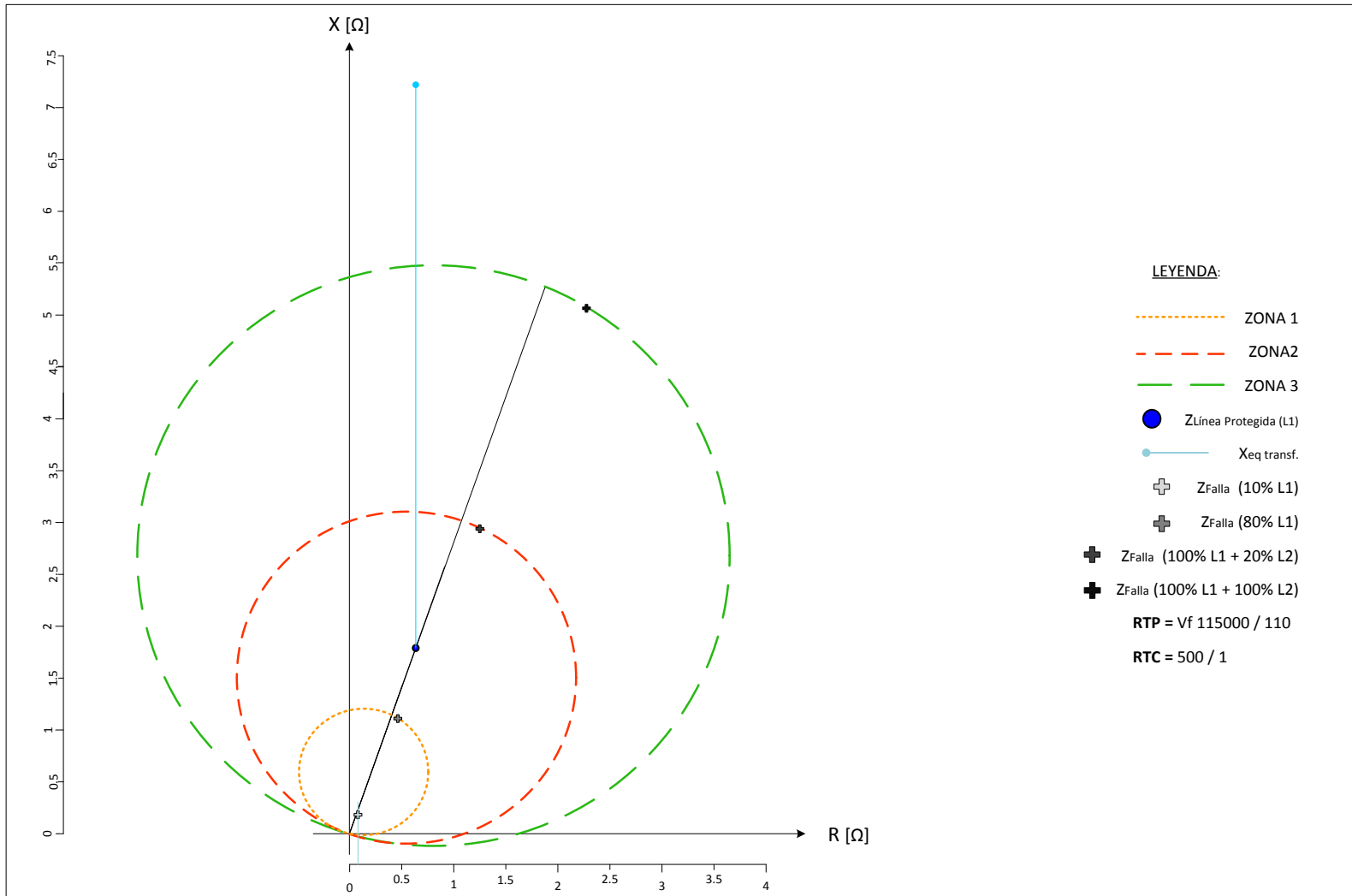


Gráfico 7: Diagrama R-X del relé de distancia para las líneas Caña de Azúcar – Santa Clara N° 1 y N° 2.

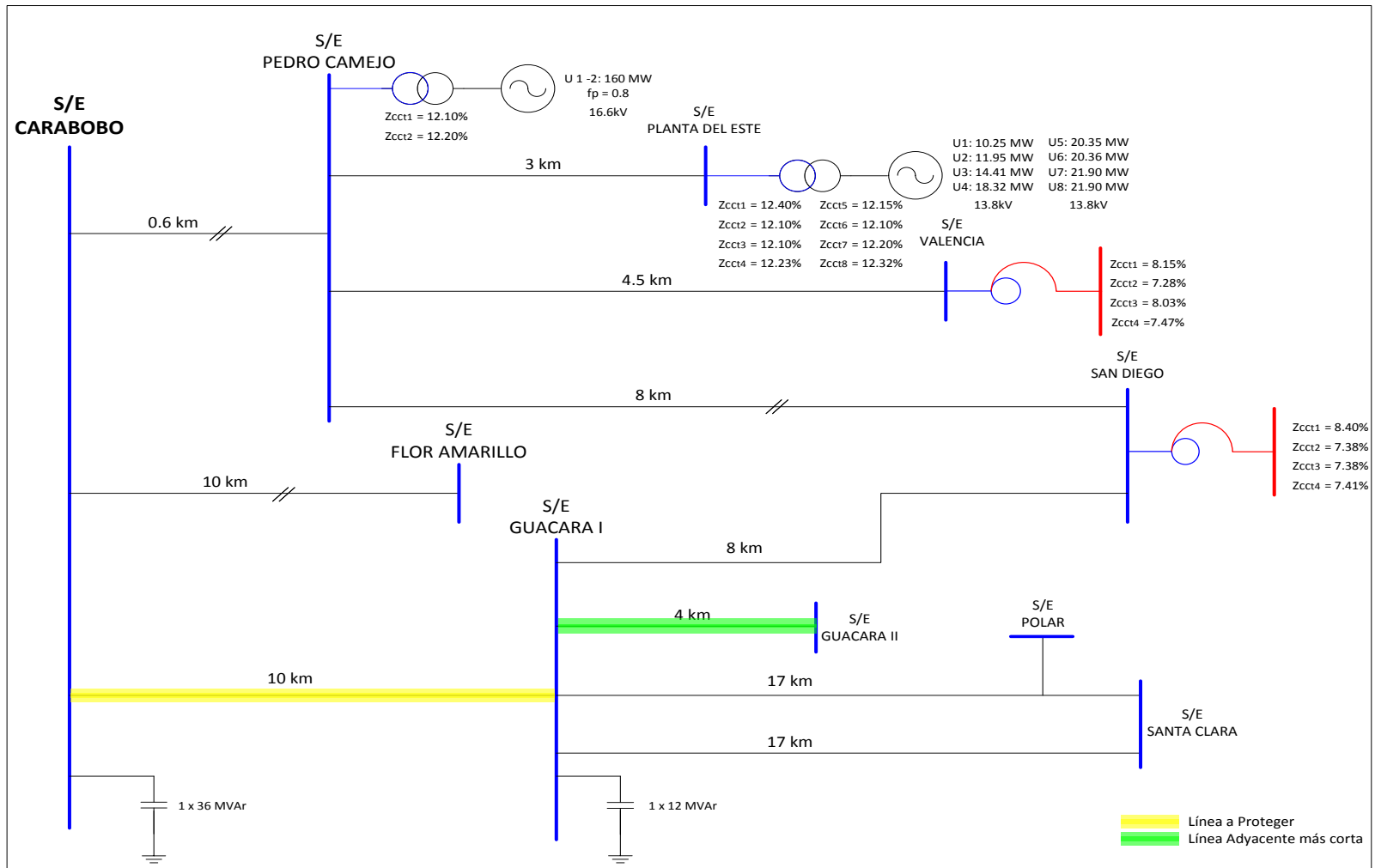


Gráfico 8: Red de transmisión vista desde la S/E Carabobo.

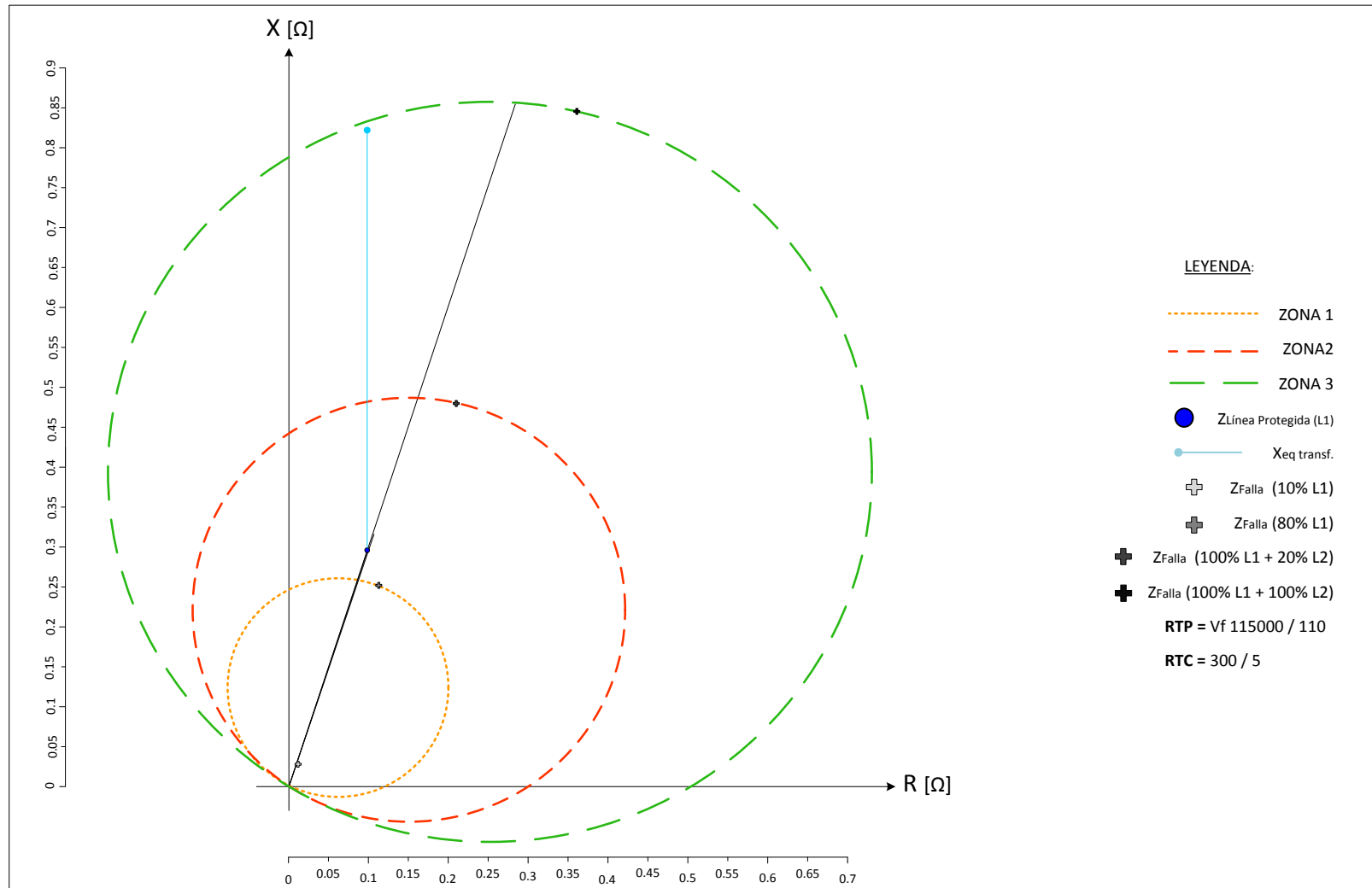


Gráfico 9: Diagrama R-X del relé de distancia para la línea Carabobo – Guacara I N° 1.

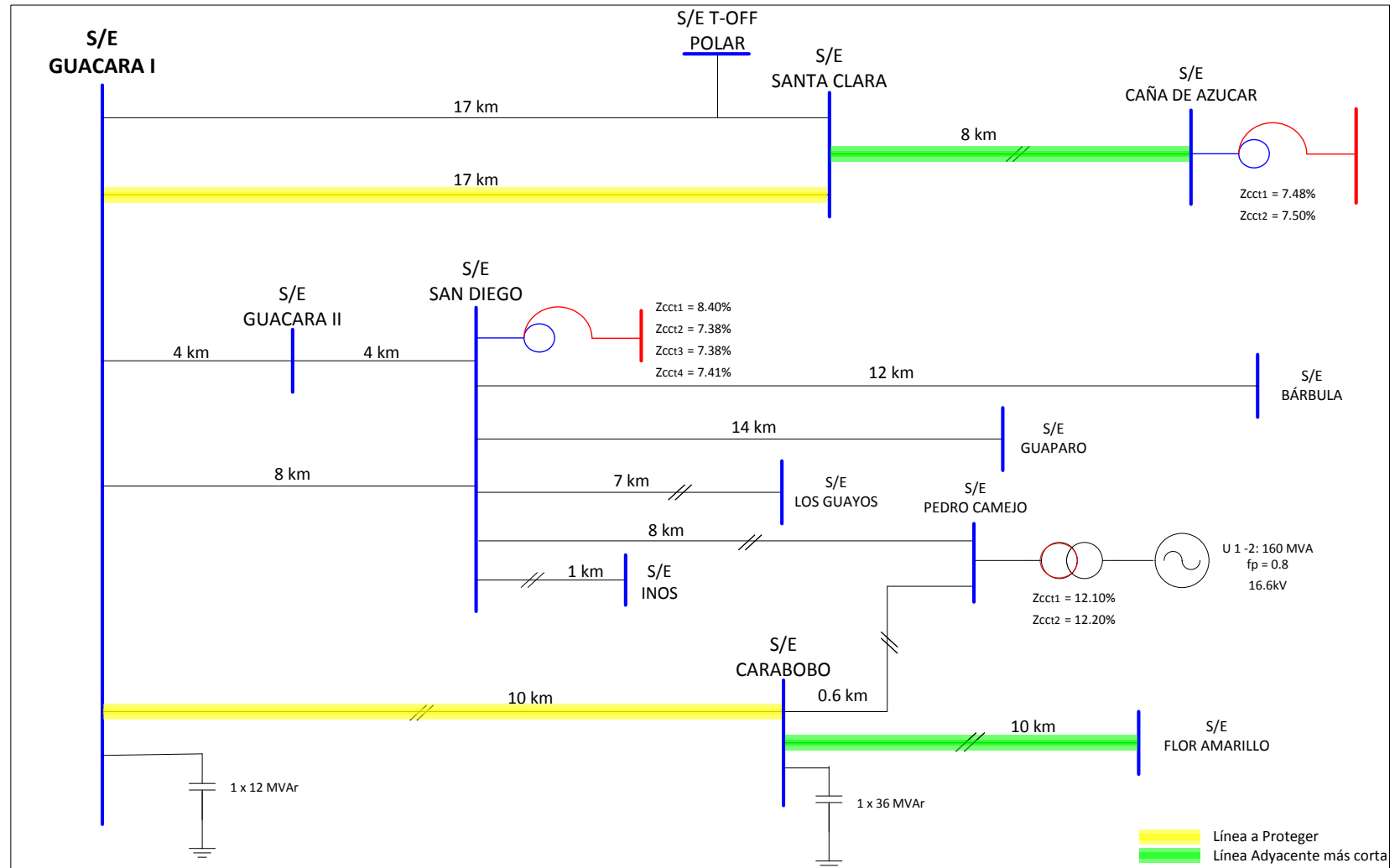


Gráfico 10: Red de transmisión vista desde la S/E Guacara I.

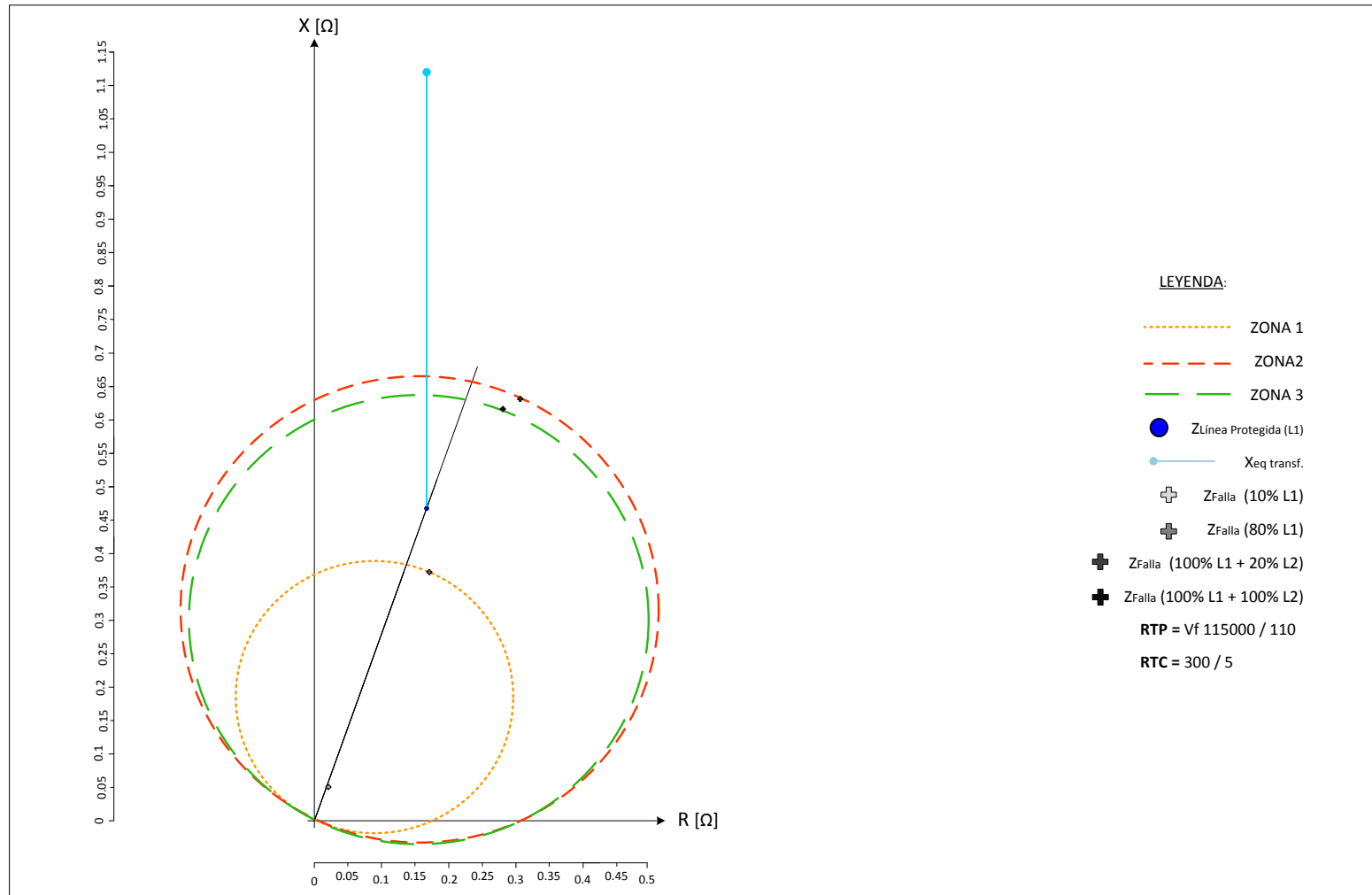


Gráfico 11: Diagrama R-X del relé de distancia para la línea Guacara I – Santa Clara N° 1.

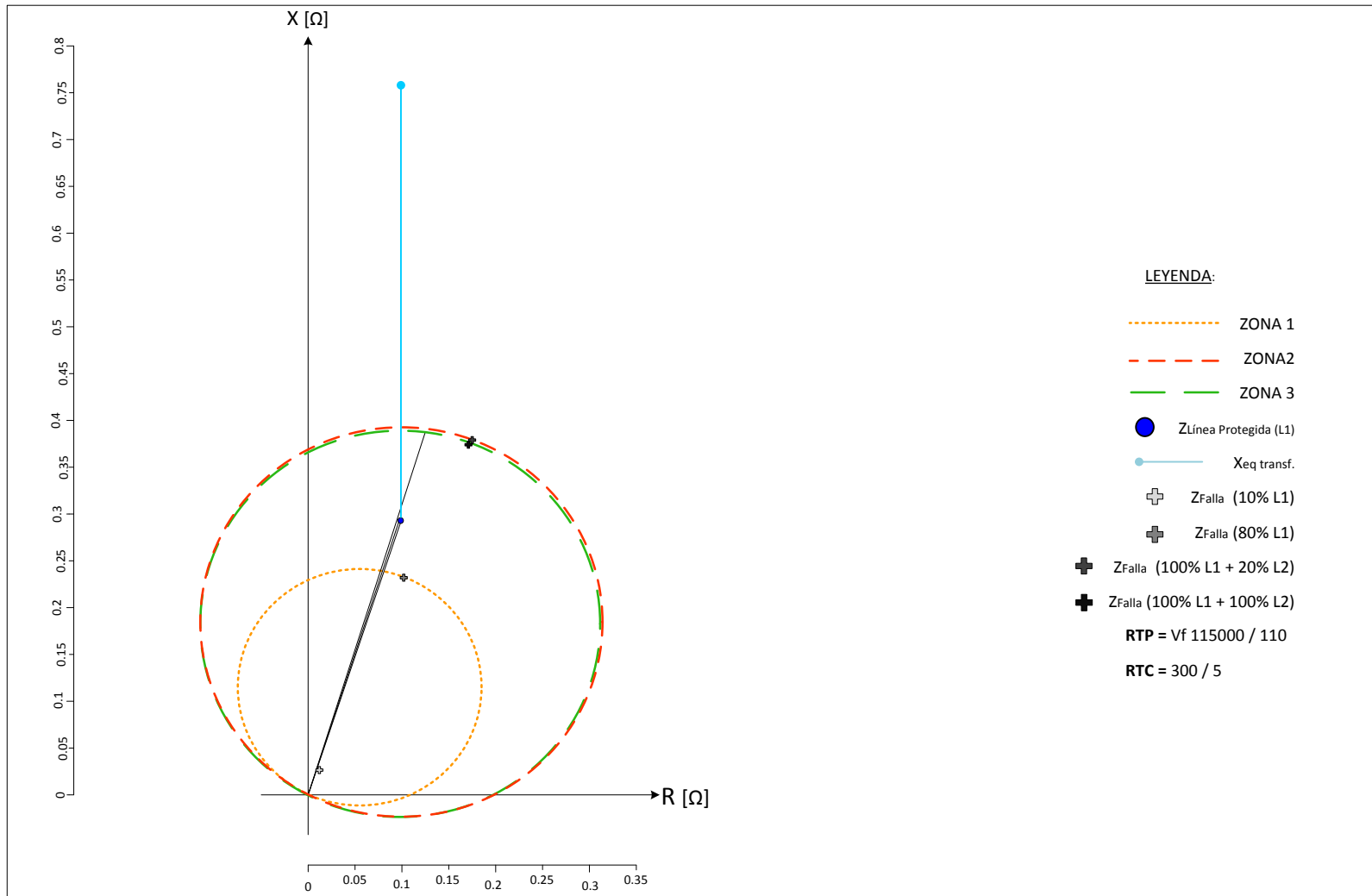


Gráfico 12: Diagrama R-X del relé de distancia para la línea Guacara I – Carabobo N° 1.

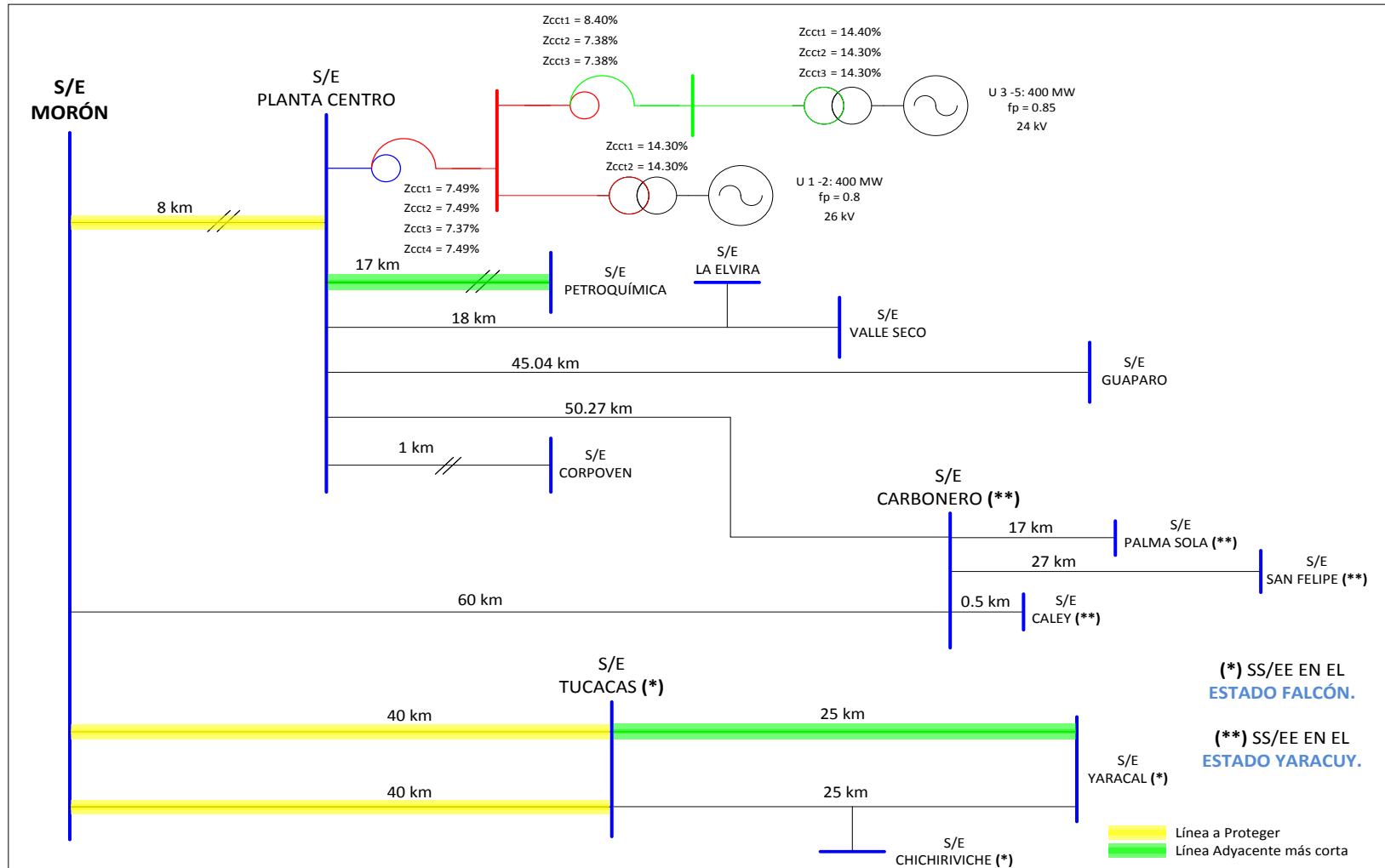


Gráfico 13: Red de transmisión vista desde la S/E Morón.

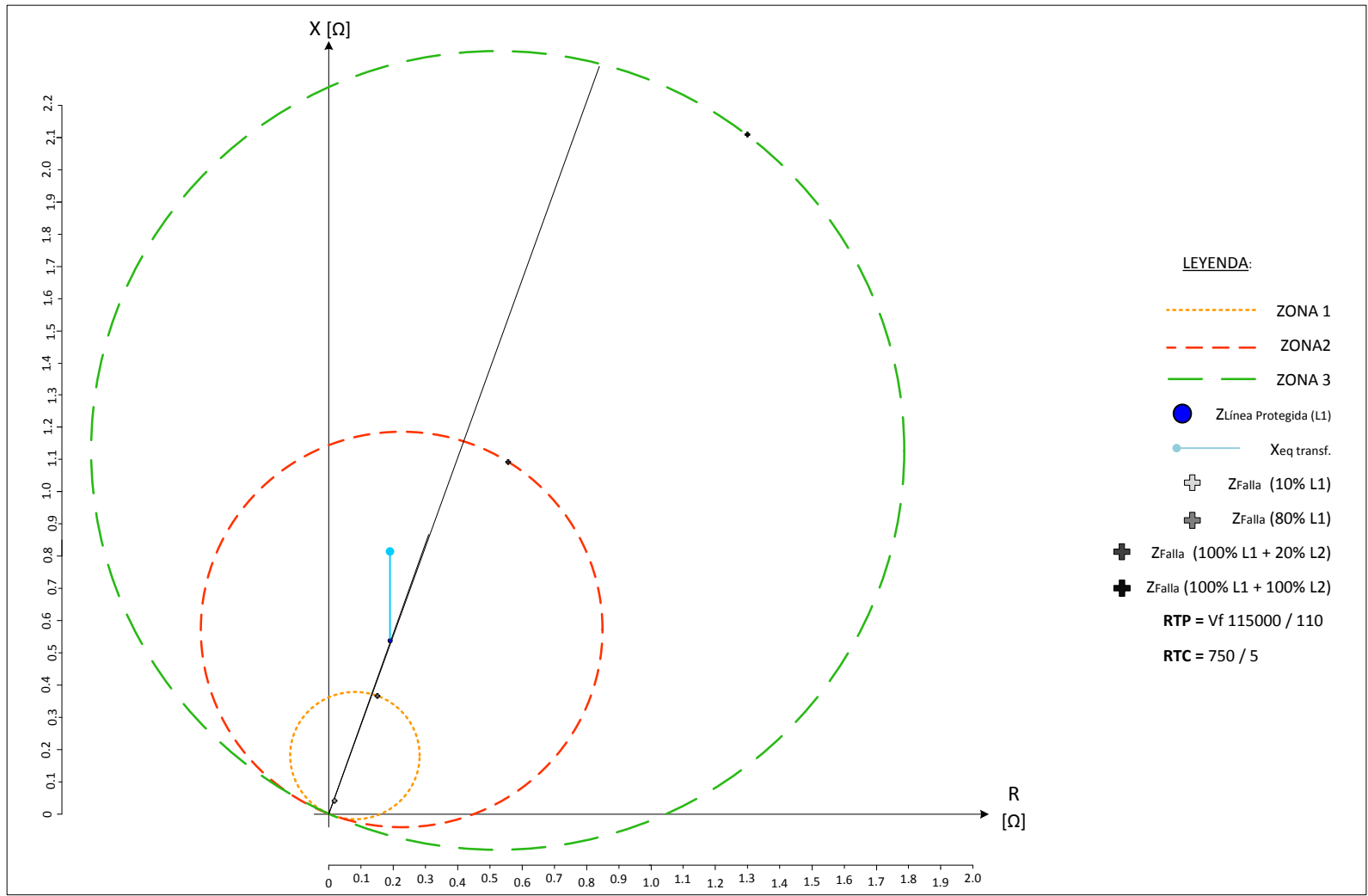


Gráfico 14: Diagrama R-X del relé de distancia para las líneas Morón – Planta Centro N°1 y N°2.

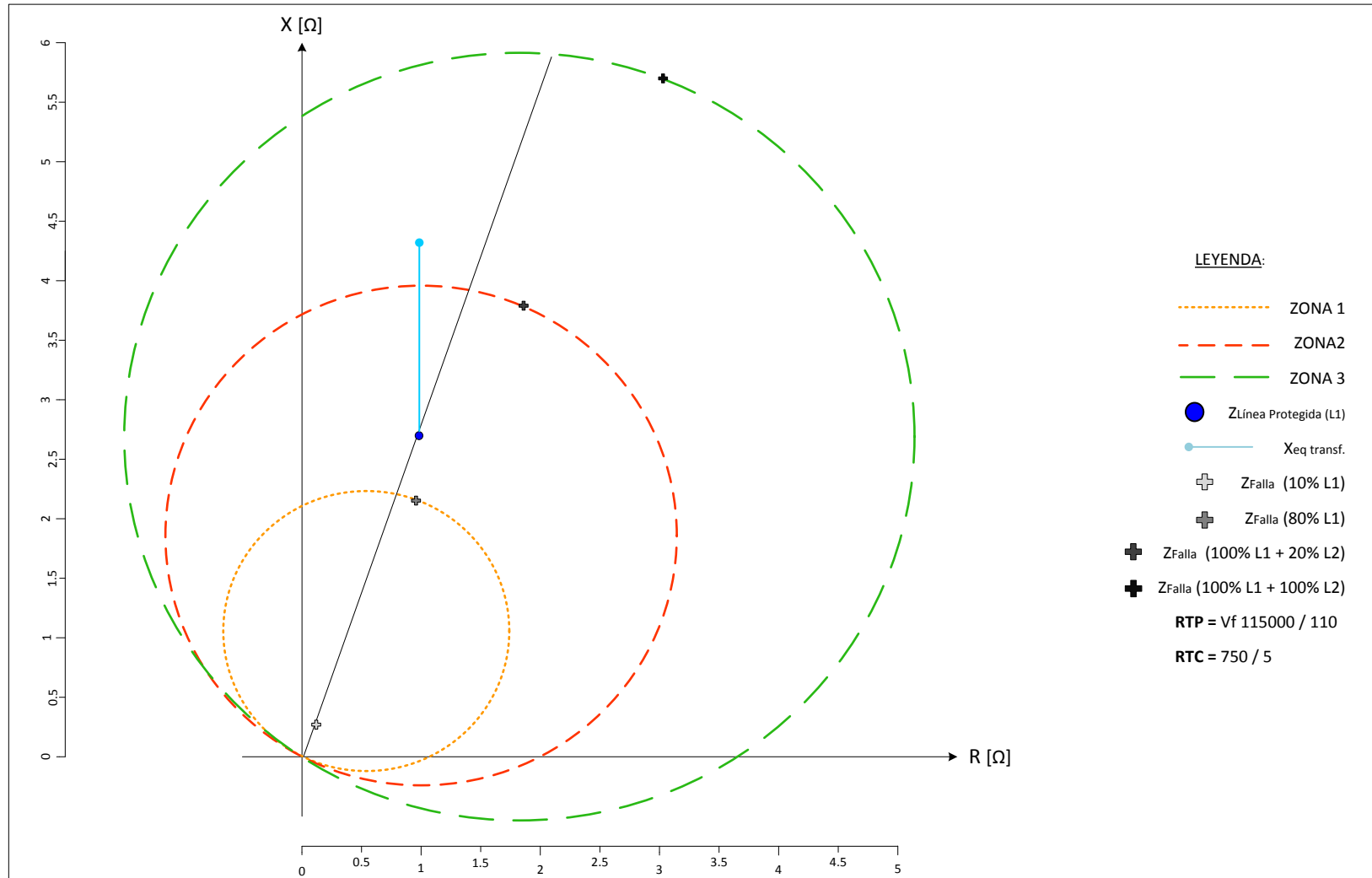


Gráfico 15: Diagrama R-X del relé de distancia para las líneas Morón – Tucacas N°1 y N°2.

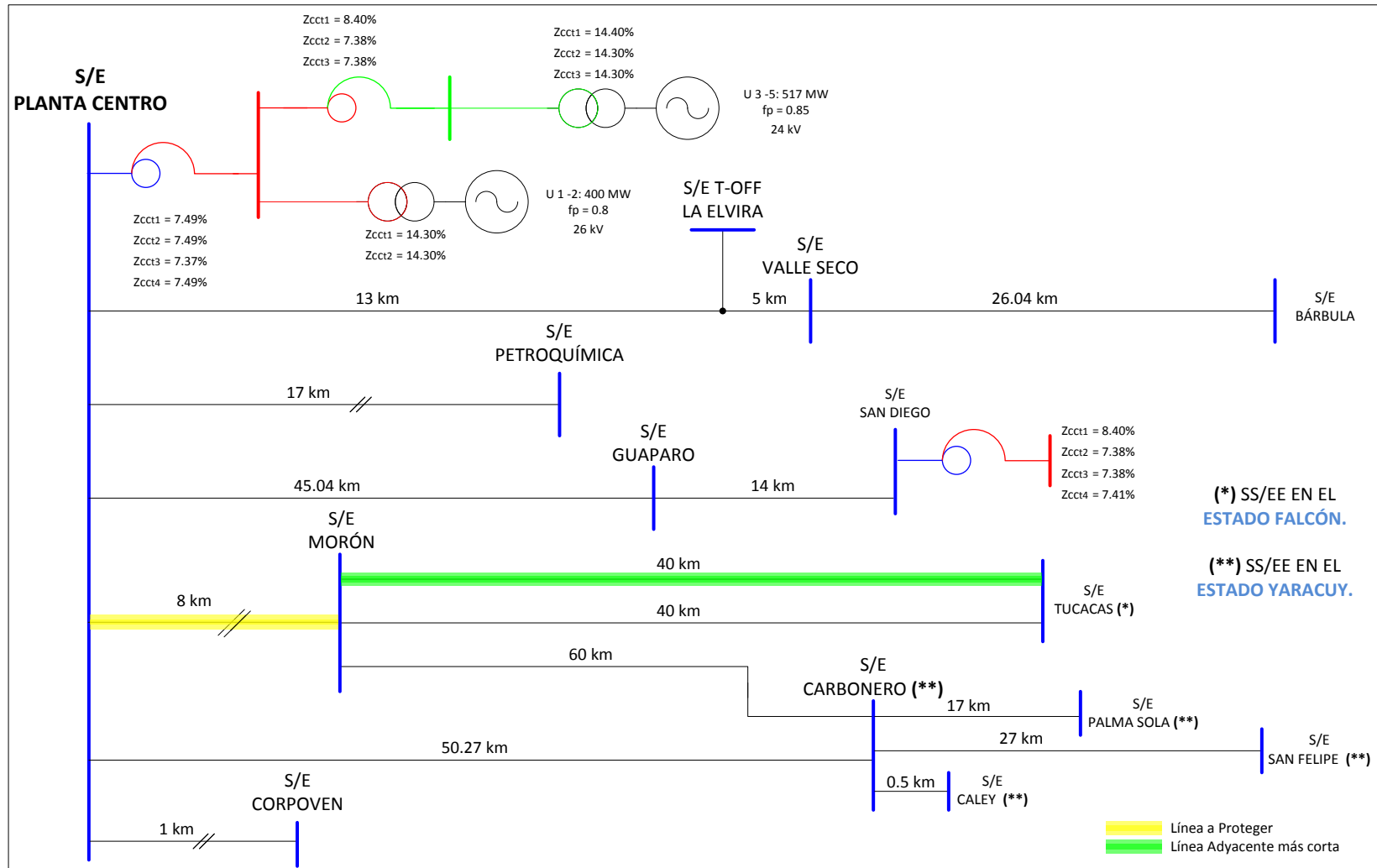


Gráfico 16: Red de transmisión vista desde la S/E Planta Centro.

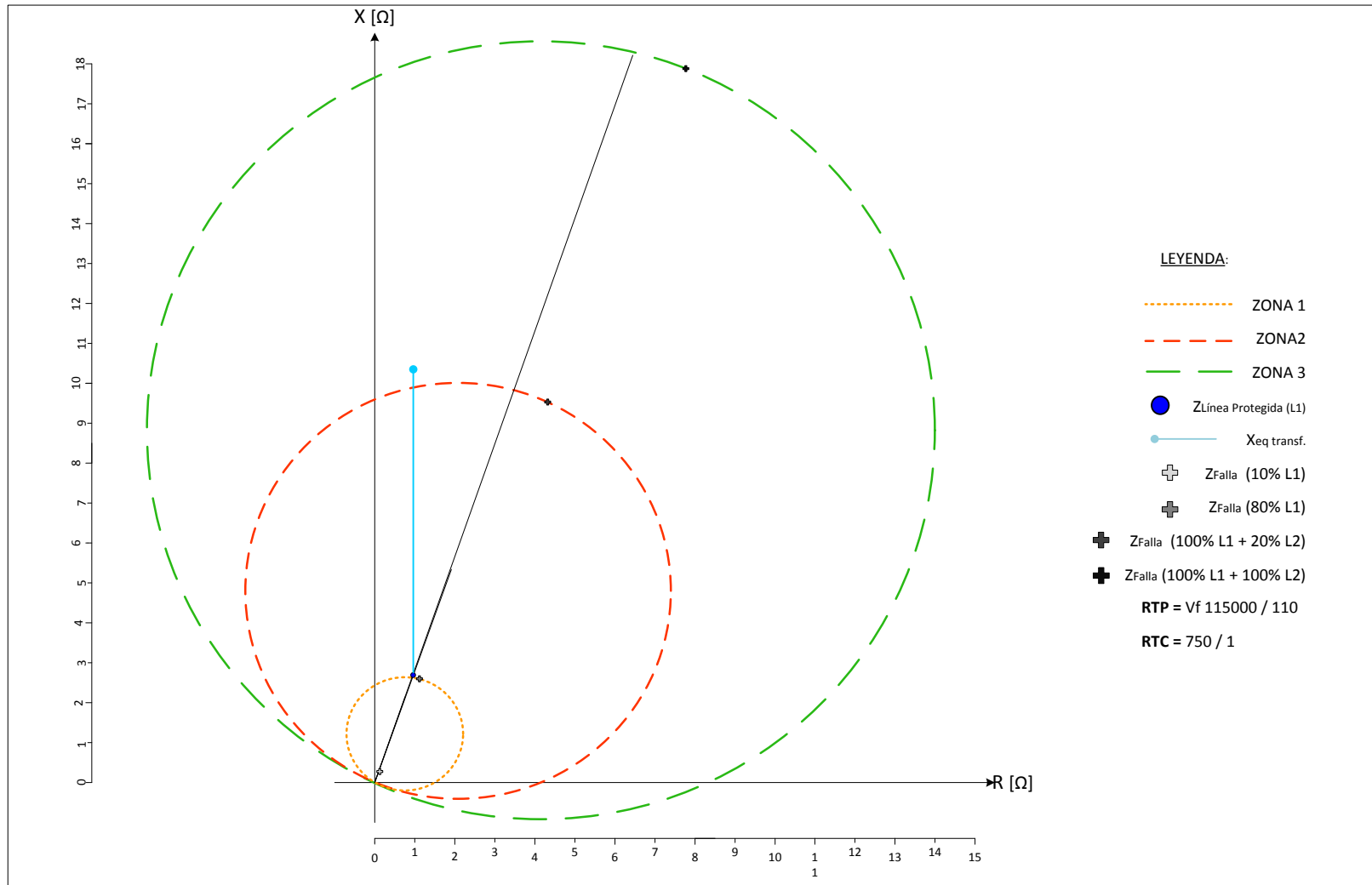


Gráfico 17: Diagrama R-X del relé de distancia para las líneas Planta Centro - Morón N°1 y N°2.

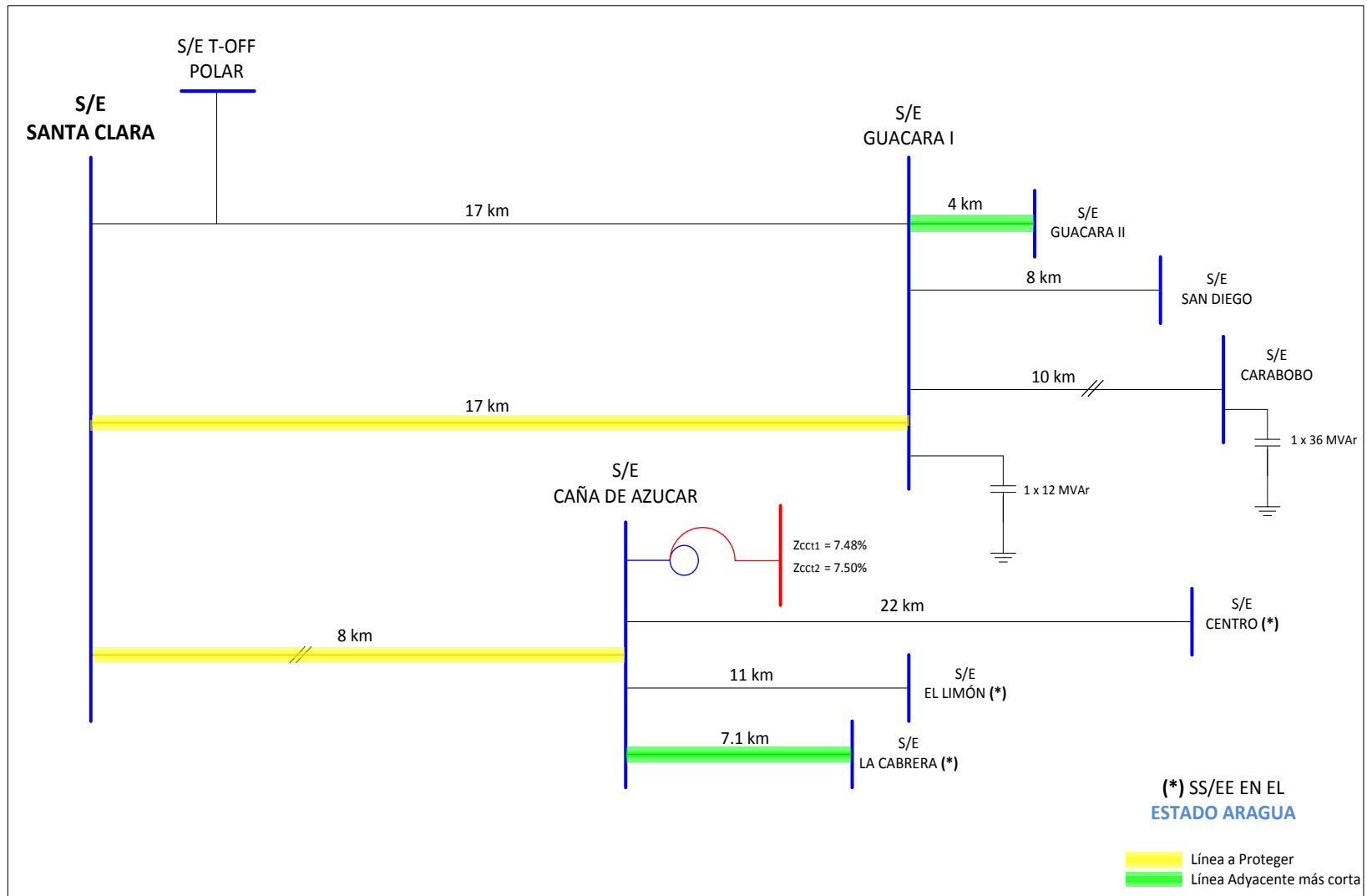


Gráfico 18: Red de transmisión vista desde la S/E Santa Clara.

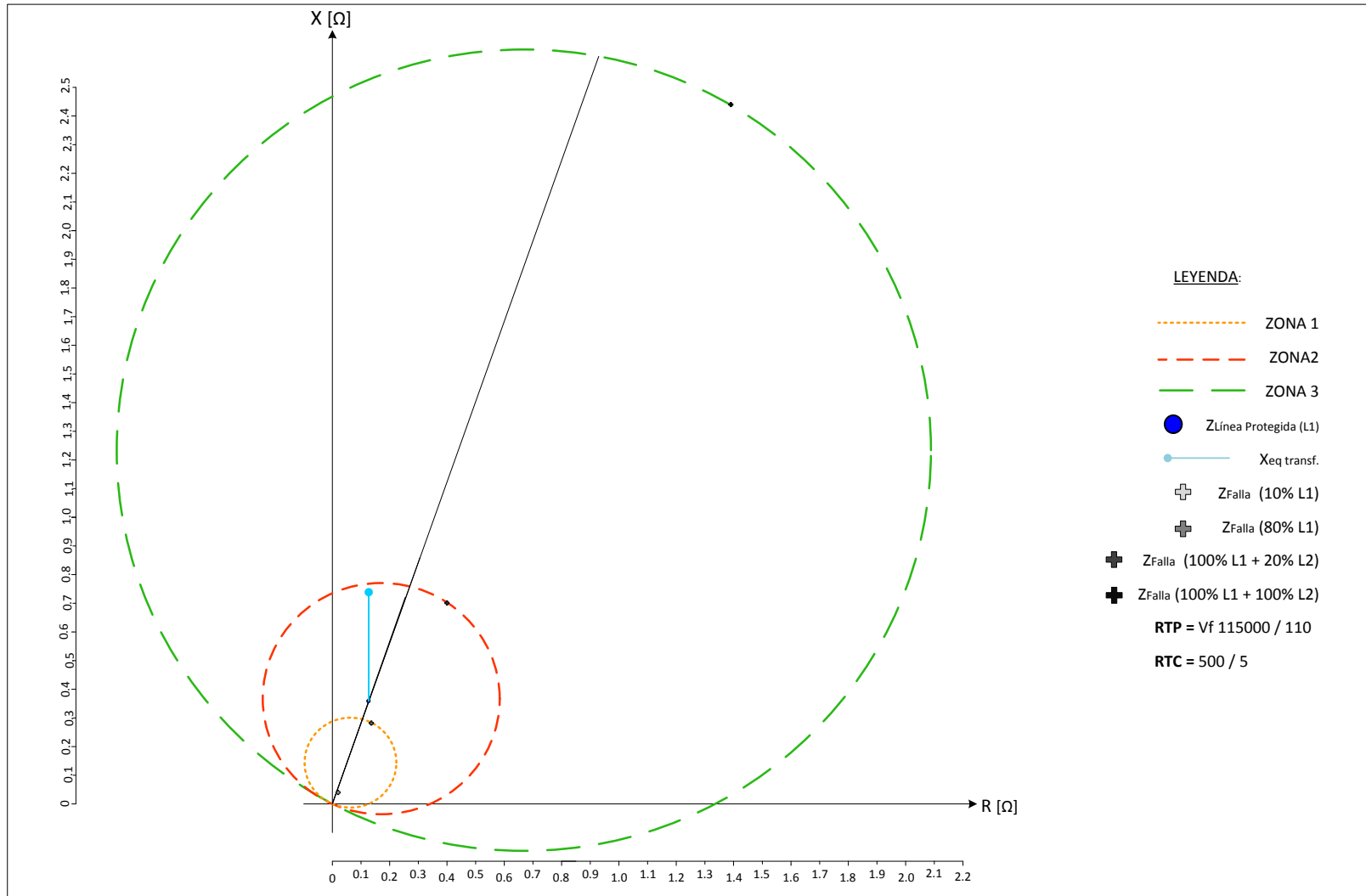


Gráfico 19: Diagrama R-X del relé de distancia para las líneas Santa Clara – Caña de Azúcar N°1 y N°2.

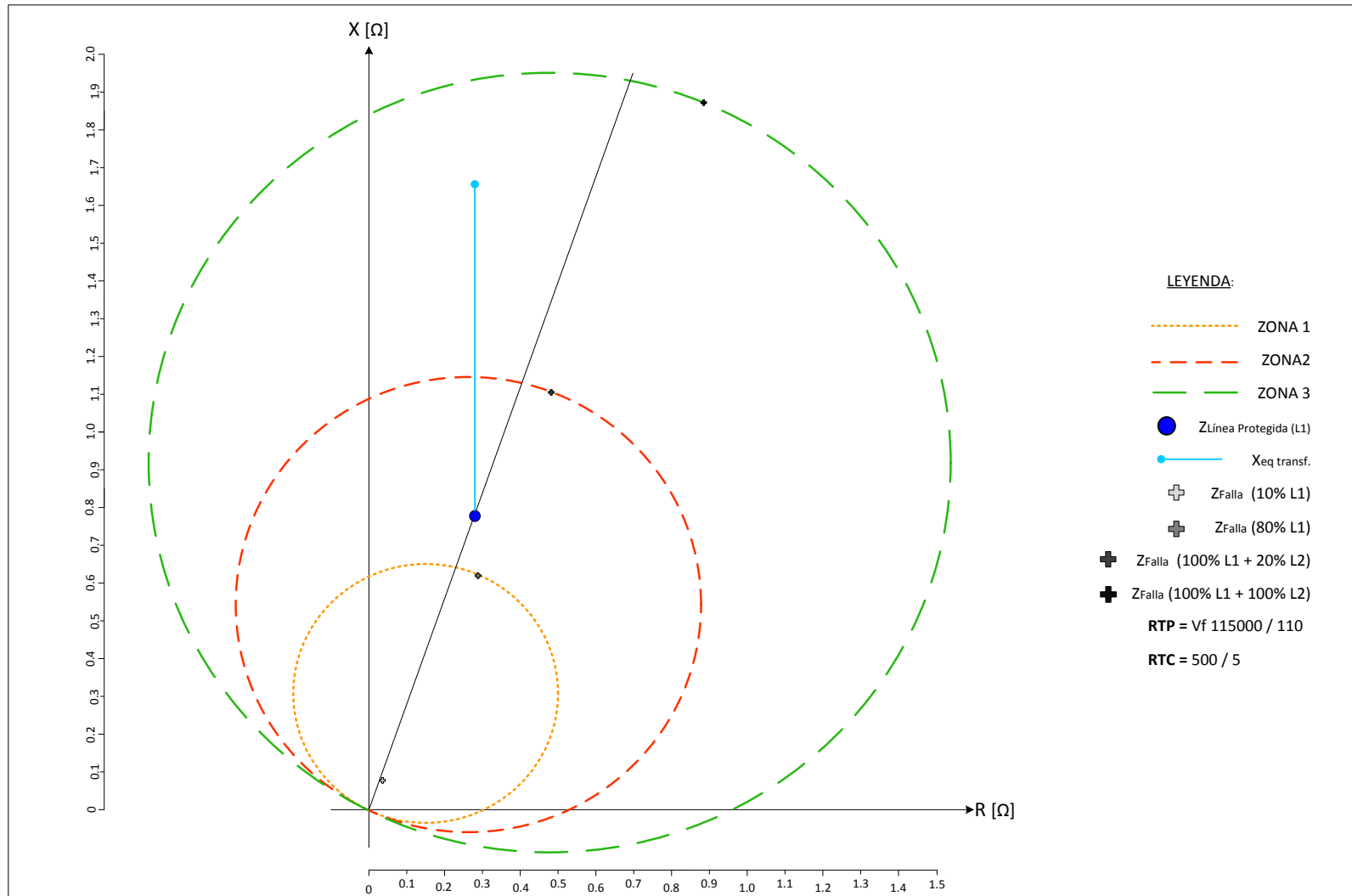


Gráfico 20: Diagrama R-X del relé de distancia para la línea Santa Clara – Guacara I N° 1.

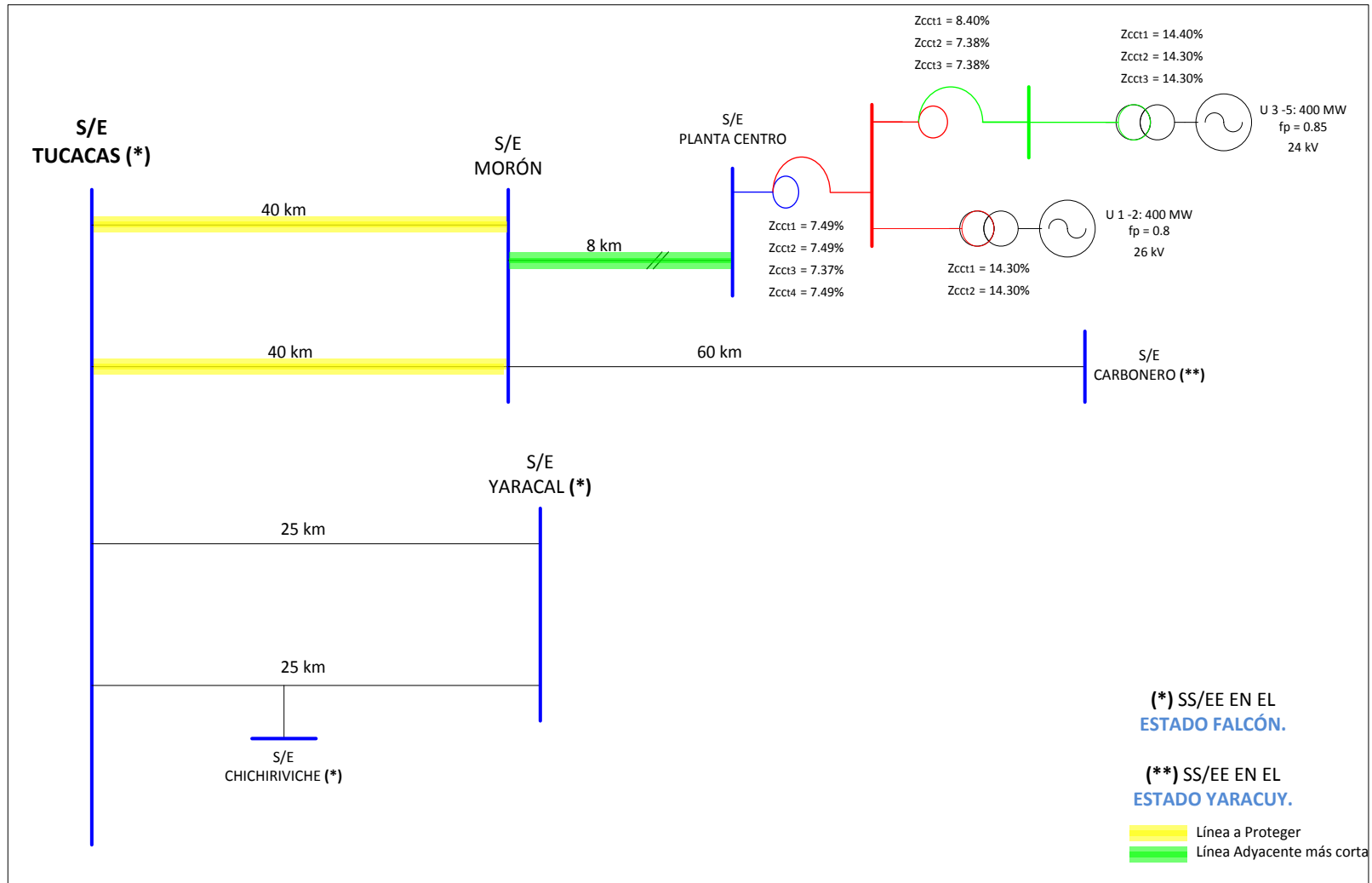


Gráfico 21: Red de transmisión vista desde la S/E Tucacas.

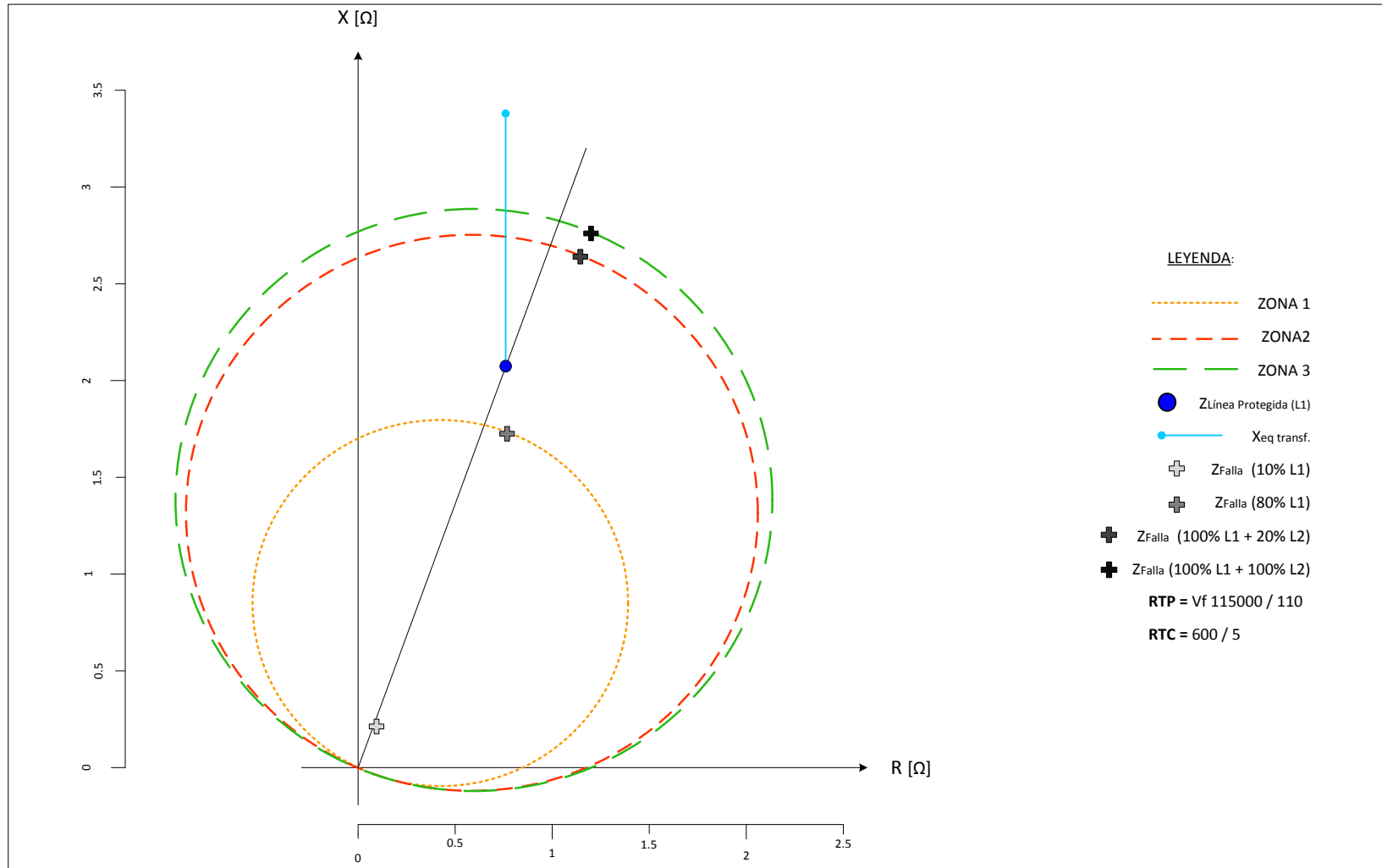


Gráfico 22: Diagrama R-X del relé de distancia para las líneas Tucacas – Morón N° 1 y N° 2.

Tabla 23: Representación porcentual de los ajustes propuestos en función de los valores de la impedancia de las líneas de interés.

SUBESTACIÓN	PORCENTAJE DEL VALOR DE AJUSTE SOBRE LAS IMPEDANCIAS DE LAS LÍNEAS DE INTRÉS								
CAÑA DE AZÚCAR	CAÑA DE AZÚCAR - SANTA CLARA N°1 y N°2								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE Z_{L1}	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE Z_{L2}	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE ($Z_{L1} + Z_{L2}$)
	1,2055	67,4425	63,27	3,1937	66,9830	31,33	5,5555	65,8203	91,89
CARABOBO	CARABOBO - GUACARA I N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE Z_{L1}	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE Z_{L2}	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE ($Z_{L1} + Z_{L2}$)
	0,2763	65,8126	88,43	0,5287	65,2994	180,32	0,9197	66,8885	211,47
GUACARA I	GUACARA I - SANTA CLARA N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE Z_{L1}	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE Z_{L2}	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE ($Z_{L1} + Z_{L2}$)
	0,4106	65,1552	82,65	0,7013	64,1030	93,54	0,6768	65,4754	93,29
	GUACARA I - CARABOBO N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE Z_{L1}	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE Z_{L2}	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE ($Z_{L1} + Z_{L2}$)	
0,2539	66,3161	81,26	0,4173	65,1705	744,33	0,4091	66,0559	125	
MORÓN	MORÓN - PLANTA CENTRO N°1 y N°2								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE Z_{L1}	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE Z_{L2}	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE ($Z_{L1} + Z_{L2}$)
	0,3976	67,6734	69,55	1,2333	62,4360	823,09	2,4855	58,4490	380,83

	MORÓN - TUCACAS N°1 y N°2									
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE Z _{L1}	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE Z _{L2}	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE (Z _{L1} + Z _{L2})	
	2,3546	66,1235	82,38	4,2215	63,8537	79,61	6,4596	61,9800	139,08	
PLANTA CENTRO	PLANTA CENTRO - MORÓN N°1 y N° 2									
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE Z _{L1}	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE Z _{L2}	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE (Z _{L1} + Z _{L2})	
	2,8446	66,0459	99,52	10,4833	65,5970	53,56	19,5537	66,7270	114,02	
SANTA CLARA	SANTA CLARA - CAÑA DE AZÚCAR N°1 y N°2									
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE Z _{L1}	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE Z _{L2}	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE (Z _{L1} + Z _{L2})	
		0,3135	64,2987	82,26	0,8116	60,2283	119,53	2,8148	60,3946	374,89
	SANTA CLARA - GUACARA I N°1									
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE Z _{L1}	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE Z _{L2}	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE (Z _{L1} + Z _{L2})		
	0,6834	65,0130	82,53	1,1528	65,2618	164,4	2,0721	64,7132	200,78	
TUCACAS	TUCACAS - MORÓN N°1 y N°2									
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE Z _{L1}	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE Z _{L2}	MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]	% DE (Z _{L1} + Z _{L2})	
	1,8916	65,8856	82,73	2,8814	66,5488	135,81	3,0138	66,6285	109,84	

Tabla 24: Diferencia porcentual entre los ajustes propuestos y los ajustes básicos planteados.

SUBESTACIÓN	DIFERENCIA PORCENTUAL ENTRE LOS AJUSTES CONSIDERANDO EL EFECTO <i>INFEED</i> Y SIN CONTEMPLARLO								
CAÑA DE AZÚCAR	CAÑA DE AZÚCAR - SANTA CLARA N°1 y N°2								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA
	1,2055	1,5244	-20,92	3,1937	2,7335	16,84	5,5555	6,04577498	-8,11
CARABOBO	CARABOBO - GUACARA I N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA
	0,2763	0,2500	10,53	0,5287	0,3370	56,90	0,9197	0,4349	111,47
GUACARA I	GUACARA I - SANTA CLARA N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA
	0,4106	0,3975	3,31	0,7013	0,5426	29,26	0,6768	0,7255	-6,71
	GUACARA I - CARABOBO N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	
0,2539	0,2500	1,58	0,4173	0,3154	32,28	0,4091	0,3273	25,00	
MORÓN	MORÓN - PLANTA CENTRO N°1 y N°2								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA
	0,3976	0,4573	-13,06	1,2333	0,5878	109,80	2,4855	0,6526	280,83

MORÓN - TUCACAS N°1 y N°2									
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	
2,3546	2,2865	2,97	4,2215	3,2155	31,29	6,4596	4,6445	39,08	
PLANTA CENTRO - MORÓN N°1 y N° 2									
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	
2,8446	2,2866	24,40	10,4833	5,7165	83,39	19,5537	17,1492	14,02	
SANTA CLARA - CAÑA DE AZÚCAR N°1 y N°2									
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	
0,3135	0,3049	2,82	0,8116	0,4550	78,37	2,8148	0,7508	274,90	
SANTA CLARA - GUACARA I N°1									
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	
0,6834	0,6625	3,16	1,1528	0,8689	32,68	2,0721	1,0320	100,78	
TUCACAS - MORÓN N°1 y N°2									
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3			
MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD 1 [Ω]	MOD 2 [Ω]	% DE DIFERENCIA	
1,8916	1,8292	3,41	2,8814	2,3780	21,17	3,0138	2,7439	9,84	
MOD 1 [Ω]: Módulo del ajuste del relé considerando el efecto de fuentes intermedias. MOD 2 [Ω]: Módulo del ajuste del relé sin considerar el efecto de fuentes intermedias.									

Las tablas mostradas anteriormente reflejan la variación existente entre la consideración o no del fenómeno de fuentes intermedias, y el impacto que presenta la misma al ser traducidos a valores de impedancia de las líneas que competen a cada ajuste, es decir, la línea a proteger y la línea adyacente más corta. Esta diferencia se establece con la finalidad de ver la variación que se presenta pero, se reafirma, que los ajustes propuestos corresponden a los expresados en la Tabla 20.

5.7. Comparación entre los Ajustes Implementados por CORPOELEC – CADAPE y los Obtenidos.

Es primordial establecer la diferencia que existe entre los ajustes implementados por la empresa prestadora del servicio eléctrico CORPOELEC – CADAPE y los ajustes planteados y propuestos a través de las distintas simulaciones y consideraciones establecidas para la obtención de los mismos, los cuales prestaron especial atención a las distintas realidades y situaciones que presenta el estado Carabobo para el período de tiempo que atañe a este estudio, con la finalidad de puntualizar los ajustes que se encuentran alejados de la realidad del sistema y por ende requieren adoptar los valores de ajuste expresados y propuestos en la Tabla 20.

Resulta indispensable resaltar que la finalidad de establecer dichas comparaciones se presenta bajo la necesidad y responsabilidad de establecer los ajustes correctos, que deben adaptarse a la condición y realidad del Sistema Eléctrico de Carabobo y los posibles cambios en la topología del mismo, para asegurar con esto que el suministro del servicio eléctrico sea más eficiente y confiable, para satisfacer la demanda solicitada por los distintos tipos de usuarios.

En la Tabla 25 se aprecia la diferencia porcentual existente entre los módulos de los ajustes implementados por la compañía CORPOELEC y los propuestos en este trabajo, del mismo modo, en el [ANEXO 8] se observan gráficamente esta diferencia.

Tabla 25: Comparación entre los módulos de los ajustes en sitio y los propuestos.

SUBESTACIÓN	DIFERENCIA PORCENTUAL ENTRE LOS AJUSTES IMPLEMENTADOS Y LOS OBTENIDOS								
CAÑA DE AZÚCAR	CAÑA DE AZÚCAR - SANTA CLARA N°1 y N°2								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA
	2,7954	1,2055	56,87	3,9311	3,1937	18,76	7,6239	5,5555	27,13
CARABOBO	CARABOBO - GUACARA I N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA
	0,6405	0,2763	56,86	0,7427	0,5287	28,81	2,0496	0,9197	55,13
GUACARA I	GUACARA I - SANTA CLARA N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA
	0,8729	0,4106	52,96	1,2470	0,7013	43,76	2,2770	0,6768	70,28
	GUACARA I - CARABOBO N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	
0,5693	0,2539	55,40	0,8540	0,4173	51,14	2,5620	0,4091	84,03	
MORÓN	MORÓN - PLANTA CENTRO N°1								
	ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA
	0,4575	0,3976	13,09	0,6709	1,2333	-83,82	1,5247	2,4855	-63,01

MORÓN - PLANTA CENTRO N°2								
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA
0,4453	0,3976	10,72	0,6709	1,2333	-83,82	1,5247	2,4855	-63,01
MORÓN - TUCACAS N°1 y N°2								
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA
1,1702	2,3546	-101,21	1,7655	4,2215	-139,11	2,5804	6,4596	-150,34
PLANTA CENTRO - MORÓN N°1 y N° 2								
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA
2,5879	2,8446	-9,92	3,4622	10,4833	-202,79	19,7080	19,5537	0,78
SANTA CLARA - CAÑA DE AZÚCAR N°1 y N°2								
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA
0,5442	0,3135	42,40	0,6978	0,8116	-16,30	0,9771	2,8148	-188,08
SANTA CLARA - GUACARA I N°1								
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA
0,8886	0,6834	23,09	1,2544	1,1528	8,10	1,5729	2,0721	-31,74
TUCACAS - MORÓN N°1 y N°2								
ZONA 1			ZONA 2			ZONA 3		
MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA	MOD CORP [Ω]	MOD PROP [Ω]	% DE DIFERENCIA
0,5850	1,8916	-223,32	0,8828	2,8814	-226,41	1,2902	3,0138	-133,58
MOD CORP [Ω]: Módulo del ajuste del relé implementado por CORPOELEC - CADAPE. MOD PROP [Ω]: Módulo del ajuste del relé propuesto.								

CONCLUSIONES

En la realización de este trabajo, se logró determinar los ajustes necesarios de las ocho (8) líneas de transmisión, en 115 kV, que conformaban la muestra bajo estudio del total existente en el estado Carabobo, dichos ajustes son apropiados y adecuados a la situación actual del Sistema Eléctrico del estado pertinente.

Los eventos ocurridos en el estado Carabobo, para el período de estudio competente al trabajo (enero 2011 – julio 2012), resultaron ser en total 545, distribuidos entre eventos en líneas de transmisión (329) y en subestaciones eléctricas (216), siendo un 60.37% y 39,63% respectivamente, de ese universo de eventos ocurridos en líneas de transmisión, 66 de ellos fueron causados por diversos factores concernientes a las protecciones de las mismas, otros 66 fueron debidos a posibles eventos por protecciones, catalogados así porque se tiene total desconocimiento de la causa que produjo dichos eventos, y otros 14 fueron eventos que estuvieron relacionados con los transformadores de medición, elementos primordiales para la alimentación de los relés de protección, de esto podemos verificar que al menos 20% de esos eventos registrados en líneas de transmisión fueron identificados como eventos por las protecciones y hasta un 20% más pudo deberse a la causa citada anteriormente, valores que resultan llamativos y cuestionan el correcto funcionamiento de los sistemas de protección de las líneas de transmisión.

Los niveles de cortocircuito determinados para las subestaciones eléctricas que están relacionadas a las líneas de transmisión de interés, arrojaron valores que presentaron diferencia de los brindados por CORPOELEC – CADAPE 2009, en algunos casos presentándose diferencias mayores a un veinte (20%). Estas diferencias se sustentan en la evolución de la generación eléctrica de Carabobo, como lo han sido la nueva Central Termo – Carabobo, ubicada en las cercanías de la Planta

Termoeléctrica del Centro (Planta Centro) y las plantas de generación distribuida Guaraca, que se haya conectada a la subestación Guacara I, y Tucacas la cual brinda su aporte energético al sistema a través de la subestación que lleva el mismo nombre, estos cambios en los niveles de cortocircuito en las distintas subestaciones de interés sugiere de manera imperativa verificar y adecuar los ajustes de las distintas protecciones de distancia de las líneas de transmisión para las nuevas características del sistema.

Se establecieron comparaciones entre los ajustes implementados por la empresa prestadora del recurso eléctrico y los ajustes obtenidos en el estudio realizado a través de simulaciones; dichas comparaciones arrojaron que existen diferencias significativas que en su mayoría superan el 20%, valores que evidencian la evolución del sistema a través de cambios en la topología del mismo y permiten aseverar la necesidad de implementar estos nuevos valores de ajustes obtenidos en los distintos relés que se encuentran protegiendo las líneas de transmisión asociadas al estado Carabobo, ya que los mismos consideran todas las contribuciones posibles de corriente al momento de la ocurrencia de falla.

La posibilidad que planteaba la protección de los transformadores de potencia en la subestación remota, a través de los relés de distancia de la línea a proteger, no resultó posible en todas las líneas estudiadas, debido a que las impedancias equivalentes consideradas resultaban, en magnitud, mayores a las correspondientes a las líneas de transmisión, sin embargo, con los distintos relés donde se pudo lograr la protección a través de su tercera de zona de actuación se debe evaluar si el transformador puede soportar hasta un segundo en estado de falla (tiempo de actuación de la Zona 3), esto es posible de verificar en las curvas de daños de dichos transformadores.

RECOMENDACIONES

Buscando mejorar la operatividad y prestación del servicio eléctrico se determina como prioridad adoptar e implementar los ajustes obtenidos en el presente trabajo, con la finalidad de asegurar la continuidad del recurso eléctrico y con esto brindar un buen servicio a los diversos usuarios, así mismo, con dichos ajuste se logra minimizar los posibles impactos y daños ocasionados por las diversas fallas que puedan ocurrir en el Sistema Eléctrico de Carabobo.

Cada vez que se presente en el Sistema Eléctrico un cambio en la topología del mismo, bien sea en generación o transmisión, se debe realizar un replanteo de los ajuste de los relés de protección de distancia, ya que dichas variaciones afectan de manera directa las impedancias que puede censar el relé al momento de falla y con ello puede resultar que las mismas no se ubiquen dentro de la zona de actuación del relé, según se ubique la falla.

Se recomienda, para trabajos posteriores, a través de las simulaciones, verificar el impacto que se tiene en los ajustes de las protecciones de distancia, el hecho de que alguna de las distintas plantas de generación del estado Carabobo no se encuentren operativas, con la finalidad de establecer los distintos esquemas necesarios para asegurar una adecuada protección ante los distintos escenarios planteados, dichos esquemas pueden ser implementados en los nuevos relés Siemens 7SA522.

De igual manera, es importante exhortar, para posteriores estudios sobre los ajustes de relés de distancia, el análisis de las fallas de alta impedancia, que es una de las condiciones que afectan la correcta medición de los relés de distancia, se recomienda establecer simulaciones que permitan considerar fallas a través de una

impedancia, lo que permitiría establecer nuevos esquemas de ajustes para los relés lo que conllevaría a una mejor protección del sistema de potencia.

Para la protección de los transformadores de potencia a través de los relés de distancia, se recomienda establecer los ajustes necesarios para asegurar dicha protección de respaldo, situación que resulta viable en los nuevos relés numéricos de distancia que se encuentran remplazando a los electromecánicos, ya que el ajuste se puede establecer amigablemente mediante un programa computacional.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] ABB. (1999). *Protection Application Handbook. B.U. Transmission System and Substations*. USA: ABB.
- [2] Arteaga N. (2012). *Protecciones de Sistema de Potencia*. Venezuela: CODELECTRA.
- [3] Rush, P. (2002). *Network Protection and Automation Guide*. Francia: AREVA
- [4] Ramírez G., C. (1989). *Subestaciones de Alta y Extra alta Tensión*. Colombia: HMW Ingenieros.
- [5] Elmore, W. A. (2003). *Protective Relaying Theory and Applications*. (2a. ed.). USA: Marcel Dekker.
- [6] Committee, I. P. (1997). *Terms Used by Power System Engineers*. USA: Power Engineering Society IEEE.
- [7] Mason, C. R. (2007). *The Art & Science of Protective Relaying*. USA: General Electric.
- [8] Harper, E. (2002) *Elemento de diseño de subestaciones eléctricas*. (2a. ed.). México: Editorial Limusa.
- [9] IEEE Std. C37 – 113. (1999). *Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines*. USA: IEEE.

- [10] Blume, Steven W. (2007). *Electric Power System Basics*. USA: IEEE.
- [11] American National Standard. (1993). *Standard Requirements for Instrument Trnasformers*. USA: American National Standard.
- [12] Gallegos, C., Urresty J. y Gers, J. (2008). *Análisis de Fenómenos que afectan la Protección de Distancia*. Florida, USA: GERS.
- [13] Horowitz, S. y Phadke, A. (1992). *Power System Relaying*. Inglaterra: Research Studies Press (RSP).
- [14] Chamorro, A. (2005). *Protección de Distancia. Guía de Aplicación*. España: AREVA T&D.

BIBLIOGRAFÍA

ABB. (1999). *Protection Application Handbook. B.U. Transmission System and Substations*. Suecia: ABB.

American National Standard. (1993). *Standard Requirements for Instrument Trnasformers*, Estados Unidos: American National Standard.

Amundaray C., F. (2009). *Estudio y coordinación de las protecciones de distancia de la red 115 kV asociadas a las subestaciones pertenecientes a Cadafe en el sistema troncal de transmisión*. Anzoátegui: Universidad de Oriente.

Anderson, P. (1998). *Power system protection*. Estados Unidos: Wiley – IEEE Press.

Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela. *Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico*. Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, 39.573, Diciembre 14, 2010.

BBC. (1973). *Distance Relays types L3, LZ31 and LZ32*. Suiza: BBC. – 155 p.

Blackburn, J. L. (1997). *Protective Relaying: Principles and Applications*. (2a. ed.). Estados Unidos: Marcel Dekker.

Blume, Steven W. (2007). *Electric Power System Basics*. USA: IEEE.

Brumario C., Ramos. (2010). *Operación, control, vigilancia y seguridad de las subestaciones de transmisión de Cadafe a través de los esquemas de proteccion de línea y control numérico*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.

C.A., E. d. C. (2006). *Manual del Sistema de Protecciones*. Caracas: E.d.C.

CADAFE. (178-88 : 1988). *Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Instalación de los equipos de protección, medición y mando*. Caracas: CADAFE.

CADAFE. (192-88 : 1988). *Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Pruebas en sitio de los equipos de protección, medición y mando*. Caracas: C. A. de Administración y Fomento Eléctrico.

CADAFE. (234-88 : 1988). *Mantenimiento del relé tipo LZ32*. Caracas: C. A. de Administración y Fomento Eléctrico.

CADAFE. (D.N.S.-3 : 1980). *Diseño normalizado de subestaciones. Sistemas de protecciones*. Caracas: C. A. de Administración y Fomento Eléctrico.

Centro Nacional de Despacho. (2012). *Informe anual de SEN 2011*. Caracas: Centro Nacional de Despacho.

Chamorro, A. (2005). *Protecciones de distancia. Guía de aplicación*. España: Areva T&D.

Committee, I. P. (1997). *Terms Used by Power System Engineers*. USA: Power Engineering Society IEEE.

CORPOELEC. (2009). *Niveles de cortocircuito. Sistema CADAFE*. Caracas: Corporación Eléctrica Nacionala.

Elmore, W. A. (2003). *Protective Relaying Theory and Applications*. (2a. ed.). USA: Marcel Dekker.

Figuera, O. (1984) *Estudio de las subestaciones normalizadas tipo 115 – TD*

característica de los esquemas asociados al control, mando, protecciones, medición y fuerza de las salidas de líneas a 115 kV. Caracas: Universidad Central de Venezuela.

Gallegos, C., Urresty J. y Gers, J. (2008). *Análisis de Fenómenos que afectan la Protección de Distancia.* Florida, USA: GERS.

Harper, E. (2002) *Elemento de diseño de subestaciones eléctricas.* (2a. ed.). México: Editorial Limusa.

Horowitz, S. y Phadke, A. (1992). *Power System Relaying.* Inglaterra: Research Studies Press (RSP).

IEEE Std. C37 – 113. (1999). *Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines.* USA: IEEE.

Mason, C. R. (2007). *The Art & Science of Protective Relaying.* USA: General Electric.

Marquez, I. (2011). *Proyecto de sustitución de protección secundaria líneas: Tocoa – Convento y Boyacá – Convento 230 kV.* Caracas: Universidad Central de Venezuela.

Martín, J. R. (1987). *Diseño de subestaciones eléctricas.* Mexico: Mc Graw Hill.

Ramírez G., C. (1989). *Subestaciones de Alta y Extra alta Tensión.* Colombia: HMW Ingenieros.

Rush, P. (2002). *Network Protection and Automation Guide.* Francia: AREVA

Tovar, O. (2006). *Cálculo y evaluación de los parámetros eléctricos de las líneas en el sistema de transmisión Cadafé.* Caracas: Universidad Central de Venezuela.

[ANEXO 1]

[Ejemplo de Falla en Paralelo o Derivación]

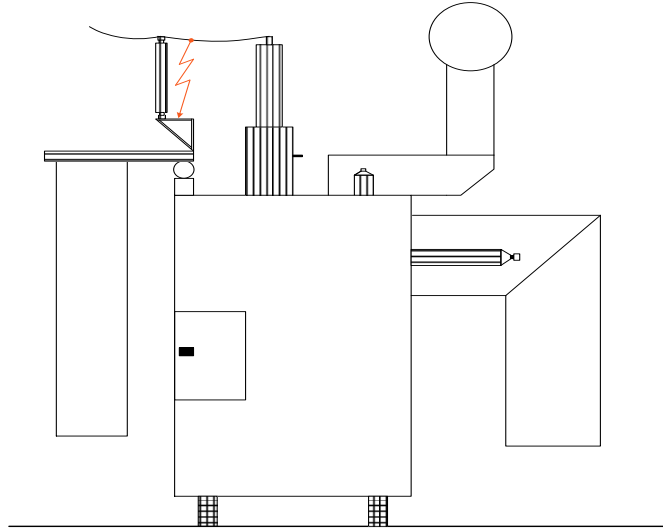


Figura 33: Falla del tipo paralelo o derivación.

[Ejemplo de Falla en Serie]

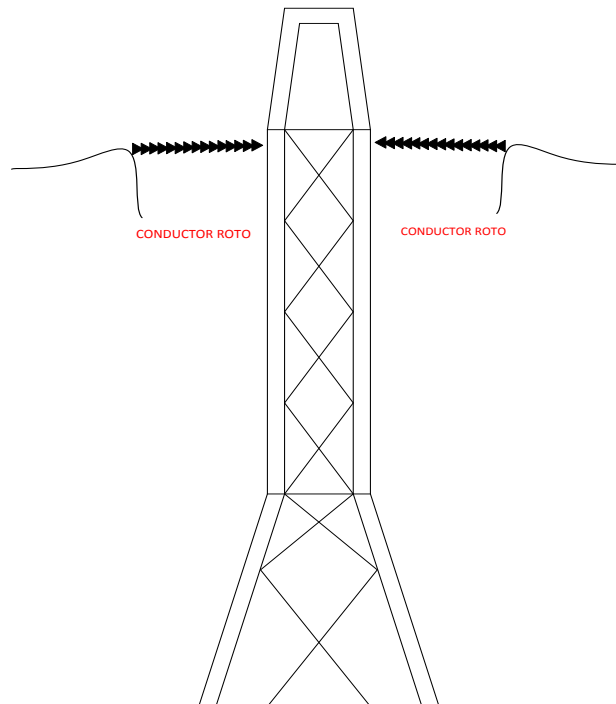


Figura 34: Falla del tipo serie.

[Sistema Radial]

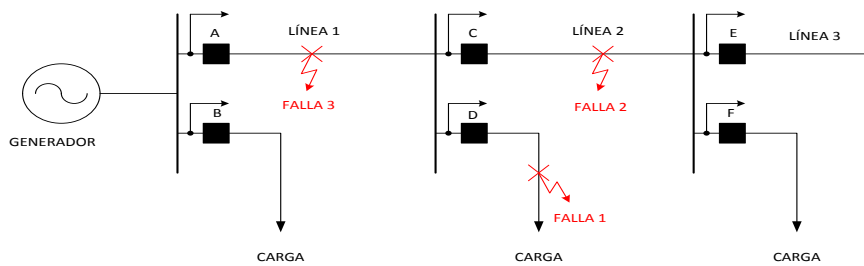


Figura 35: Sistema de potencia radial.

Para **falla en 1**, el sistema de protecciones debe dar orden de disparo al interruptor D para interrumpir la alimentación a la carga.

Para **falla en 2**, el sistema de protecciones debe hacer operar al interruptor C para interrumpir la alimentación a la falla, no es necesario colocar interruptores a ambos extremos de la línea para retirar únicamente la línea fallada, ya que igualmente todos los consumidores, aguas abajo, quedan sin servicio, al abrir el interruptor C.

Para **falla en 3**, el sistema de protecciones debe hacer operar al interruptor A, quedando sin servicio todos los consumidores aguas abajo, prácticamente todo el sistema de potencia. Este es precisamente la gran desventaja de los sistemas radiales.

[Sistema Mallado]

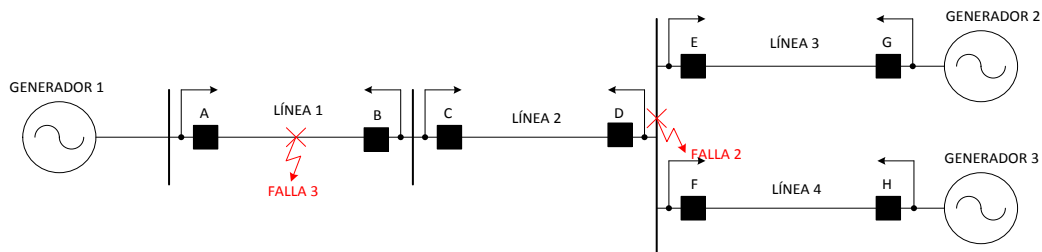


Figura 36: Sistema de potencia mallado.

Para falla en cualquiera de las líneas de transmisión, como la **falla 1**, el

sistema de protecciones debe hacer operar los interruptores de ambos extremos de la línea y, puesto que, los consumidores no se alimentan de las líneas no se retira ningún consumidor de servicio, es importante resaltar que la gran mayoría de las fallas en los sistemas de potencia se presentan en las líneas de transmisión, como consecuencia de su longitud y condiciones desfavorables que se presentan en su recorrido, sin embargo, para este tipo de fallas los sistemas mallados no suspenden la alimentación a ningún consumidor.

Para una falla en barras, como la **falla 2**, el sistema de protecciones debe operar todos los interruptores que alimentan a la barra, en el caso de la falla 2, deben operar los interruptores D, E, y F, suspendiendo el servicio a todos los consumidores que se alimentan de la barra, sin embargo, las fallas en barras son de muy baja frecuencia como resultado de su poca extensión, confiable diseño y favorables condiciones que se presentan dentro de una subestación.

[Construcción de los Relés de Armadura]

La construcción de los relés de atracción de armadura puede ser muy variada, en las figuras siguientes se indican algunas de ellas, con la finalidad de ilustrar las distintas metodologías utilizadas.

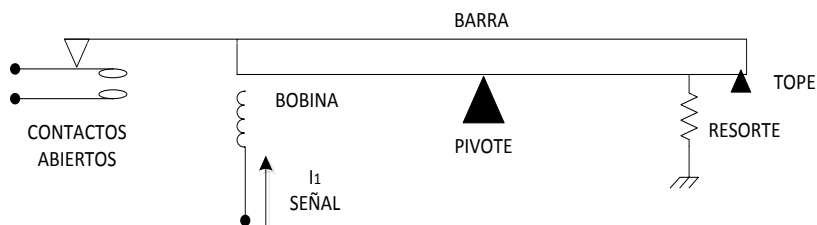


Figura 37: Relé de tipo balancín.

En el relé de la figura anterior, se utiliza una especie de balancín para comparar el torque producido por el campo magnético de la corriente con un torque

constante originando un resorte, el relé cierra su contacto cuando la acción de la corriente supera la acción del resorte.

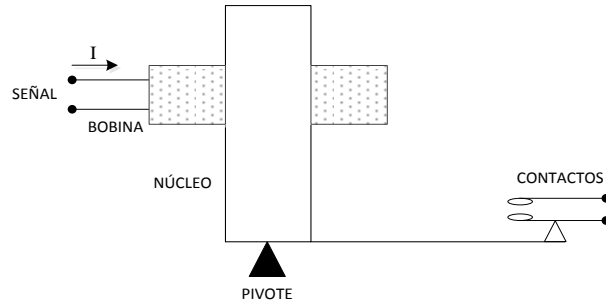


Figura 38: Relé de tipo núcleo.

En el relé de la figura anterior, se compara la acción del campo magnético de la corriente para levantar un núcleo contra la acción de la gravedad, el relé cierra su contacto cuando la acción de la corriente supera a la gravedad. Una construcción similar, de menor inercia, es el relé de bobina móvil, en donde el movimiento lo realiza la bobina y el núcleo es fijo.

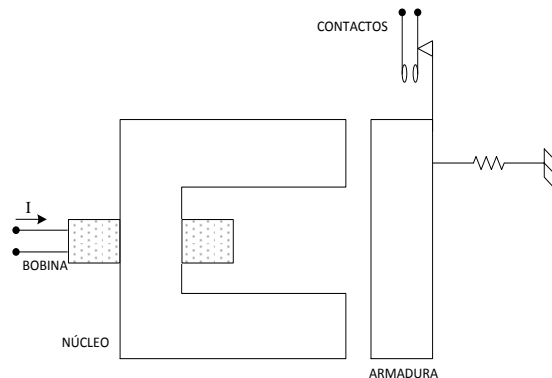


Figura 39: Relé de tipo armadura.

En el relé de la figura anterior (Relé tipo Armadura) de construcción similar a la de un contactor, se compara la acción de la corriente contra la acción del resorte, el relé cierra el contacto cuando la acción de la corriente supera la acción del resorte y atrae a la armadura.

[Construcción de Relés de Inducción]

Eventualmente pueden utilizarse en los relés de inducción construcciones del tipo de motor de corriente continua, sin embargo, normalmente, sólo se utiliza la construcción de corriente alterna del tipo de inducción, ya que presenta mayor confiabilidad. Aunque la construcción de este tipo de relés puede ser muy variada sólo se hará referencia a dos tipos de construcción, como se muestra en las siguientes figuras.

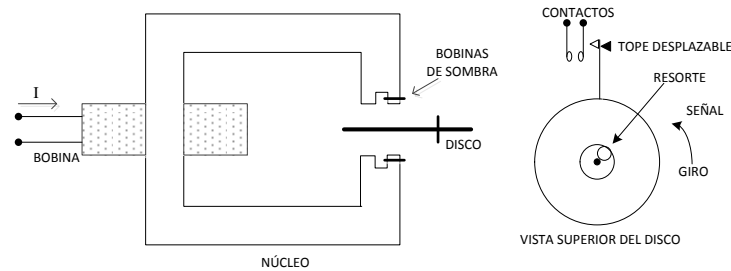


Figura 40: Relé de tipo disco.

El relé de la figura de arriba es un relé de inducción del tipo de disco, baja inercia, que opera bajo el principio de los motores de polos de sombra, en él, se compara el torque electromagnético con el torque producido por un resorte en espiral, el resorte cierra el contacto cuando el torque electromagnético supera al del resorte y hace girar el disco.

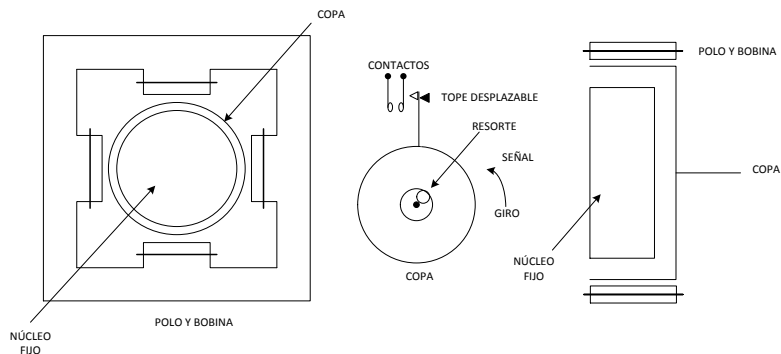


Figura 41: Relé de tipo copa.

El relé de la figura anterior, es un relé del tipo de copa de construcción similar al motor bifásico del control, la razón para aislar la copa del núcleo central, fijo, es la de reducir la inercia y obtener relés de alta velocidad de respuesta. En estos relés se compara, al igual que en el anterior, el torque electromagnético con el torque de un resorte en espiral, el relé cierra el contacto cuando el torque electromagnético supera al del resorte y hace girar la copa.

Las construcciones del tipo de la figura anterior son relés que, por principio de operación, pueden ser utilizados como elementos comparadores de fase o direccionales. Los motores de inducción bifásicos normales son comparadores de fase, el torque depende del desfase entre las tensiones aplicadas, si las tensiones están en fase no giran.

[S/E Tipo Barra Sencilla o Simple]

Como su nombre lo indica, es una configuración que cuenta con un solo barraje colector al cual se conectan los circuitos por medio de un interruptor. Es económica, simple, fácil de proteger, ocupa poco espacio y no presenta muchas posibilidades de operación incorrecta. Como desventaja principal puede citarse la falta de confiabilidad, seguridad y flexibilidad teniendo así que suspender el servicio en forma total cuando se requiera hacer una revisión o reparación en la barra colectora, o del circuito cuando la revisión o reparación es en el interruptor, sin embargo, con un seccionamiento longitudinal se obtiene alguna confiabilidad y flexibilidad pues se hace posible separar en dos partes el barraje, lo cual facilita las reparaciones, trabajos de ampliación y, en determinadas circunstancias, aún la operación de la misma subestación. Si el seccionamiento del barraje se efectúa con el fin de lograr flexibilidad en la subestación, se requiere un planeamiento muy cuidadoso ya que durante la operación normal no se pueden cambiar los circuitos de una barra a la otra. Un seccionamiento mal planeado puede inclusive atentar contra la seguridad del sistema.

La barra sencilla se puede utilizar para subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión con muy pocos campos de conexión y exige retirar del servicio todo el campo y su elemento conectado (línea o transformador) cuando se va a realizar cualquier trabajo sobre el interruptor u otro de los equipos del campo de conexión.

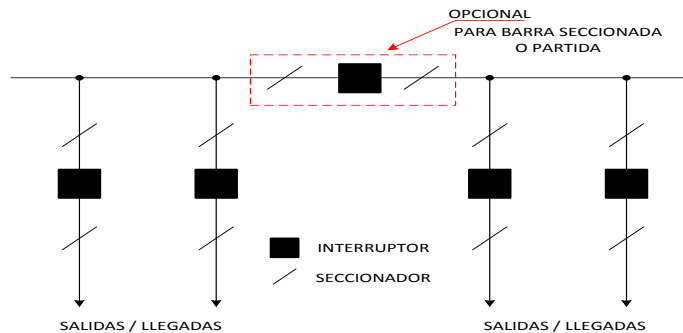


Figura 42: S/E de Barra Simple.

[S/E Tipo Barra Simple con Barra de Transferencia]

Para mejorar la confiabilidad por falla en interruptores en la configuración de barra sencilla, a ésta se le puede agregar una barra auxiliar o de transferencia, a cada circuito un seccionador (de transferencia) para la conexión a dicha barra y un interruptor (de transferencia) para unir las dos barras, conformándose así una configuración llamada de barra principal y de transferencia

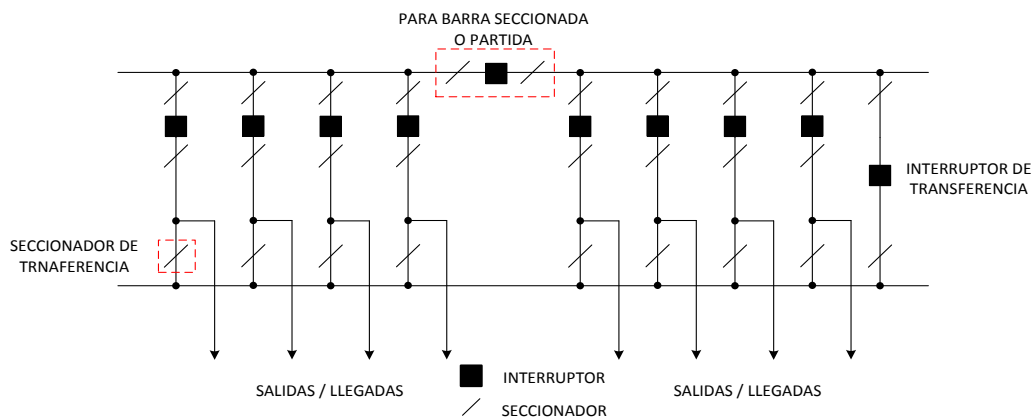


Figura 43: S/E de Barra Simple con Barra de Transferencia.

Para el diseño se debe tener en cuenta la ubicación de los transformadores de corriente en tal forma que no existan problemas de protección con los circuitos a los cuales se les está efectuando la transferencia (su ubicación debe ser en el lado de la línea).

El campo de transferencia no requiere transformador de corriente si éstos en los circuitos son ubicados correctamente. Además, la capacidad de la barra y del campo de transferencia debe ser igual a la de cualquiera de los otros campos o circuitos.

Esta configuración es muy utilizada en subestaciones de centrales de generación de mediana importancia, así como en subestaciones de transformación.

[S/E Tipo Interruptor y Medio]

En esta configuración nuevamente se tienen dos barras y además dispone de tres interruptores por cada dos circuitos. Cada circuito puede ser alimentado por cualquiera de las barras, por lo que estos deben ser diseñados para soportar la carga de todos los circuitos.

Este esquema es muy flexible en operación y la continuidad del servicio le permite ser instalada cerca de una central generadora o en aquellas donde el flujo de potencia sea considerado.

Entre sus principales ventajas está la gran flexibilidad de operación, alta confiabilidad, se puede sacar a mantenimiento una u otra barra sin perder el servicio, se puede sacar de operación cualquier interruptor sin comprometer el suministro de energía a los usuarios; de igual forma, la falla en una de las barras no provoca la pérdida del suministro, siempre y cuando no falle la otra barra. La operación de este esquema es con las dos barras energizadas y con todos los interruptores cerrados.

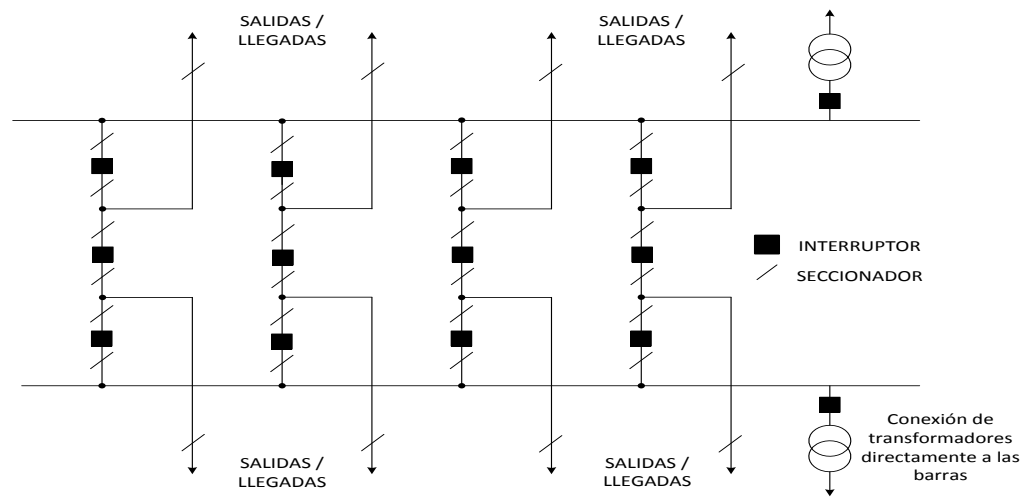


Figura 44: S/E interruptor y medio.

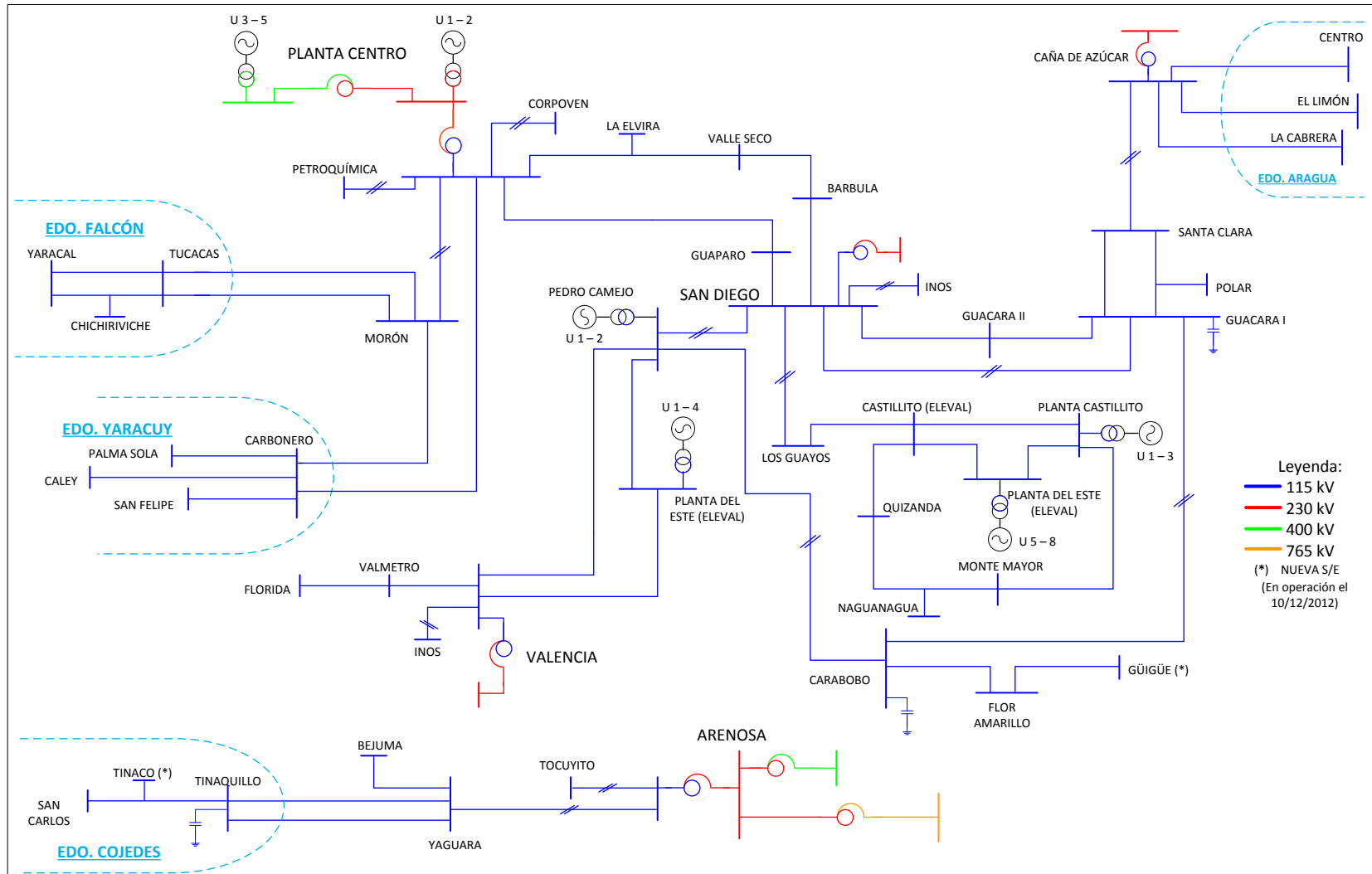


Figura 46: Diagrama Unifilar en 115 kV del Sistema Eléctrico de Carabobo.

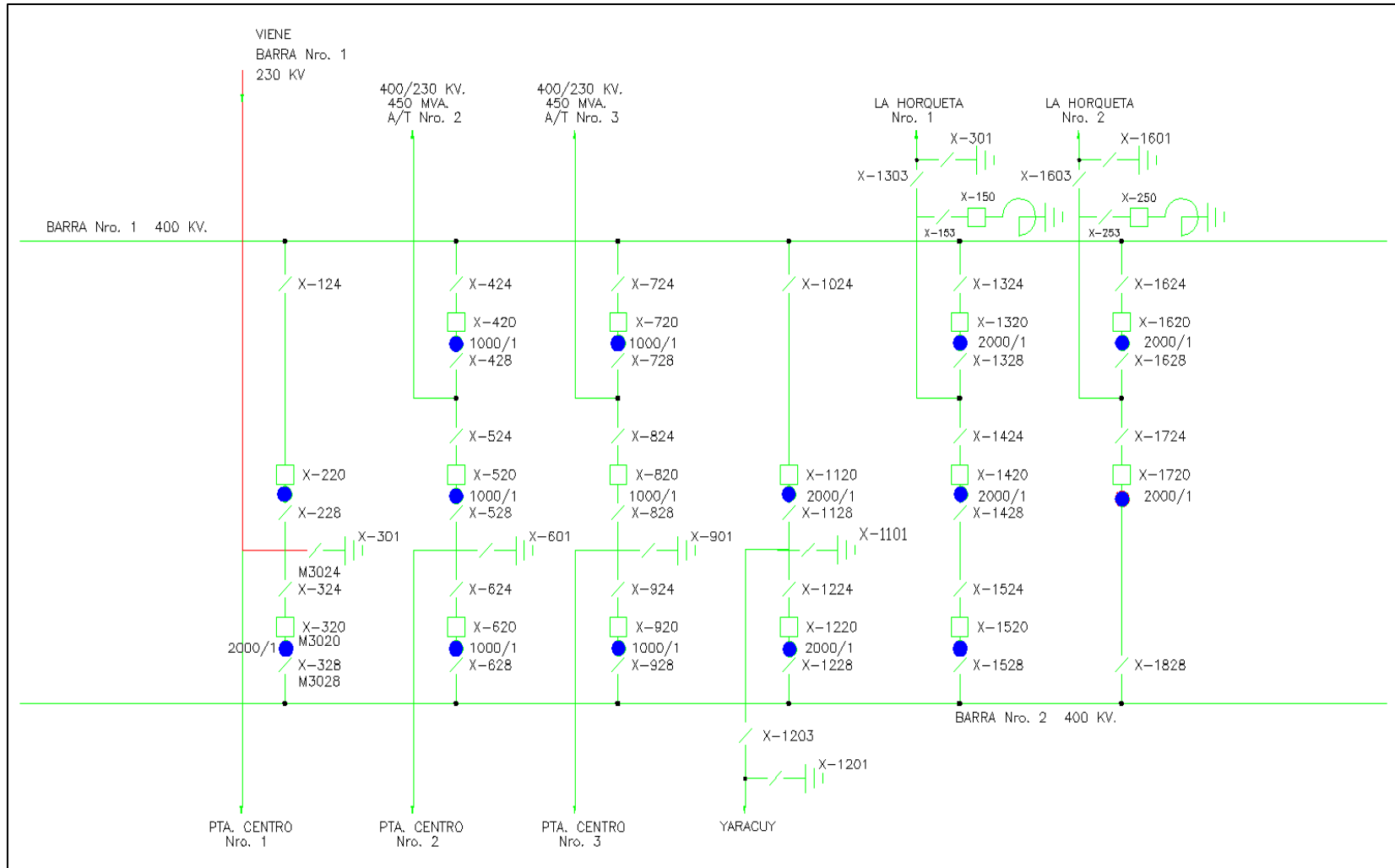


Figura 47: S/E La Arenosa – Patio de 400 kV.

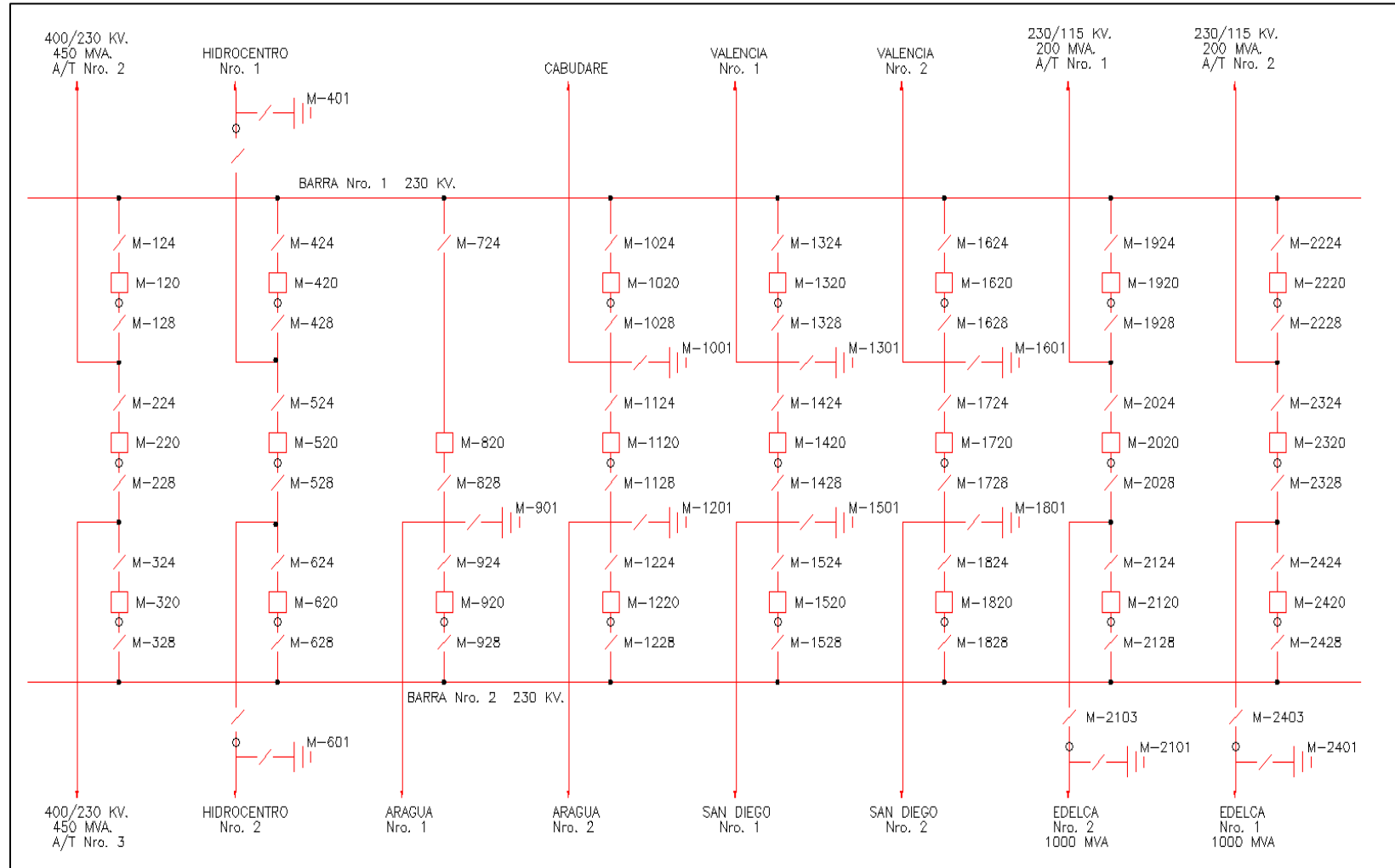


Figura 48: S/E La Arenosa – Patio de 230 kV.

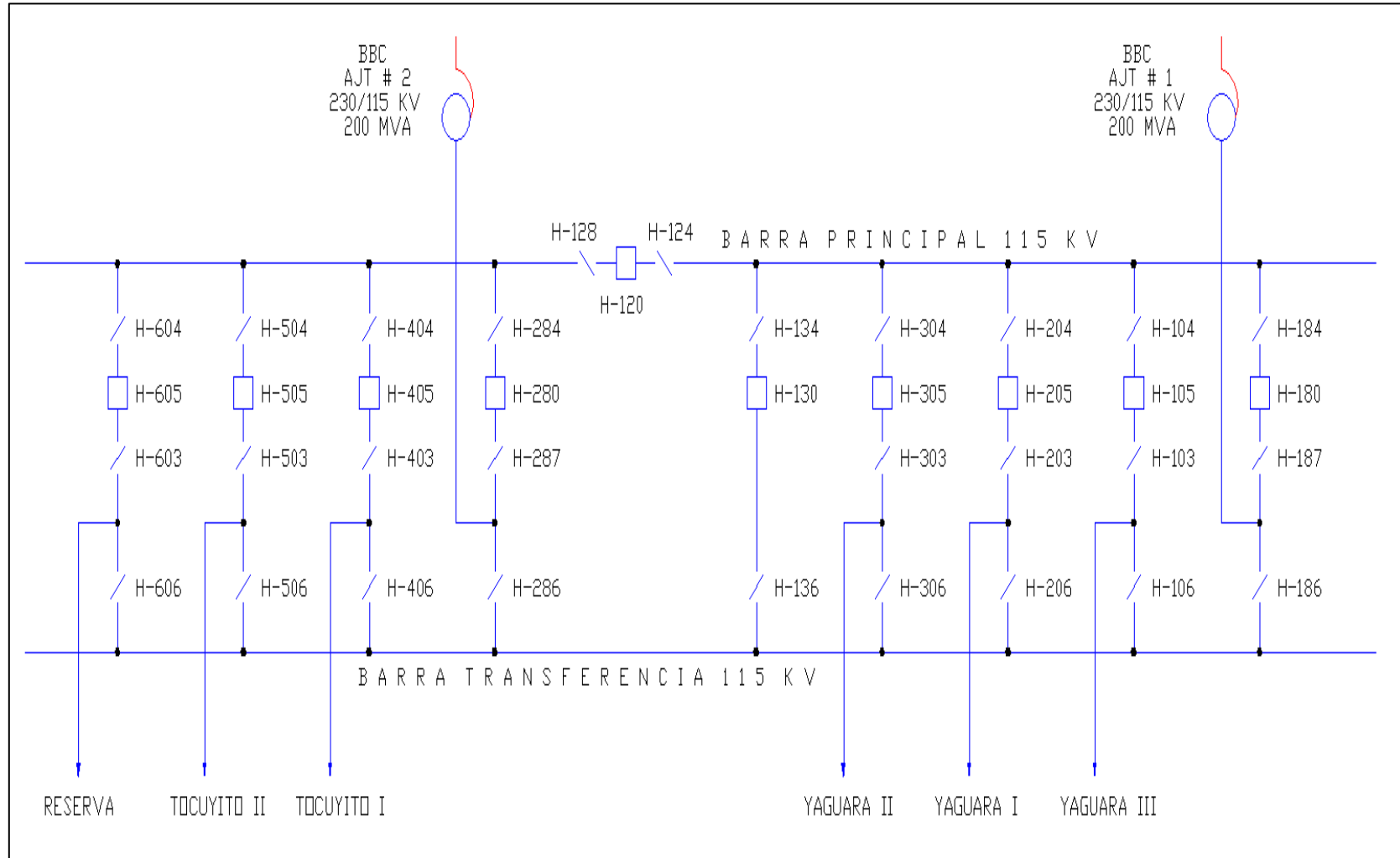


Figura 49: S/E La Arenosa – Patio de 115 kV.

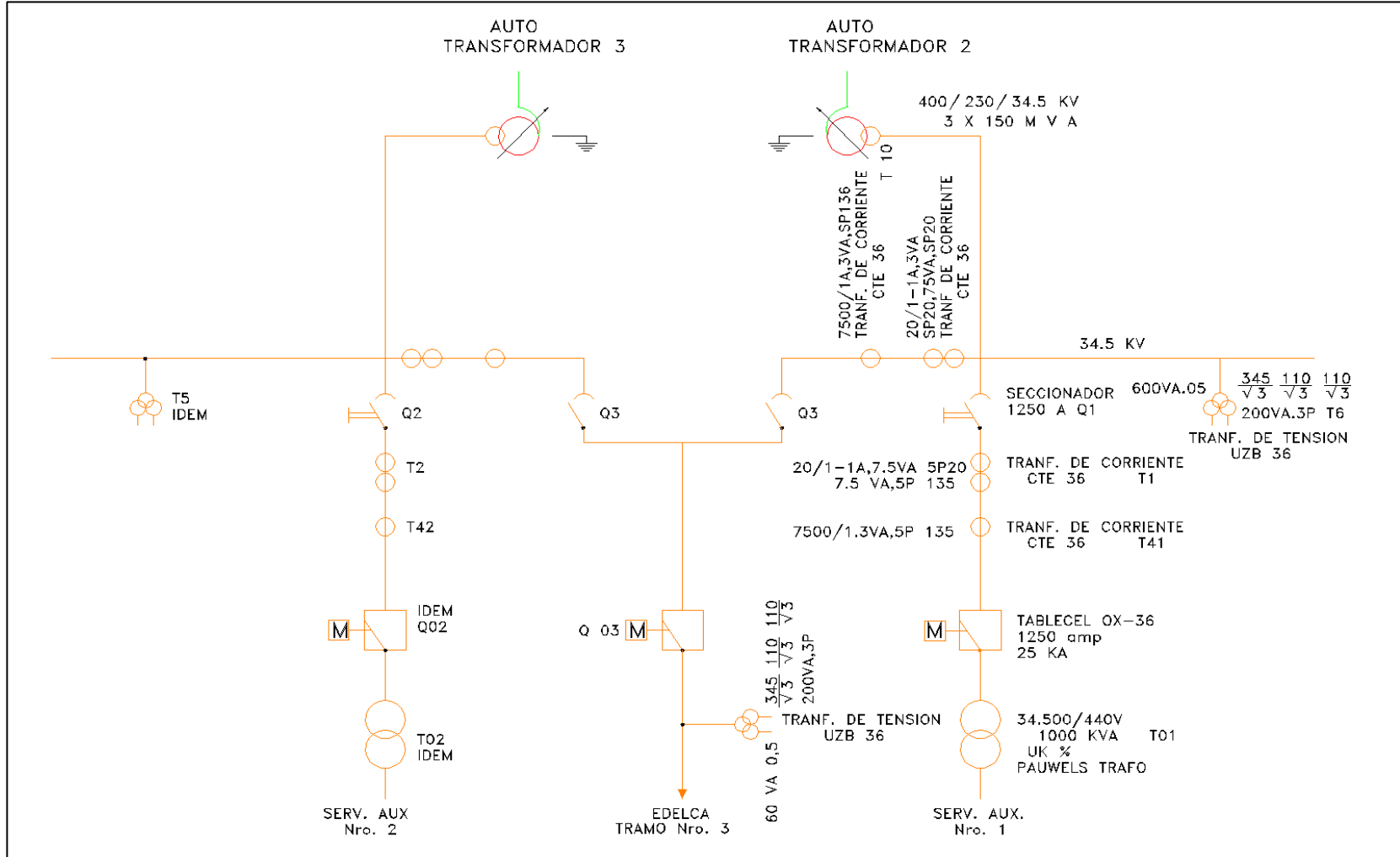


Figura 50: S/E La Arenosa – Patio de 115 kV.

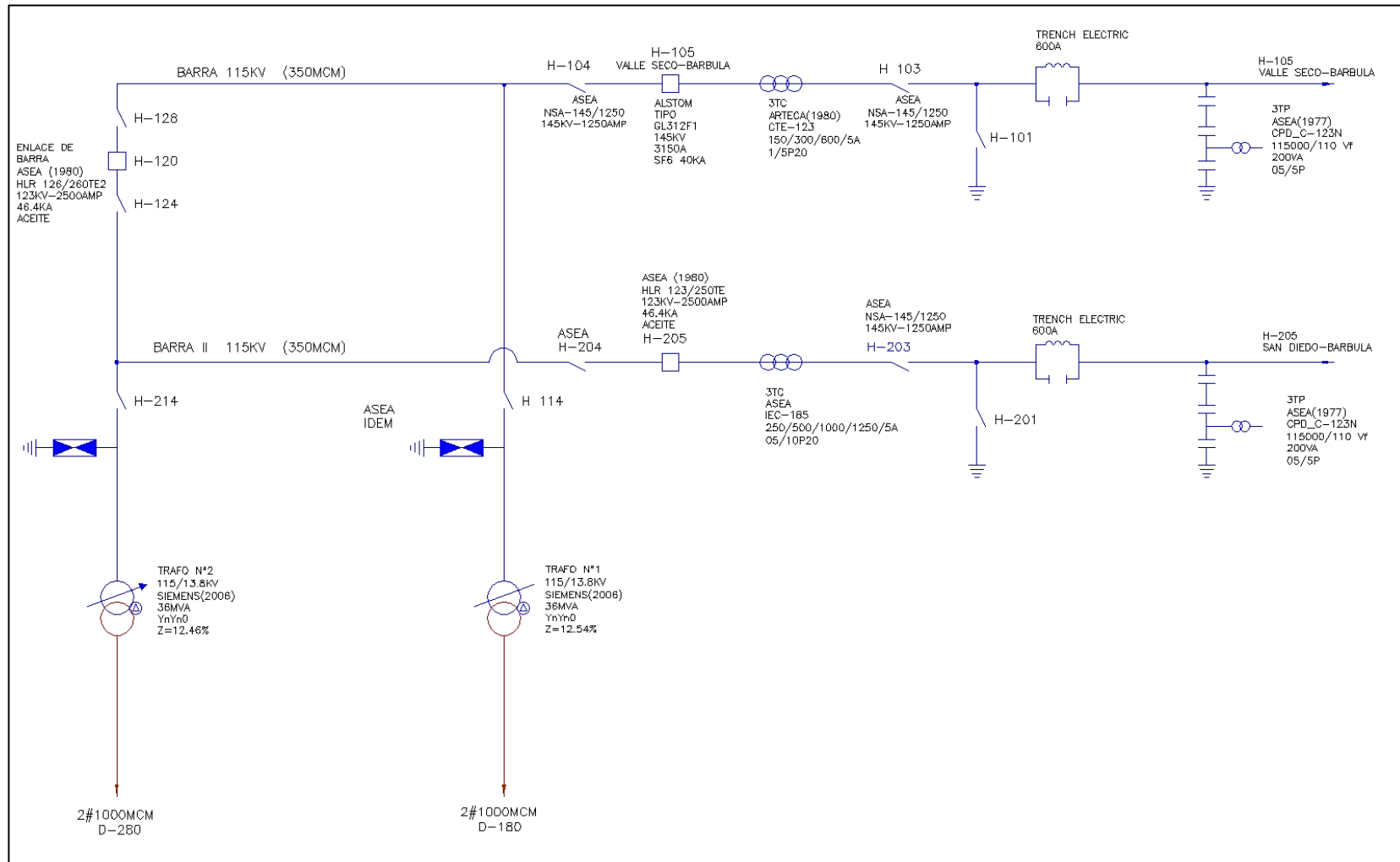


Figura 51: S/E Bárbula – Patio de 115 kV.

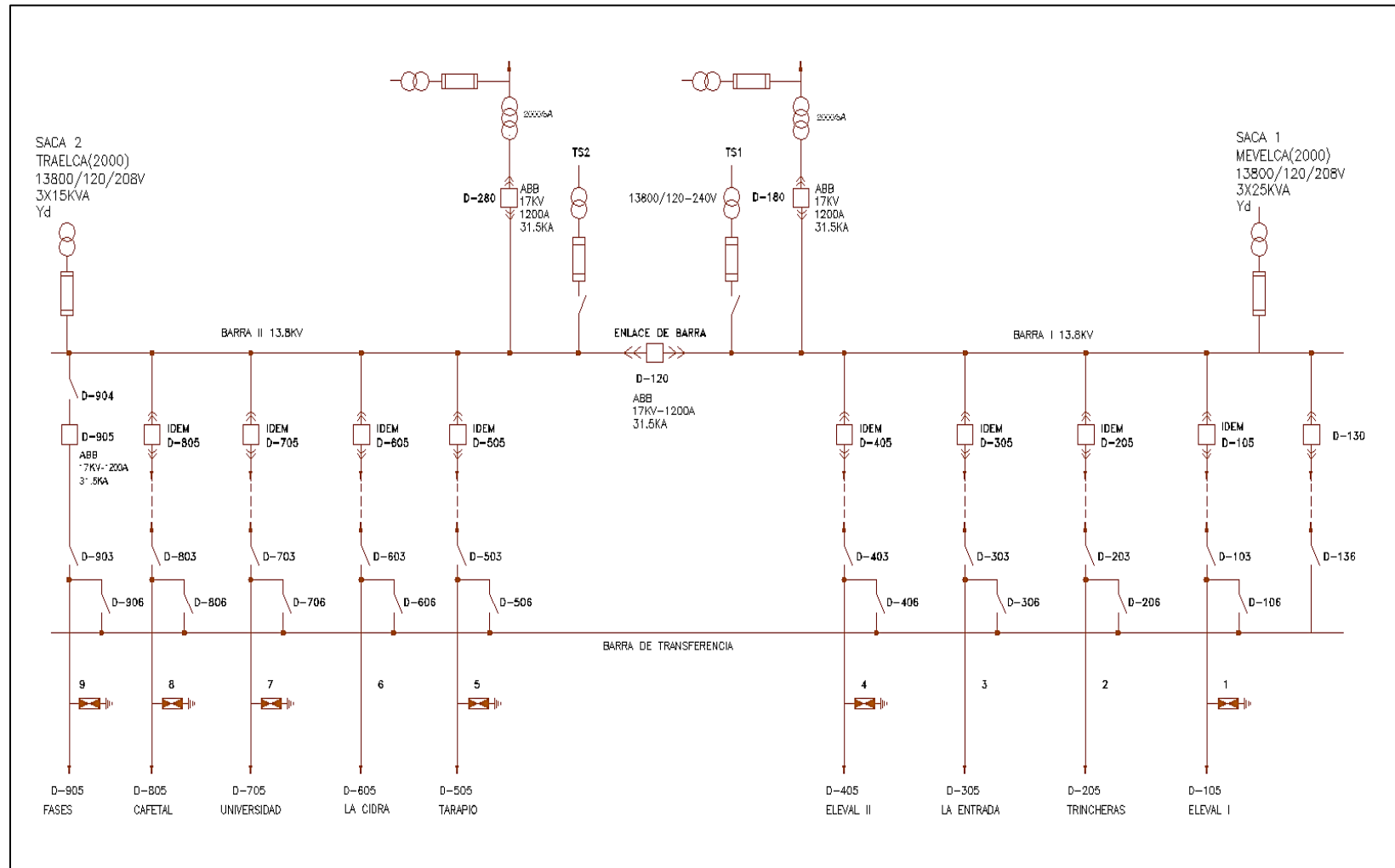


Figura 52: S/E Bábula – Patio de 13.8 kV.

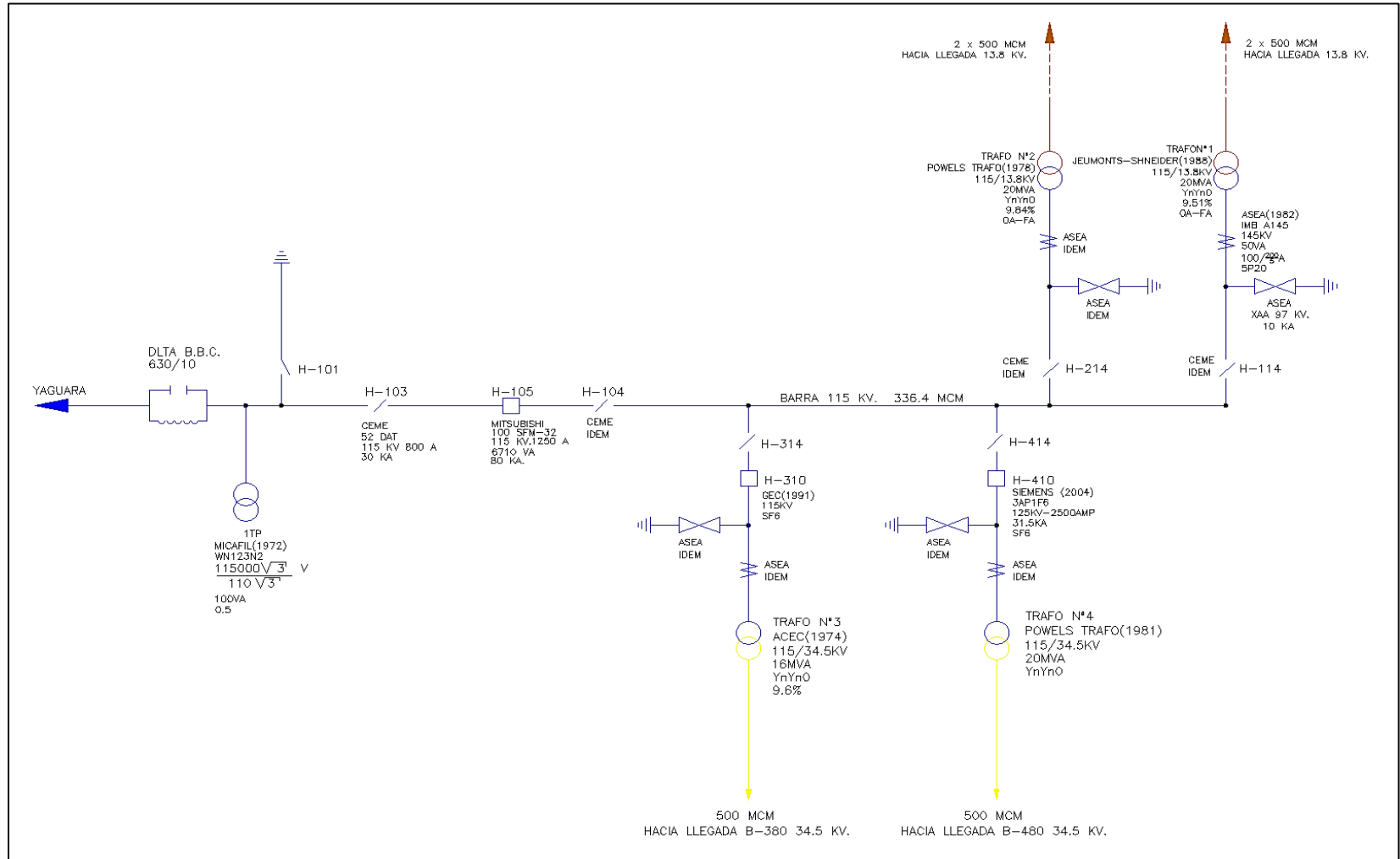


Figura 53: S/E Bejuma – Patio de 115 kV.

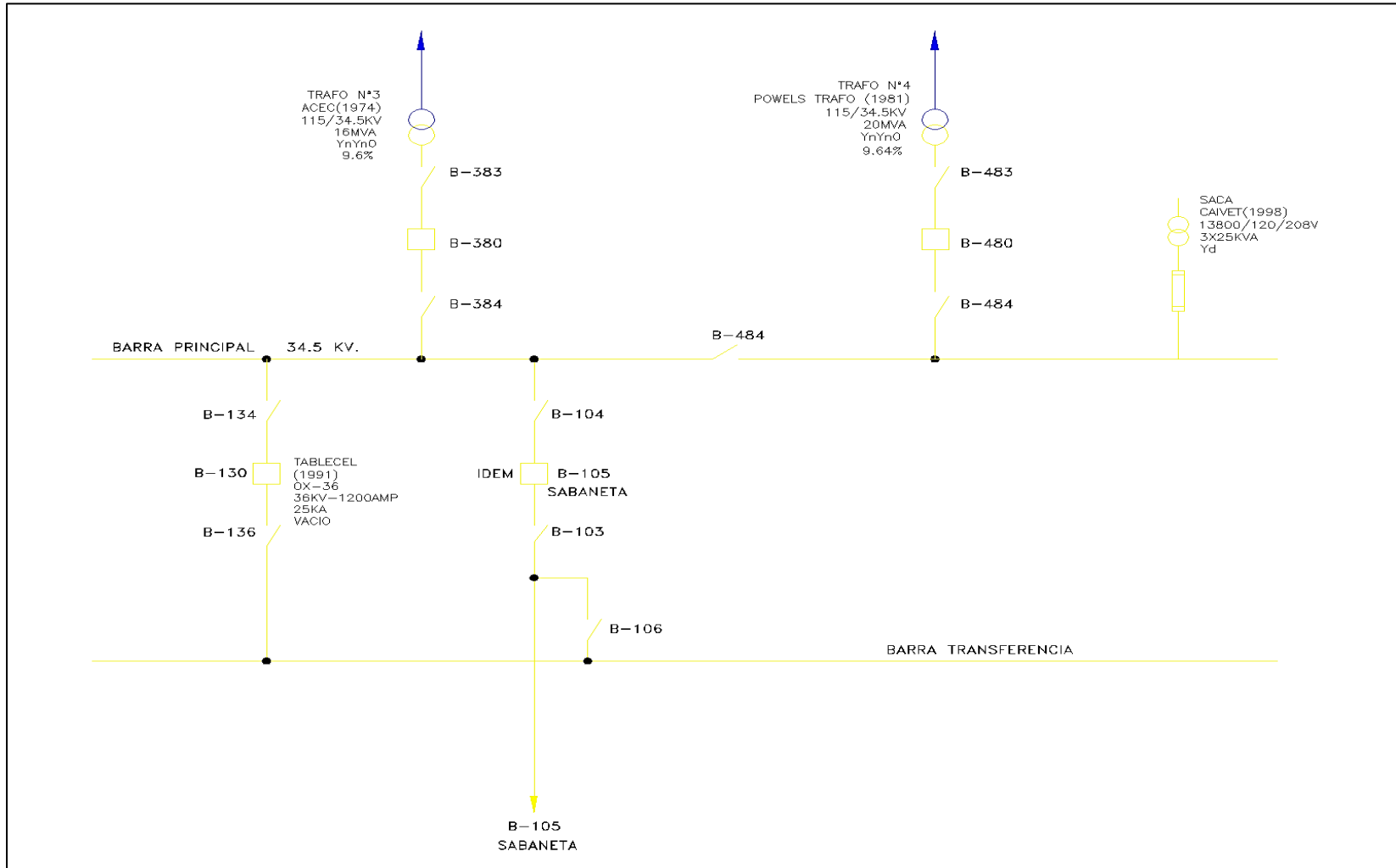


Figura 54: S/E Bejuma – Patio de 34.5 kV.

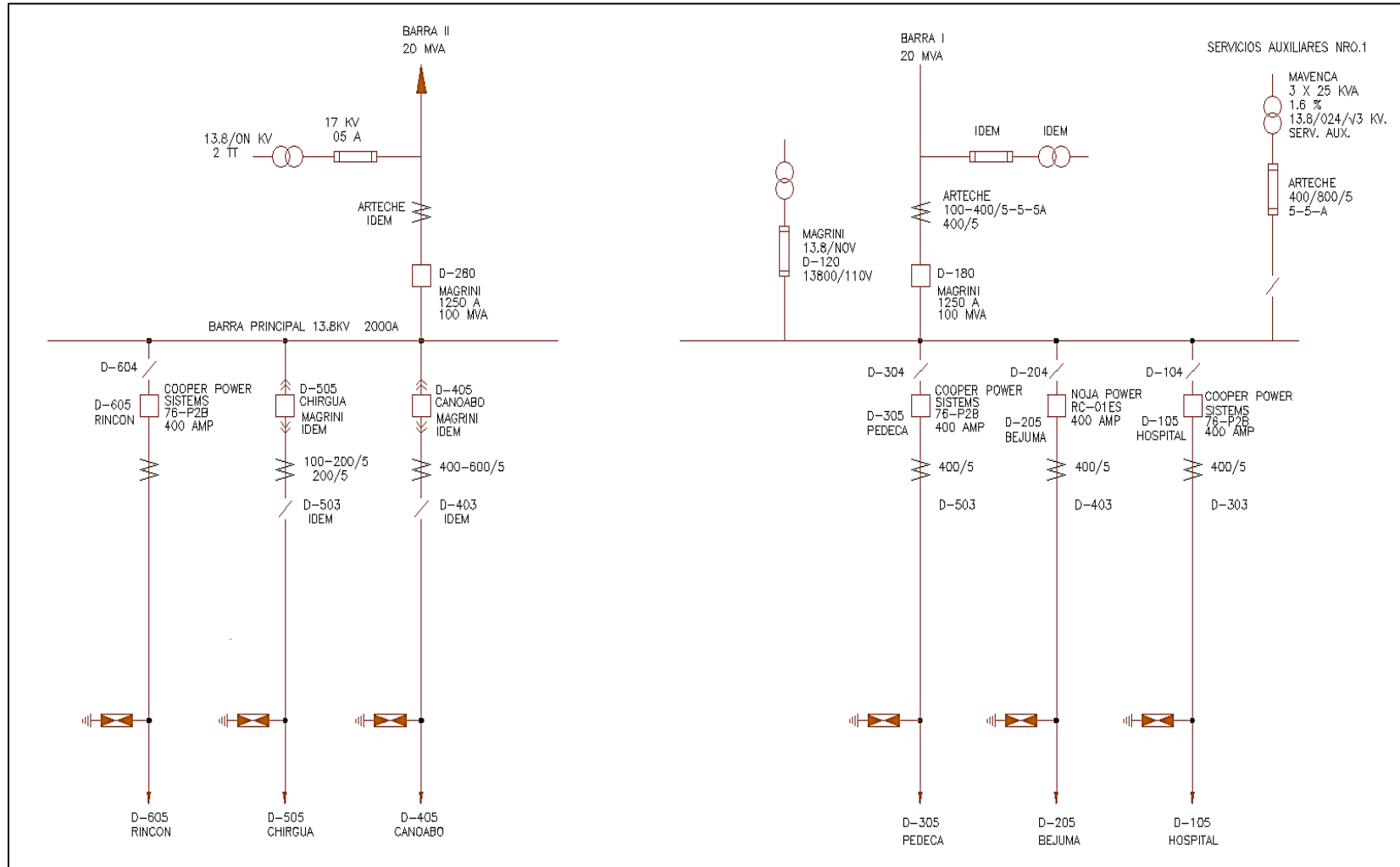


Figura 55: S/E Bejuma – Patio de 13.8 kV.

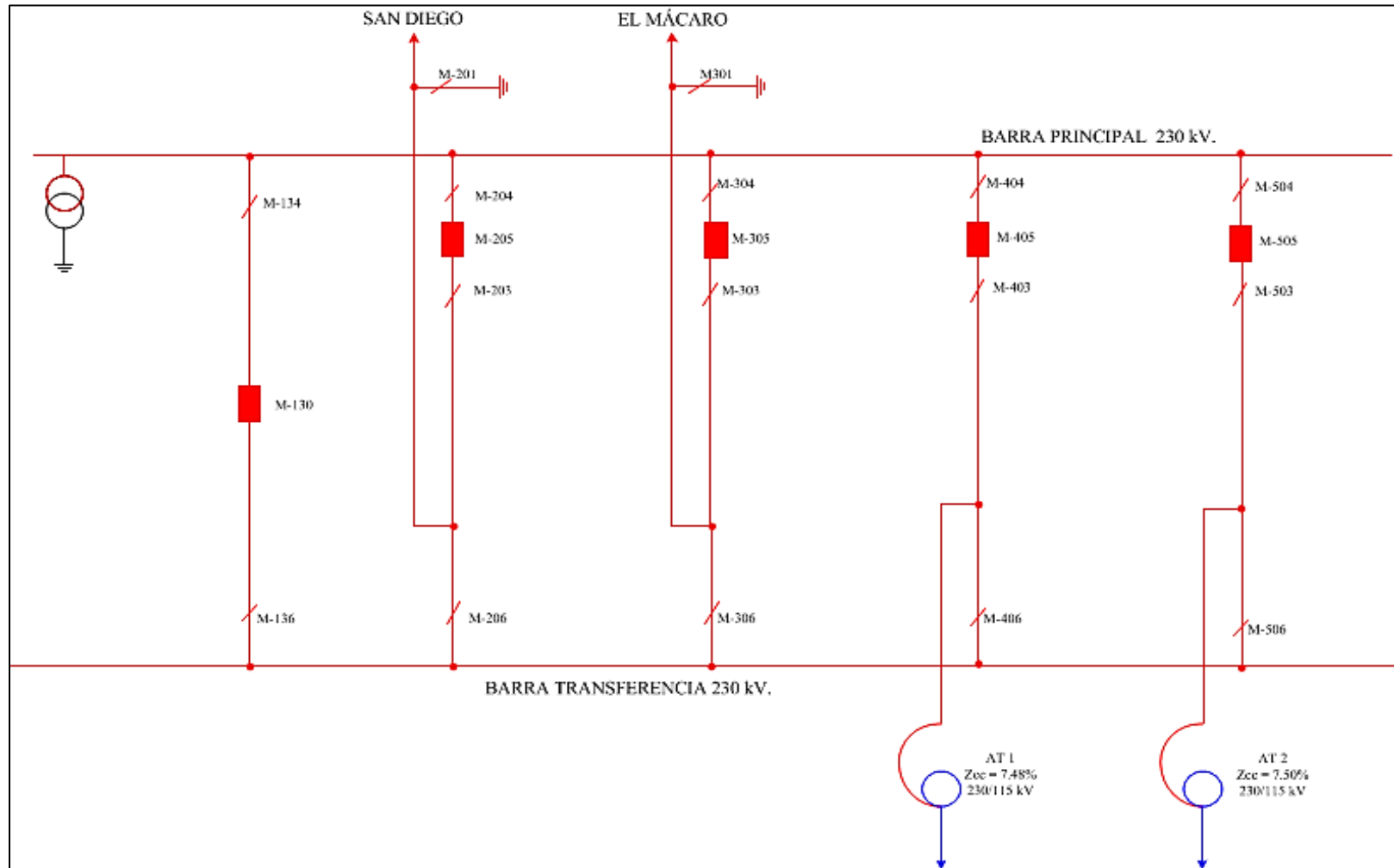


Figura 56: S/E Caña de Azúcar – Patio de 230 kV.

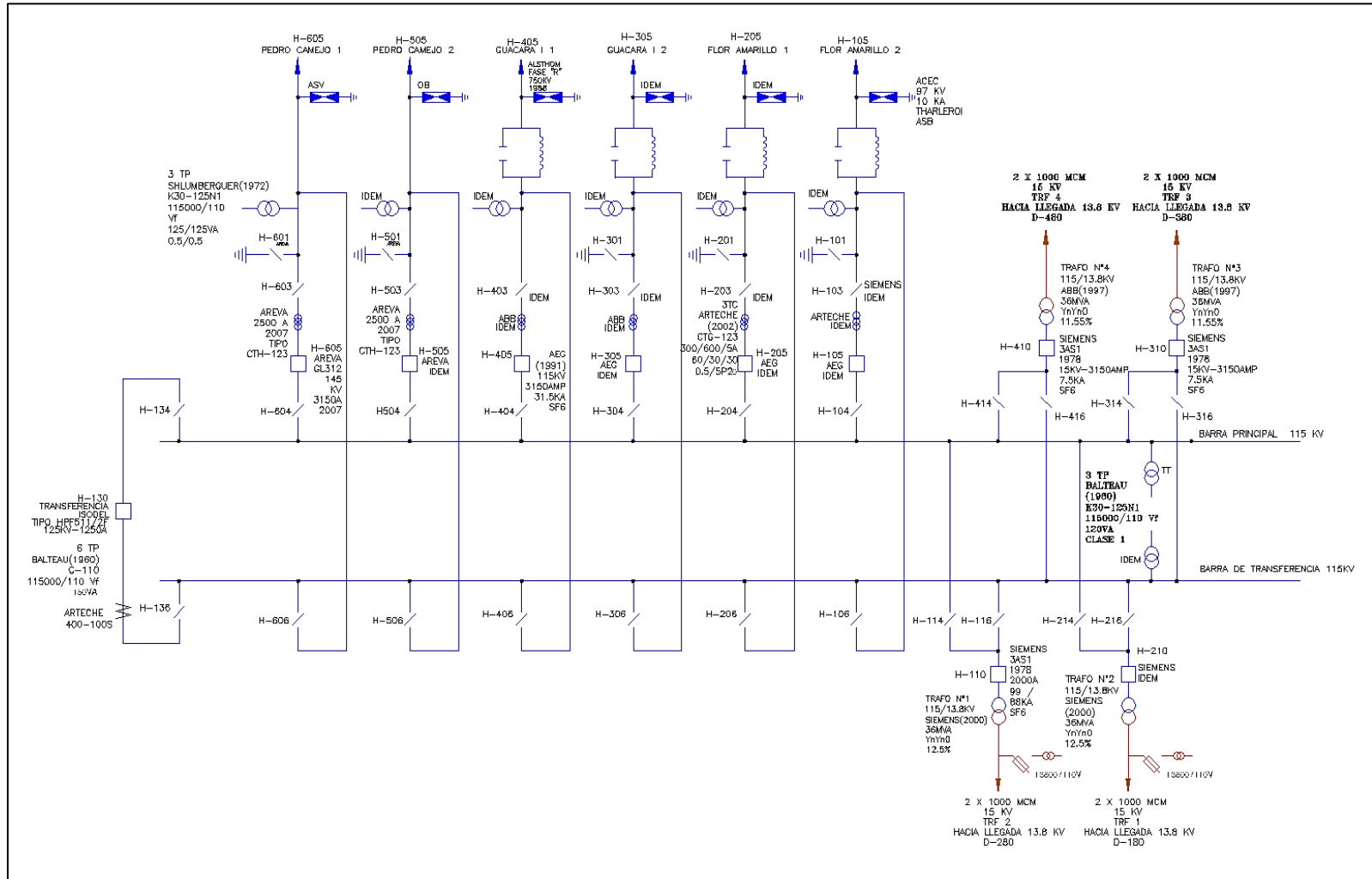


Figura 58: S/E Carabobo – Patio de 115 kV.

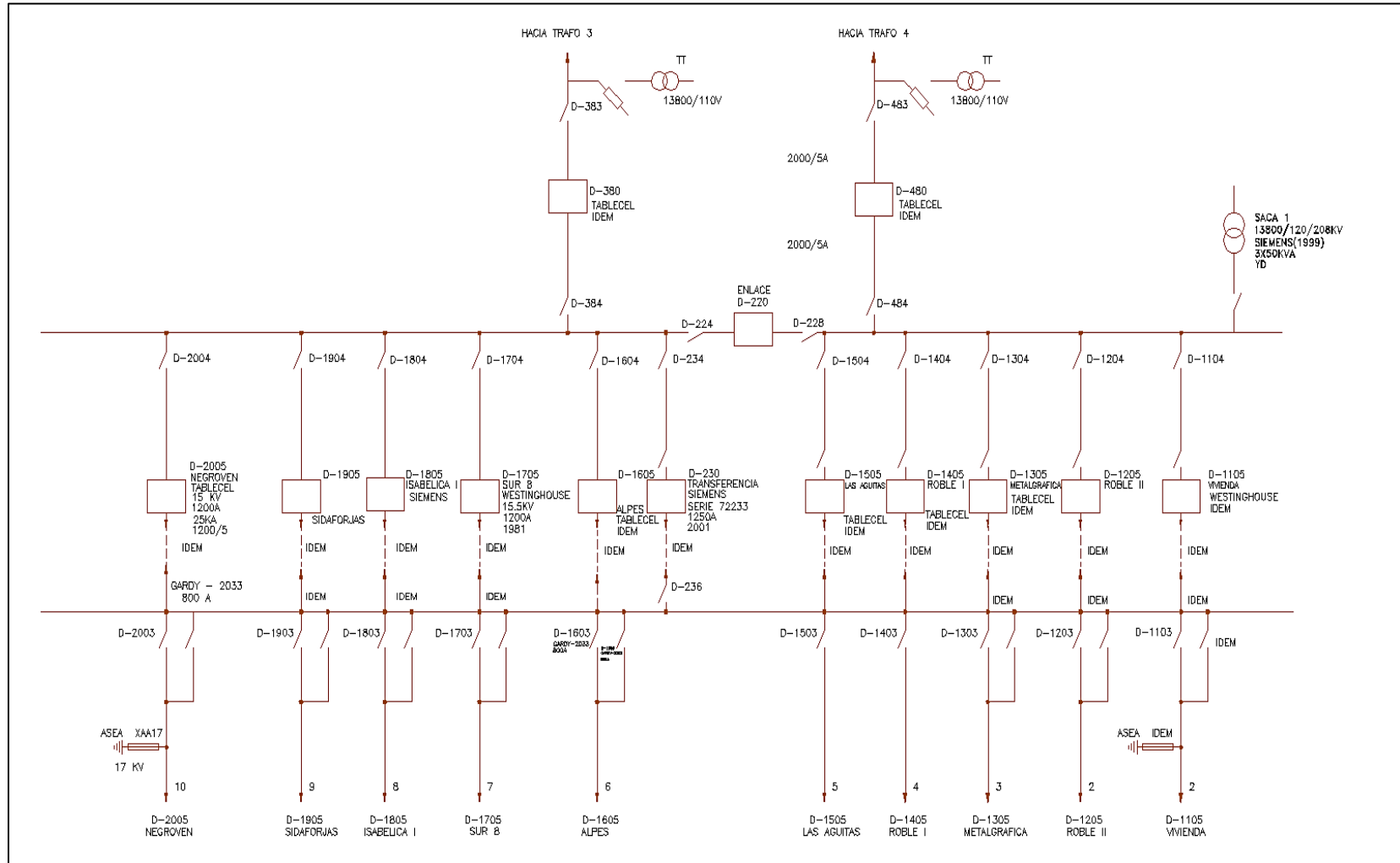


Figura 59: S/E Carabobo – Patio de 13.8 kV. Pórtico Norte.

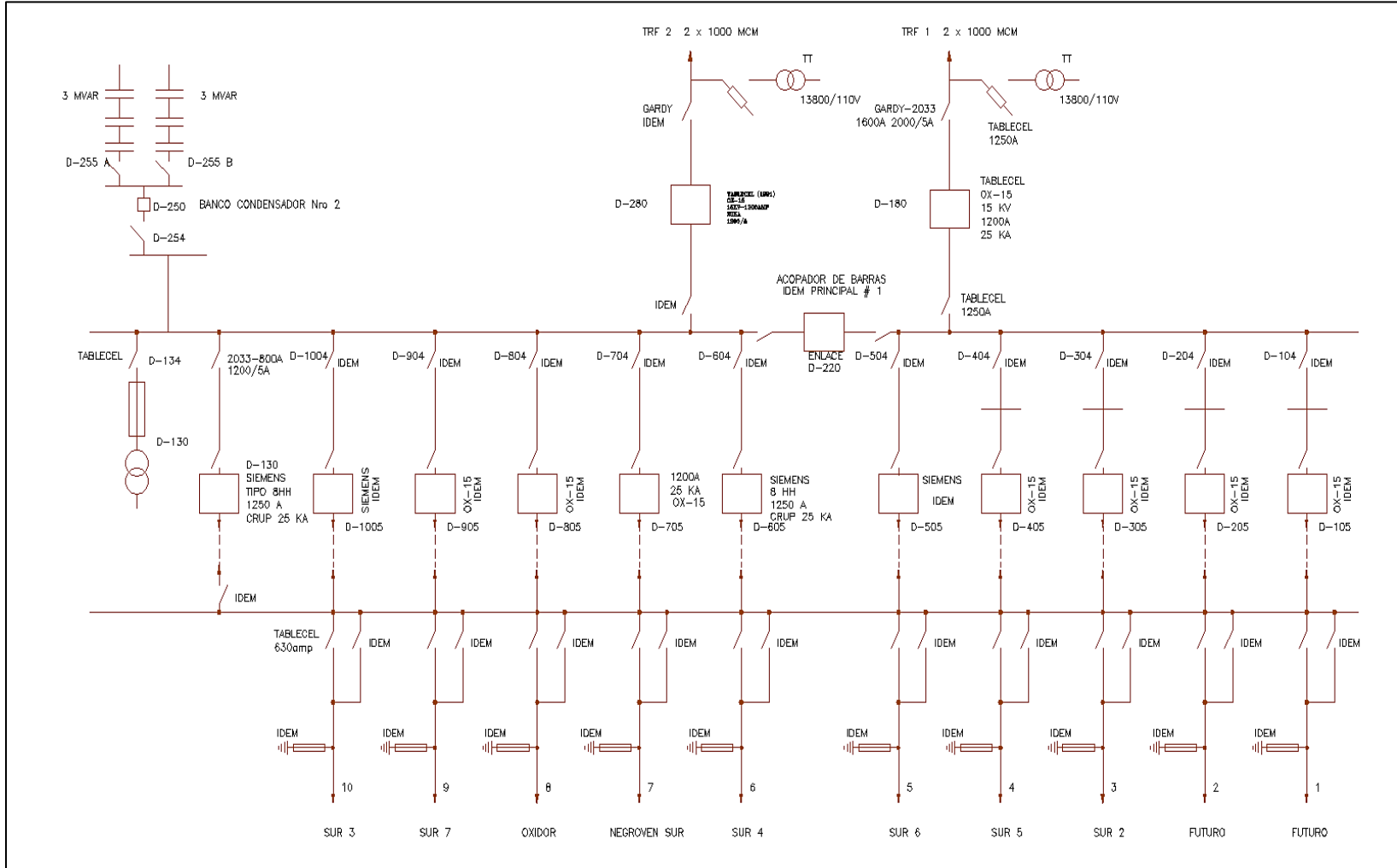


Figura 60: S/E Carabobo – Patio de 13.8 kV. Pórtico Sur.

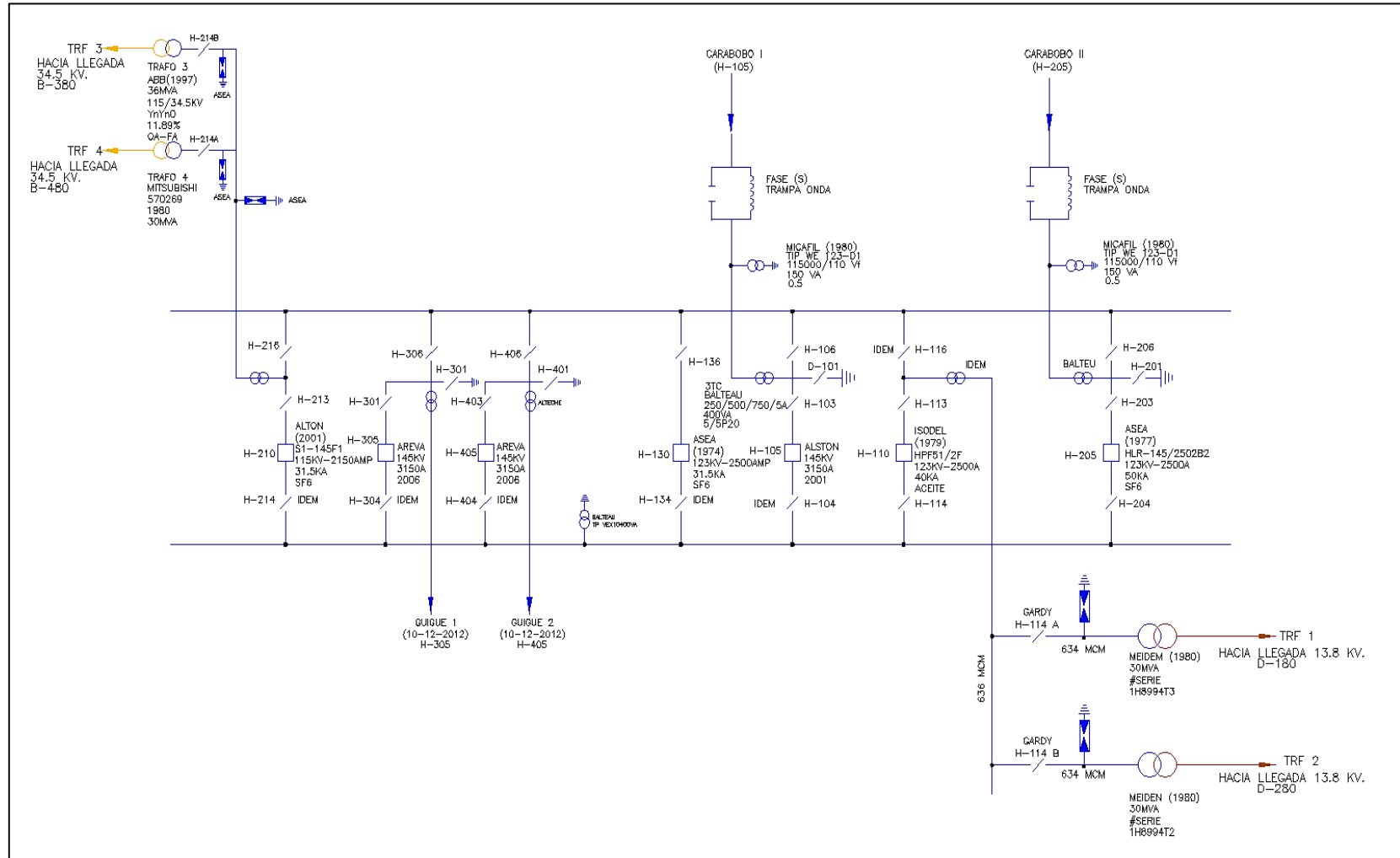


Figura 61: S/E Flor Amarillo – Patio de 115 kV.

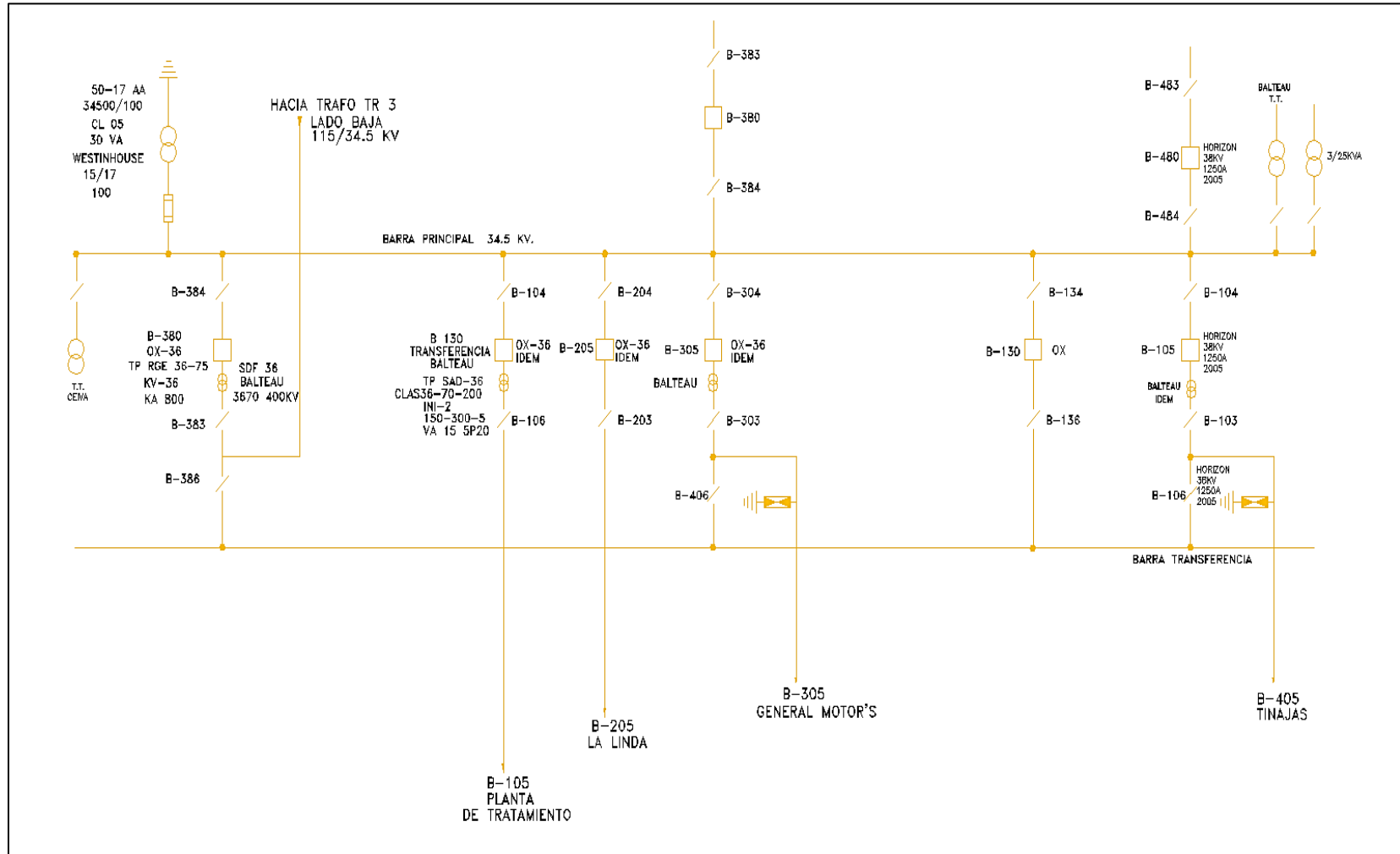


Figura 62: S/E Flor Amarillo – Patio de 34.5 kV.

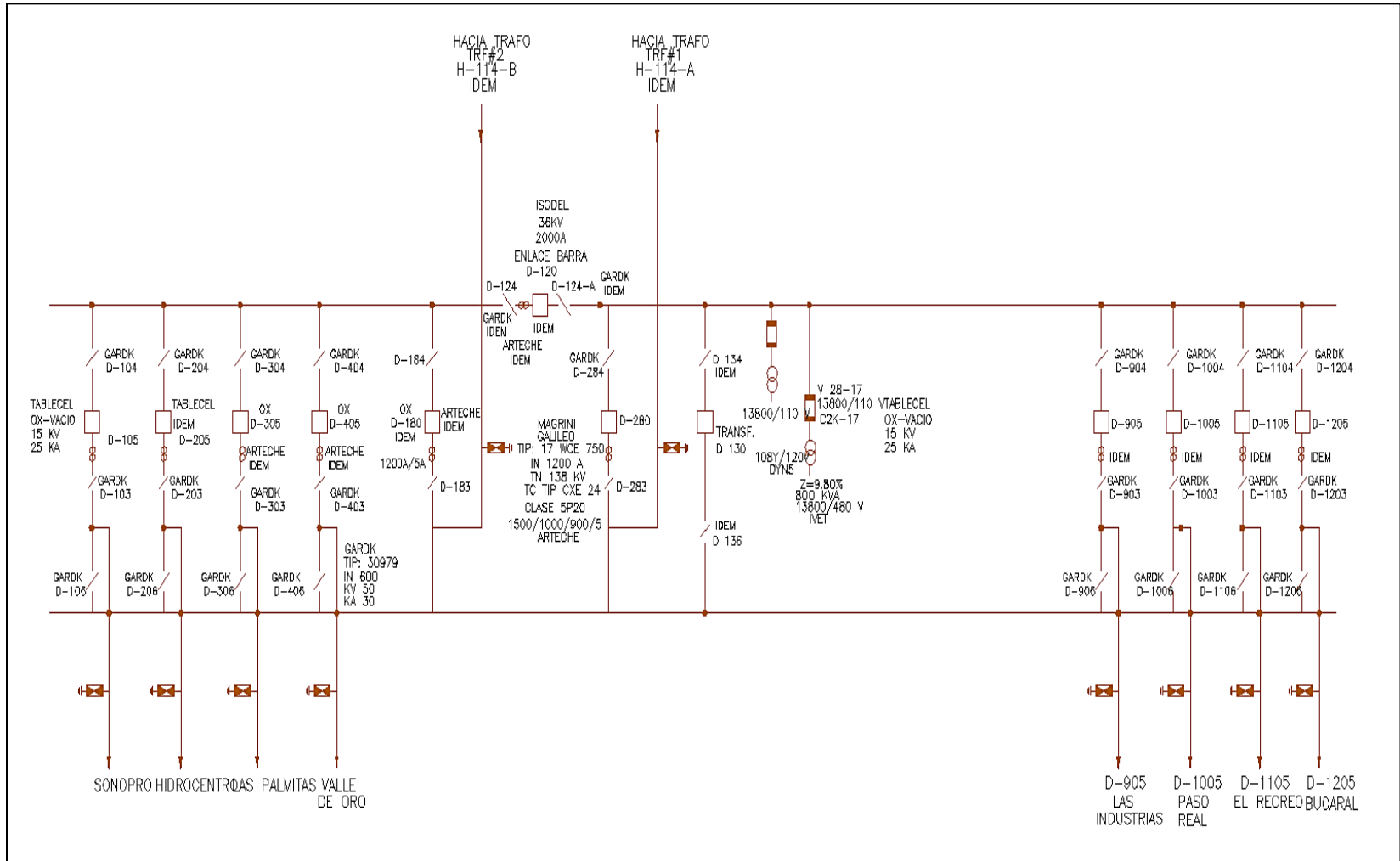


Figura 63: S/E Flor Amarillo – Patio de 13.8 kV.

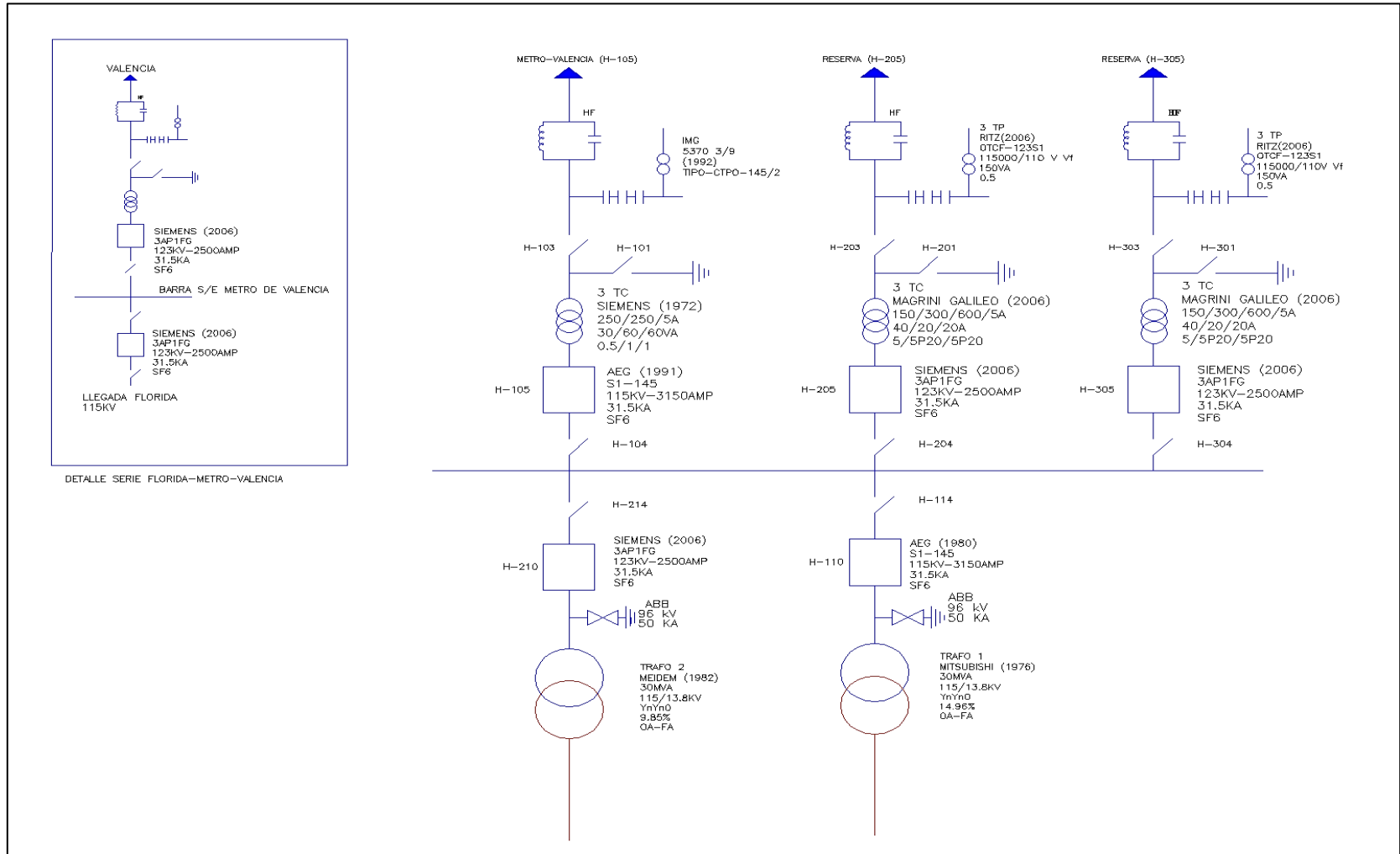


Figura 64: S/E Florida- Patio de 115 kV.

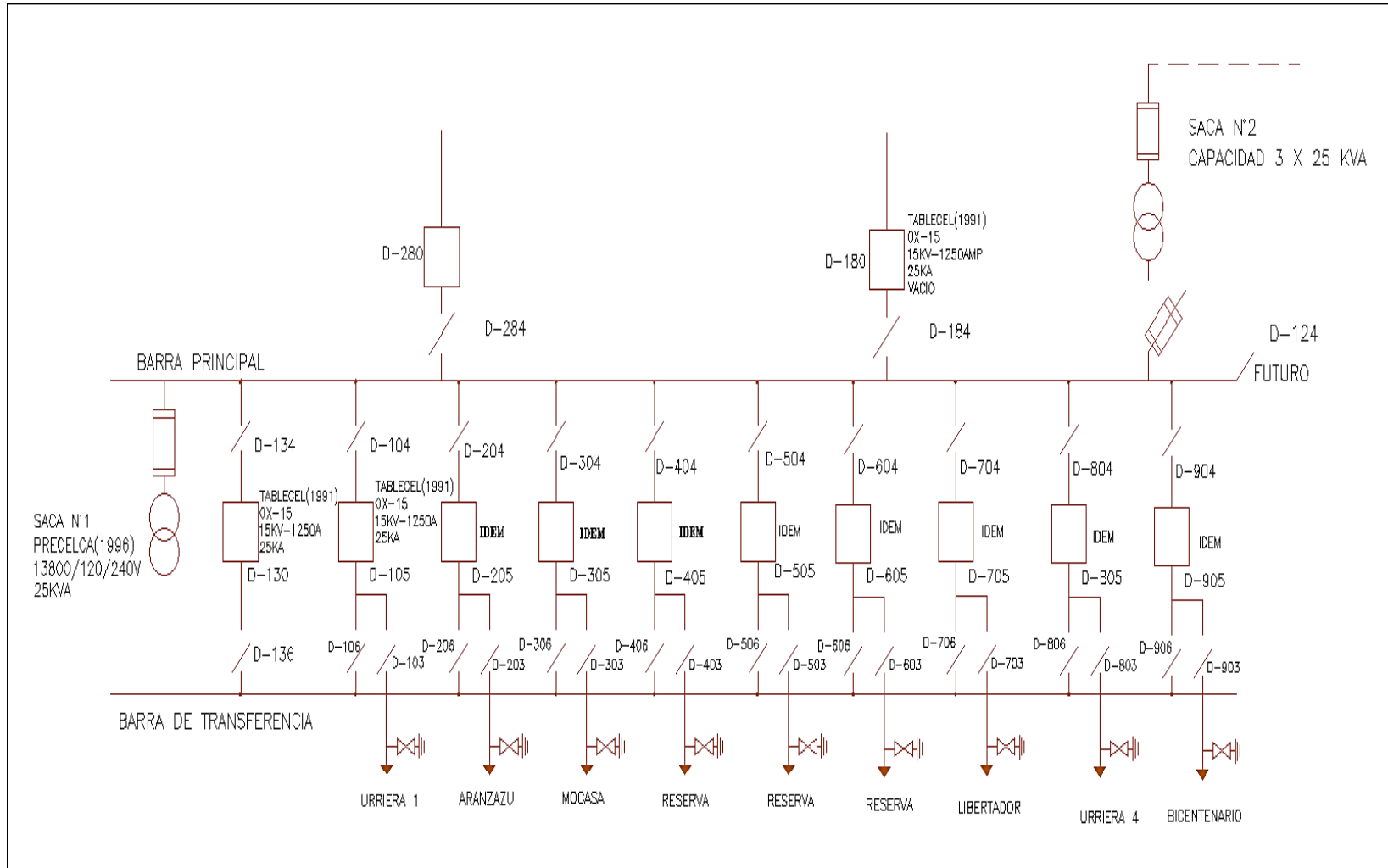


Figura 65: S/E Florida – Patio de 13.8 kV.

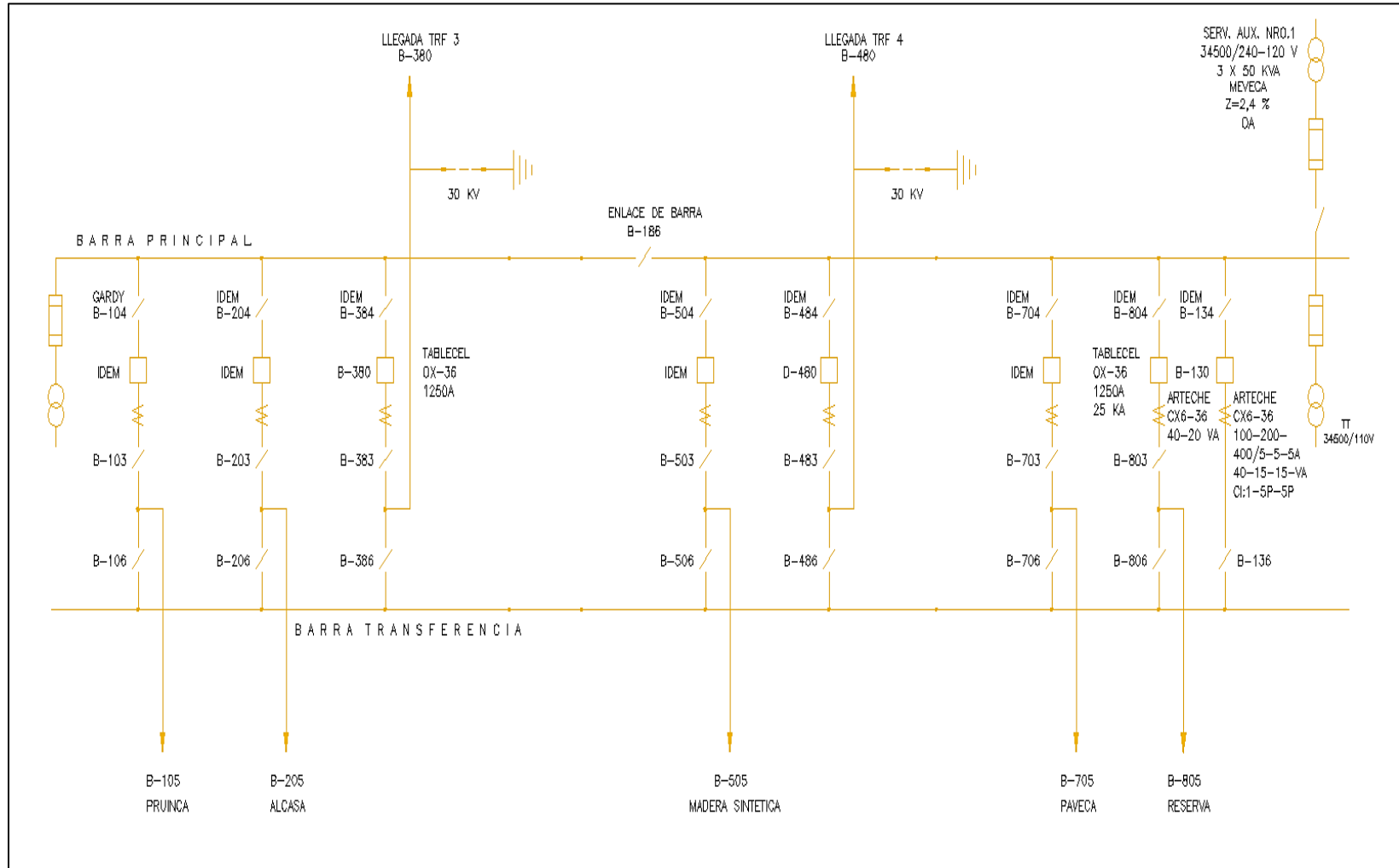


Figura 67: S/E Guacara I – Patio de 34.5 kV.

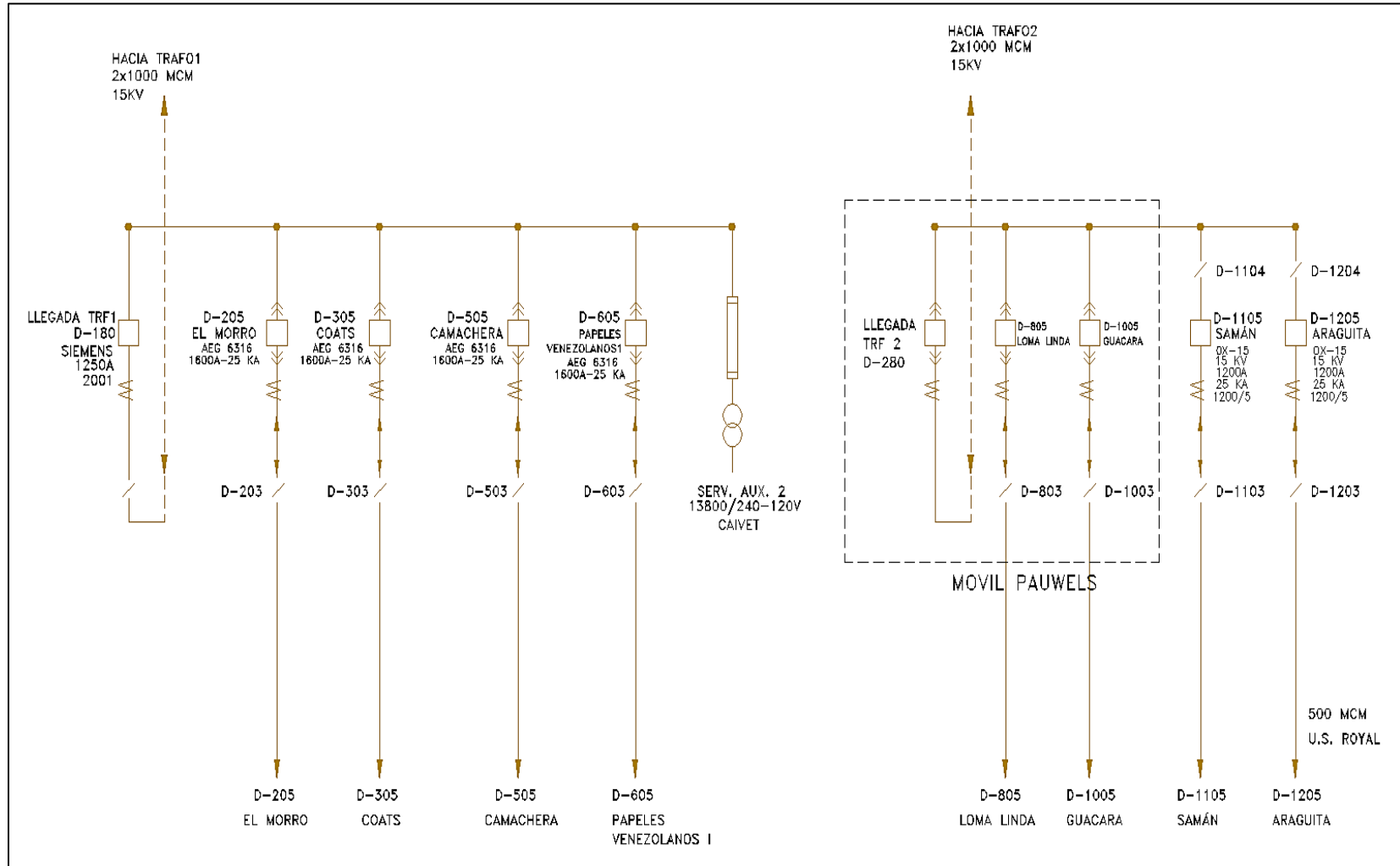


Figura 68: S/E Guacara I – Patio de 13.8 kV.

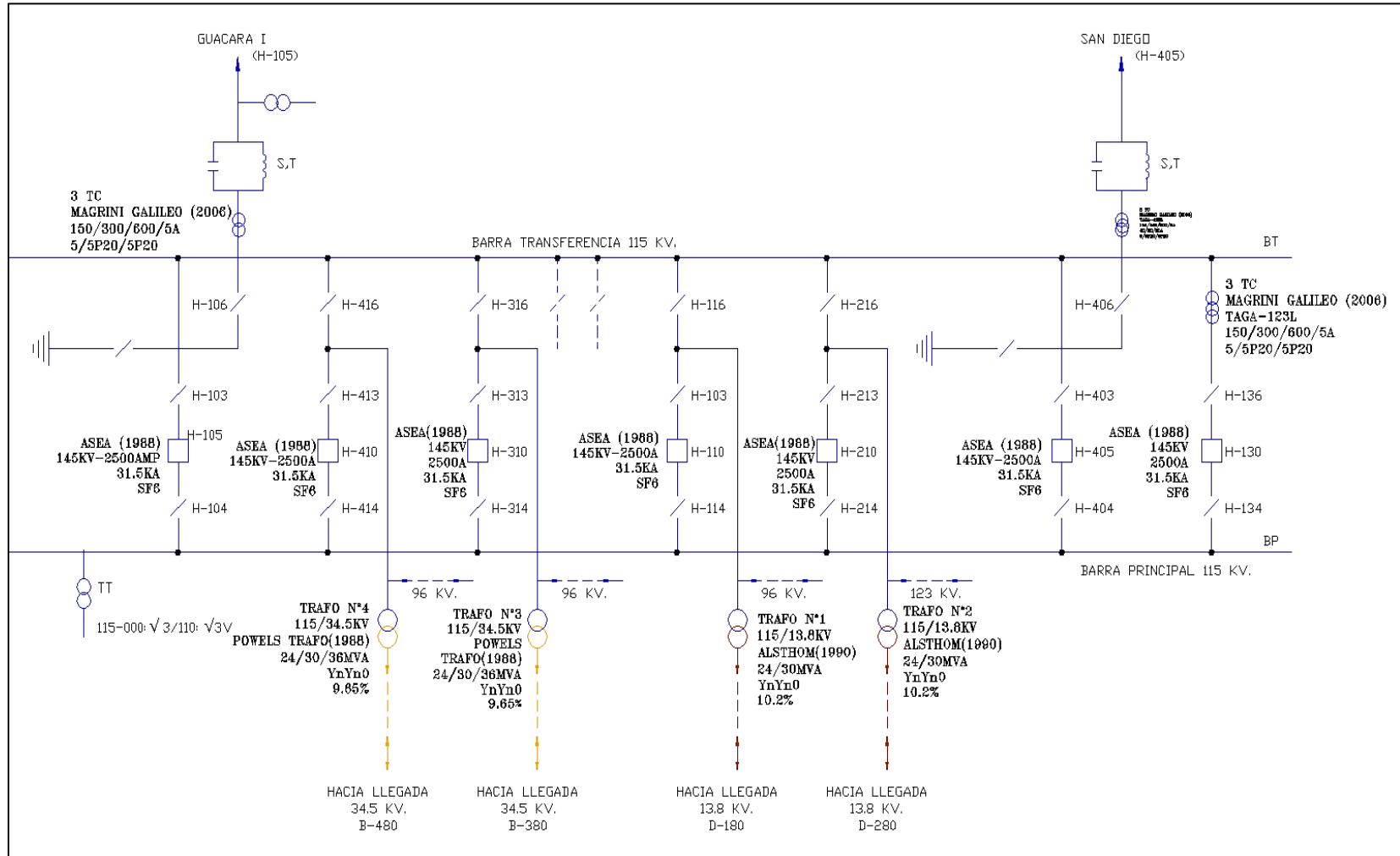


Figura 69: S/E Guacara II – Patio de 115 kV.

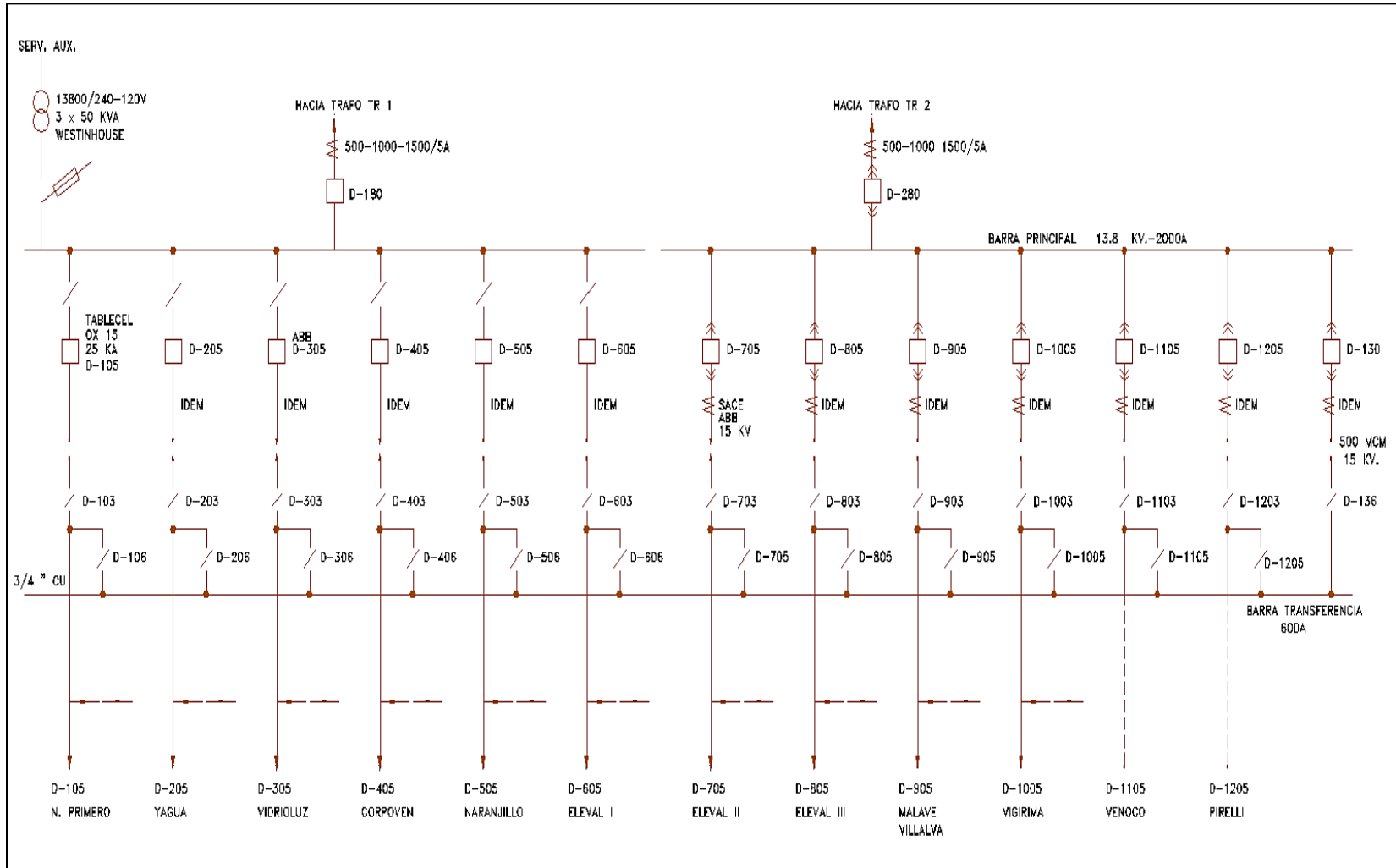


Figura 71: S/E Guacara II – Patio de 13.8 kV.

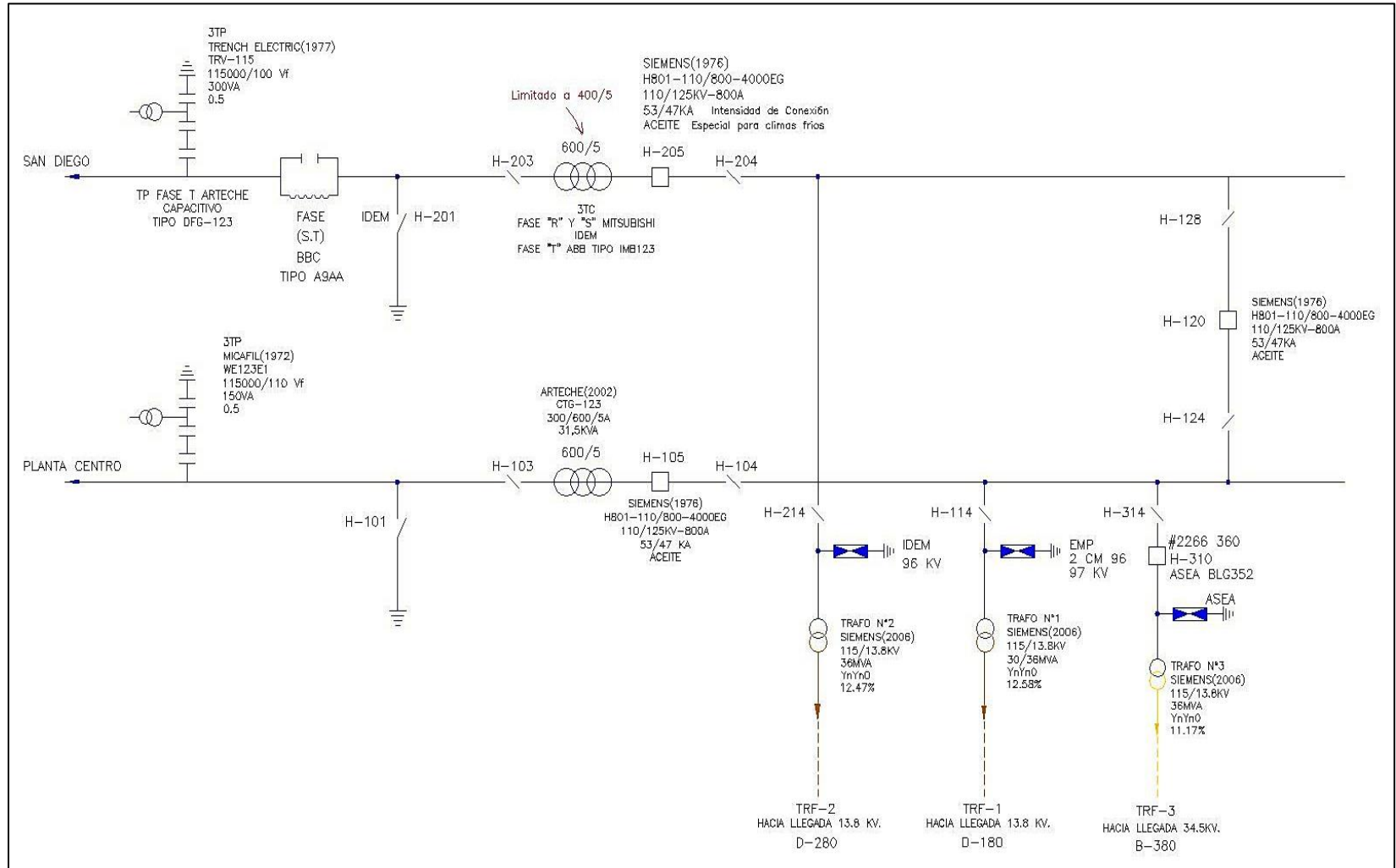


Figura 72: S/E Guaparo – Patio de 115 kV.

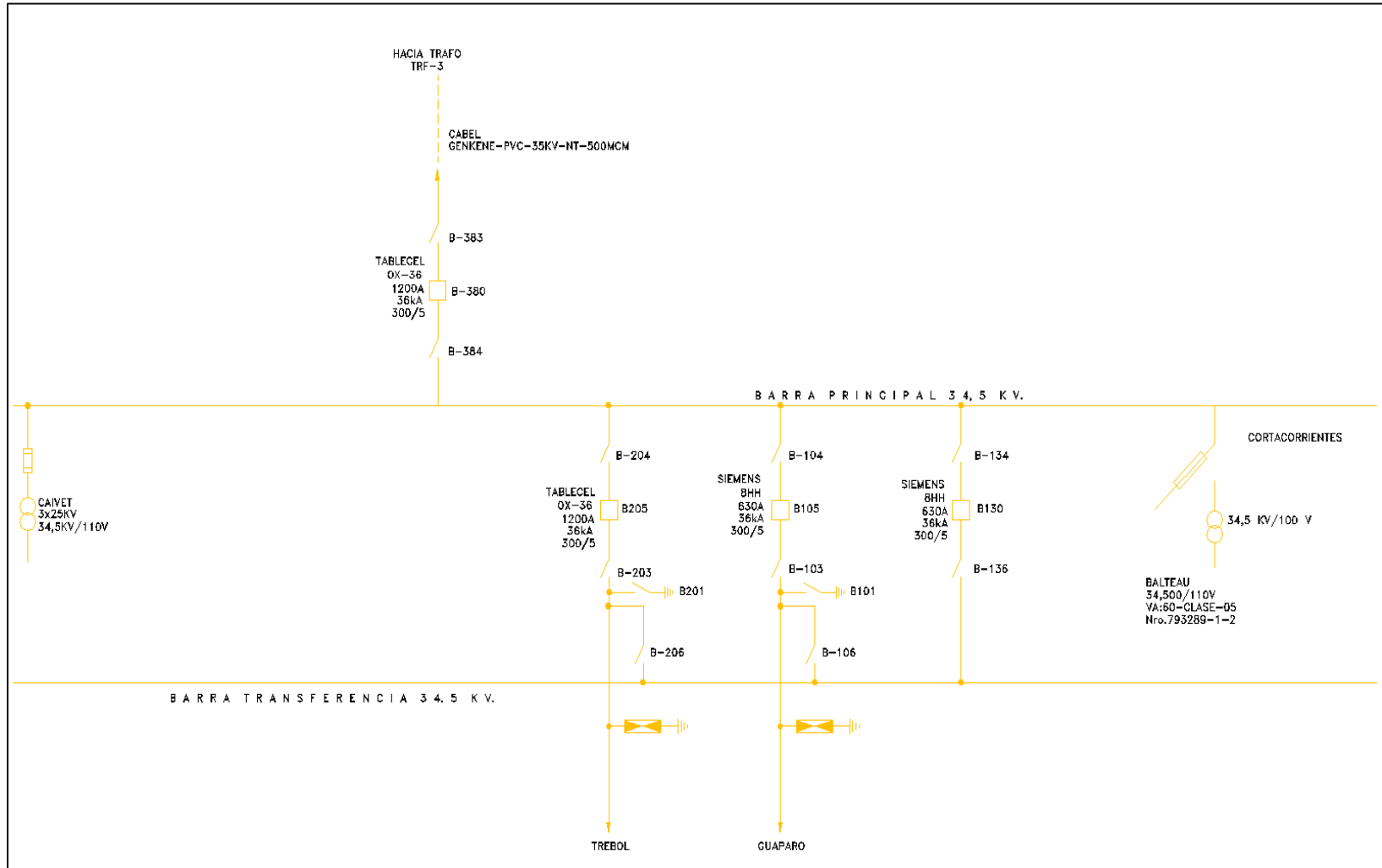


Figura 73: S/E Guaparo – Patio de 34.5 kV.

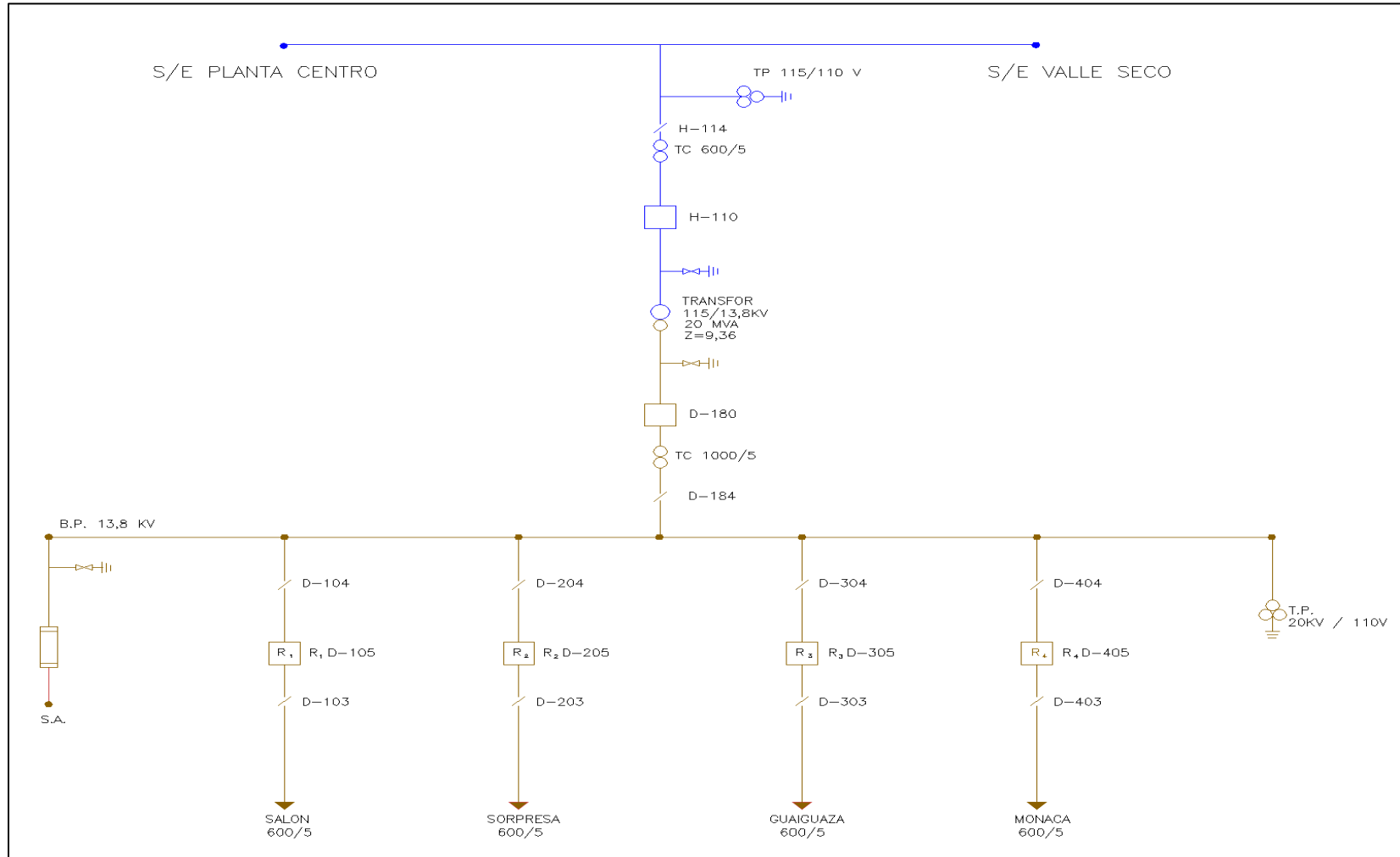


Figura 75: S/E T-Off La Elvira – Patio de 115 kV.

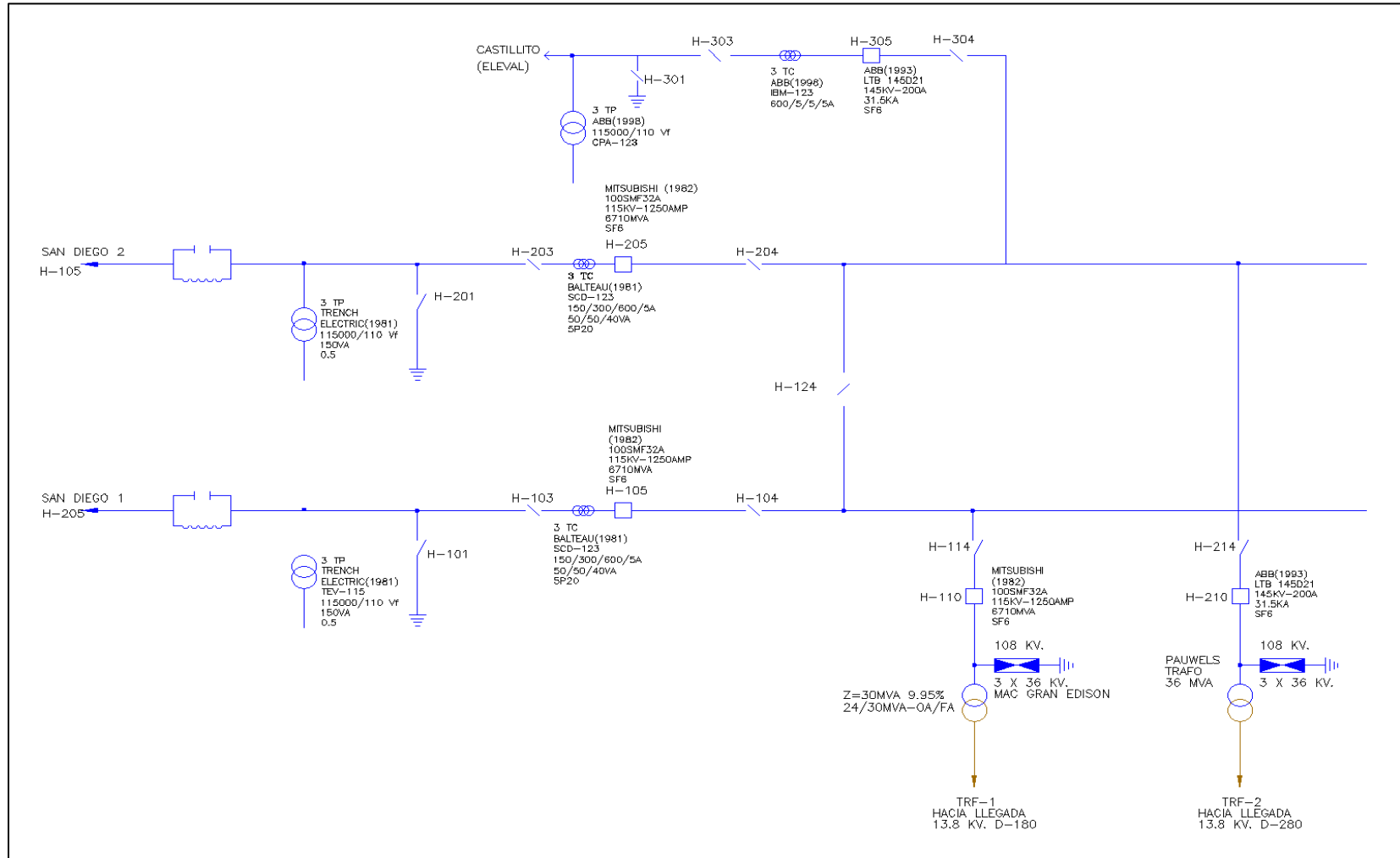


Figura 76: S/E Los Guayos – Patio de 115 kV.

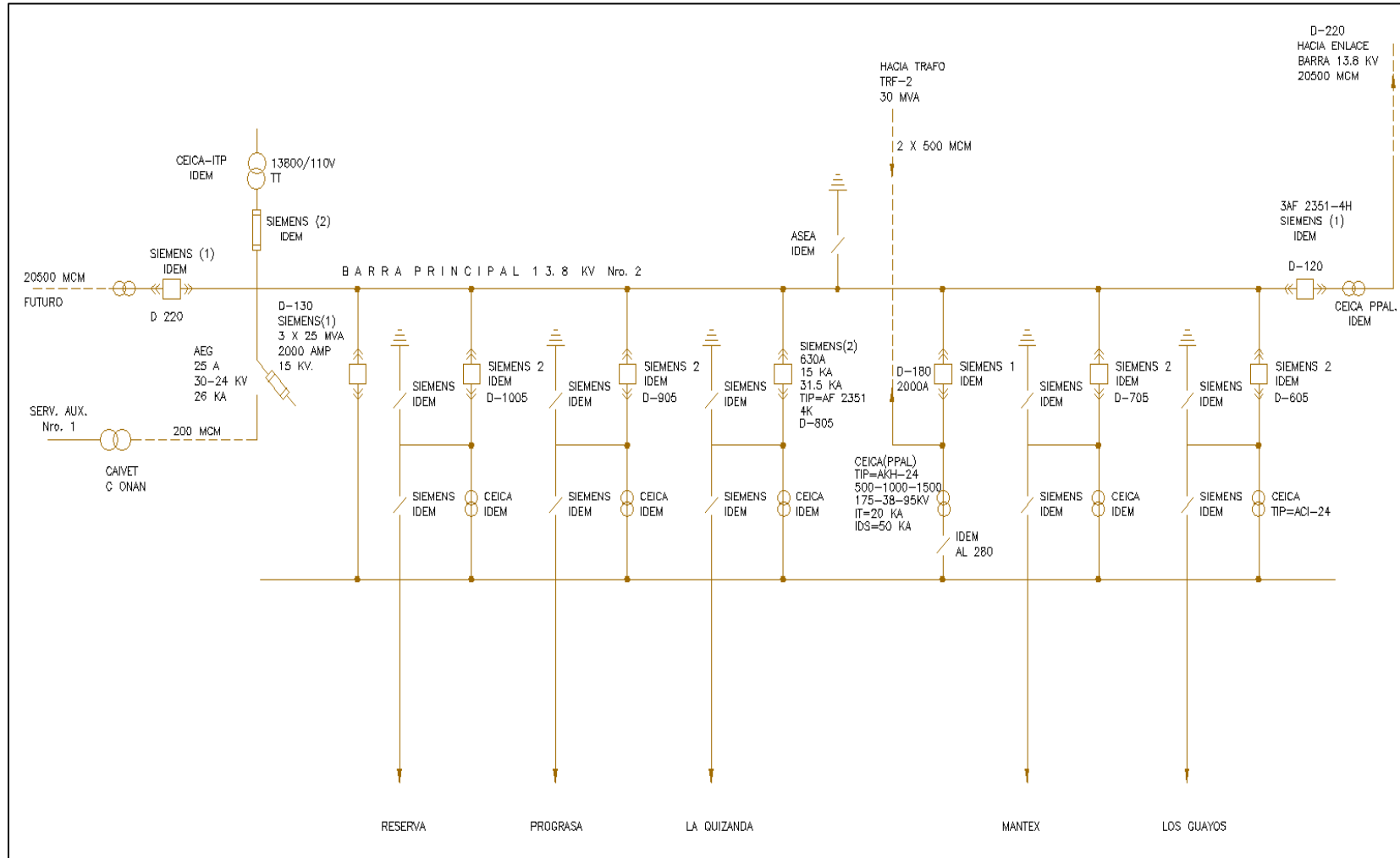


Figura 78: S/E Los Guayos – Patio de 13.8 kV N° 2.

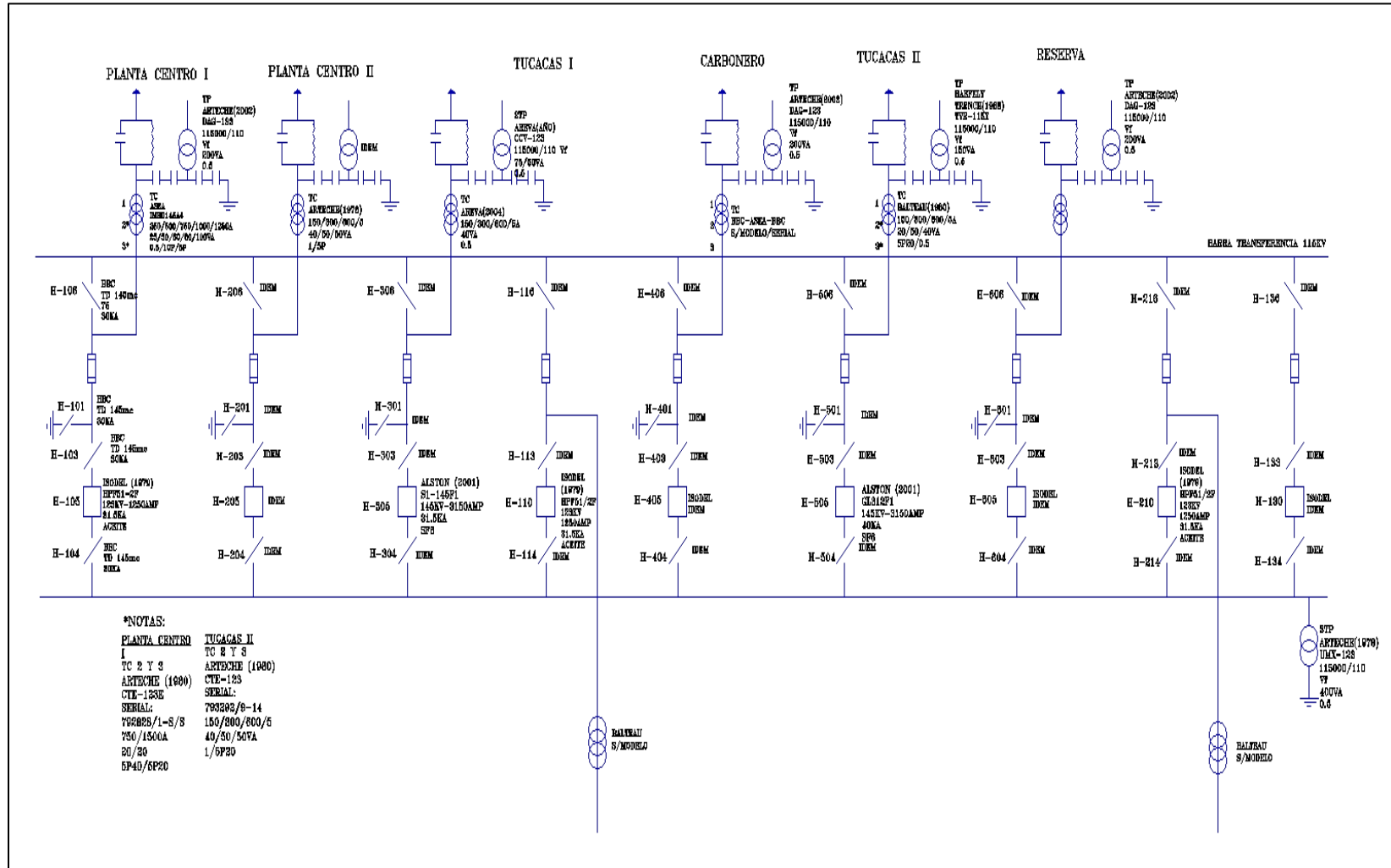


Figura 79: S/E Morón – Patio de 115 kV.

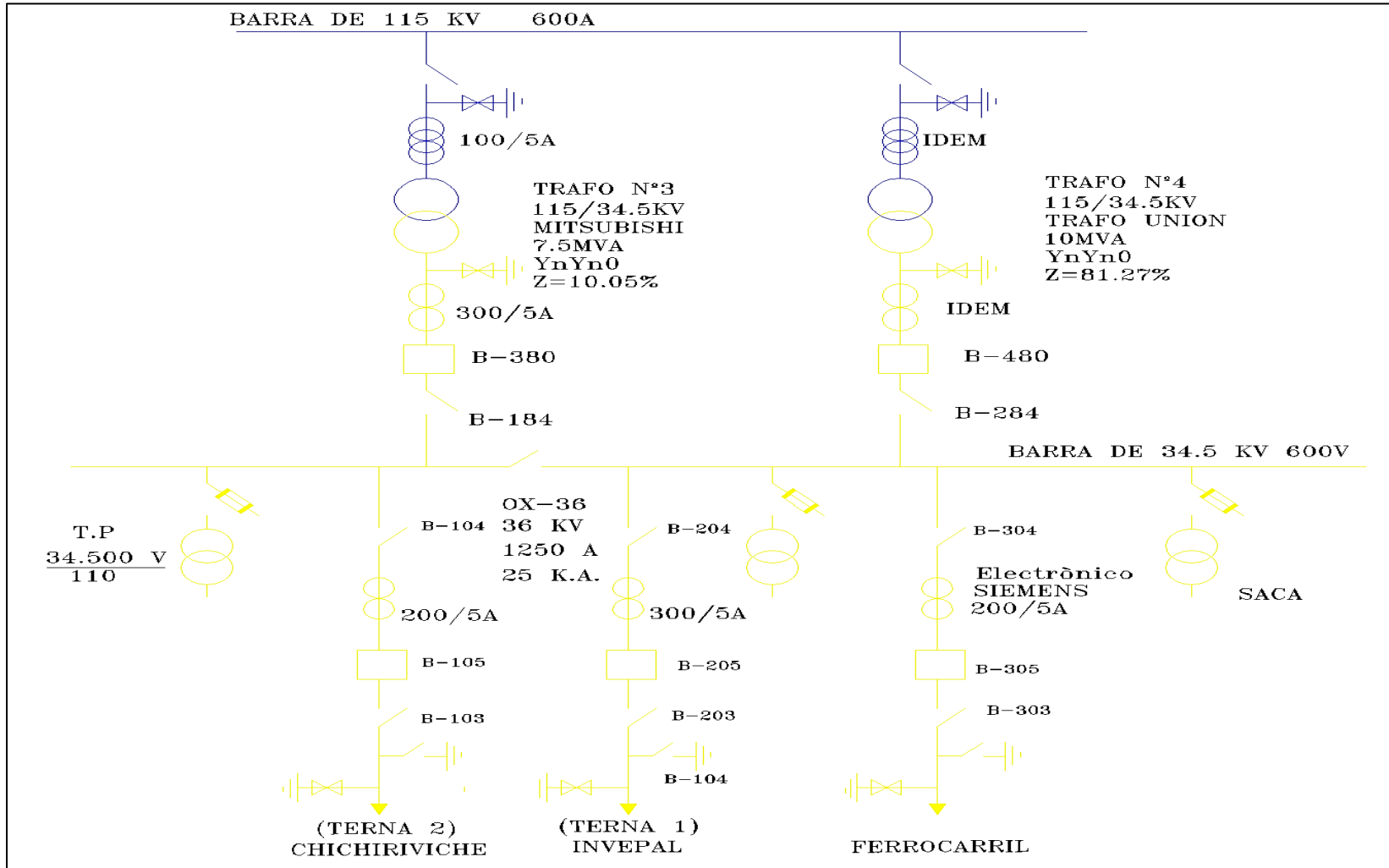


Figura 80: S/E Morón – Patio de 34.5 kV.

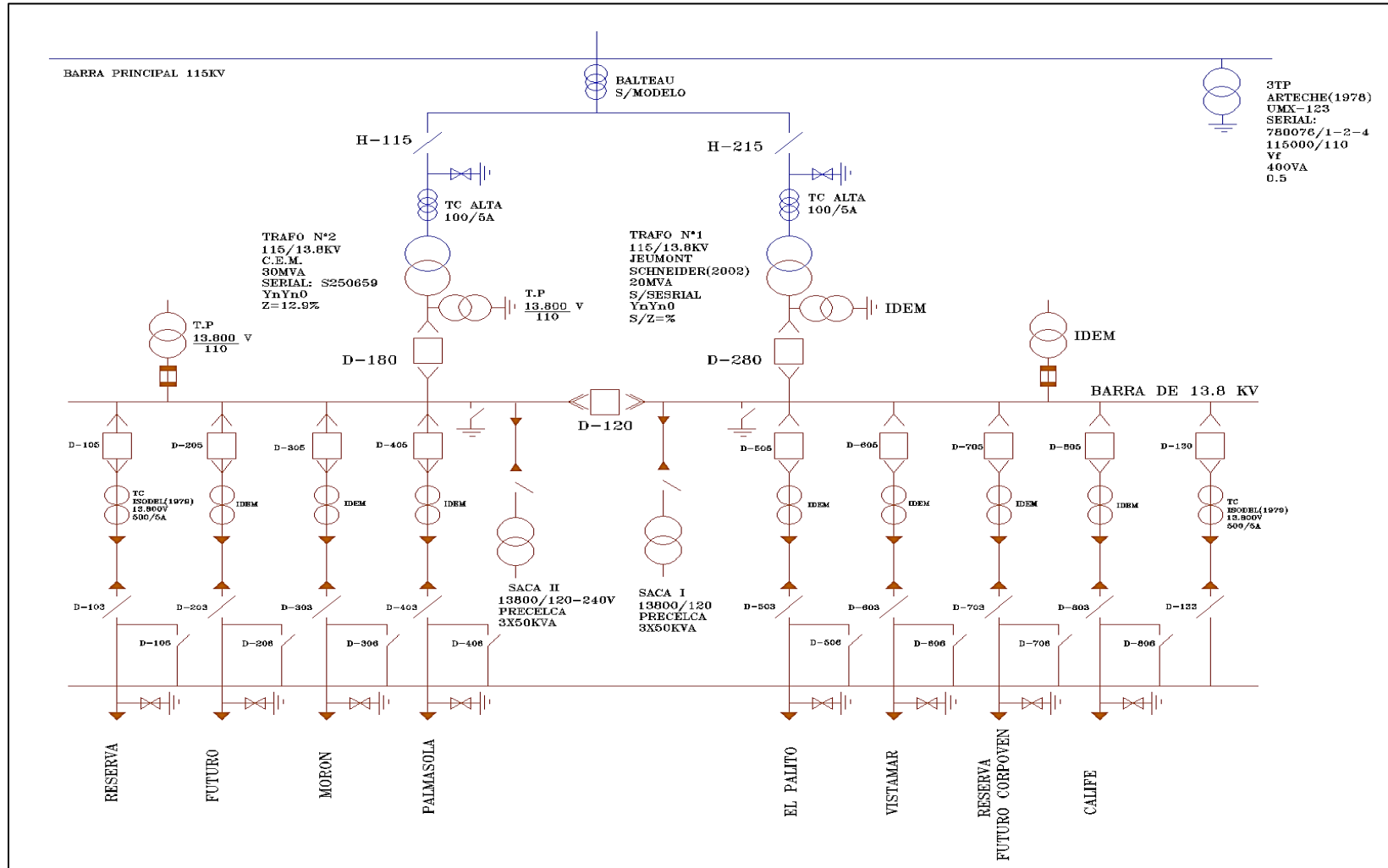


Figura 81: S/E Morón – Patio de 13.8 kV.

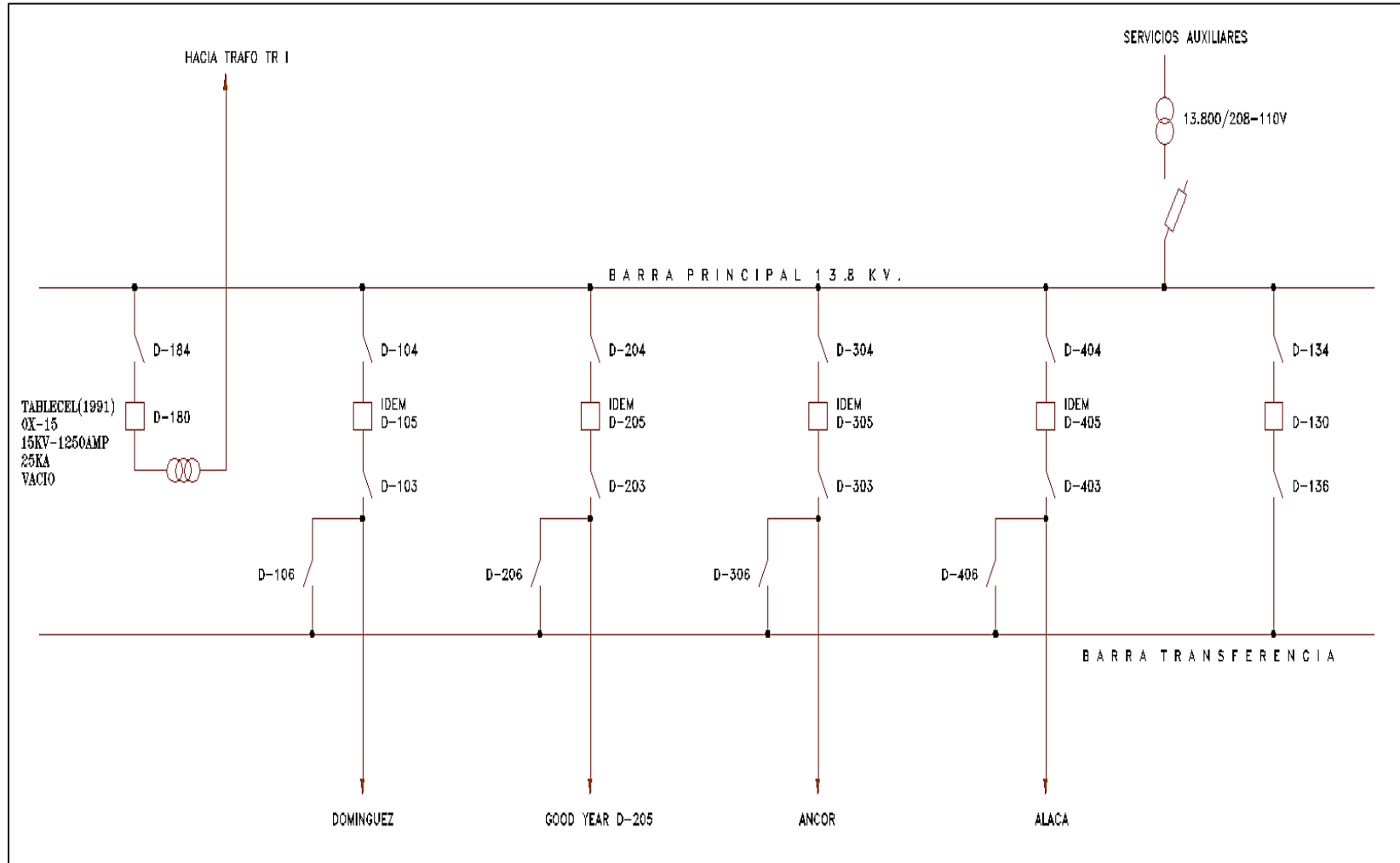


Figura 83: S/E Pedro Camejo – Patio de 13.8 kV.

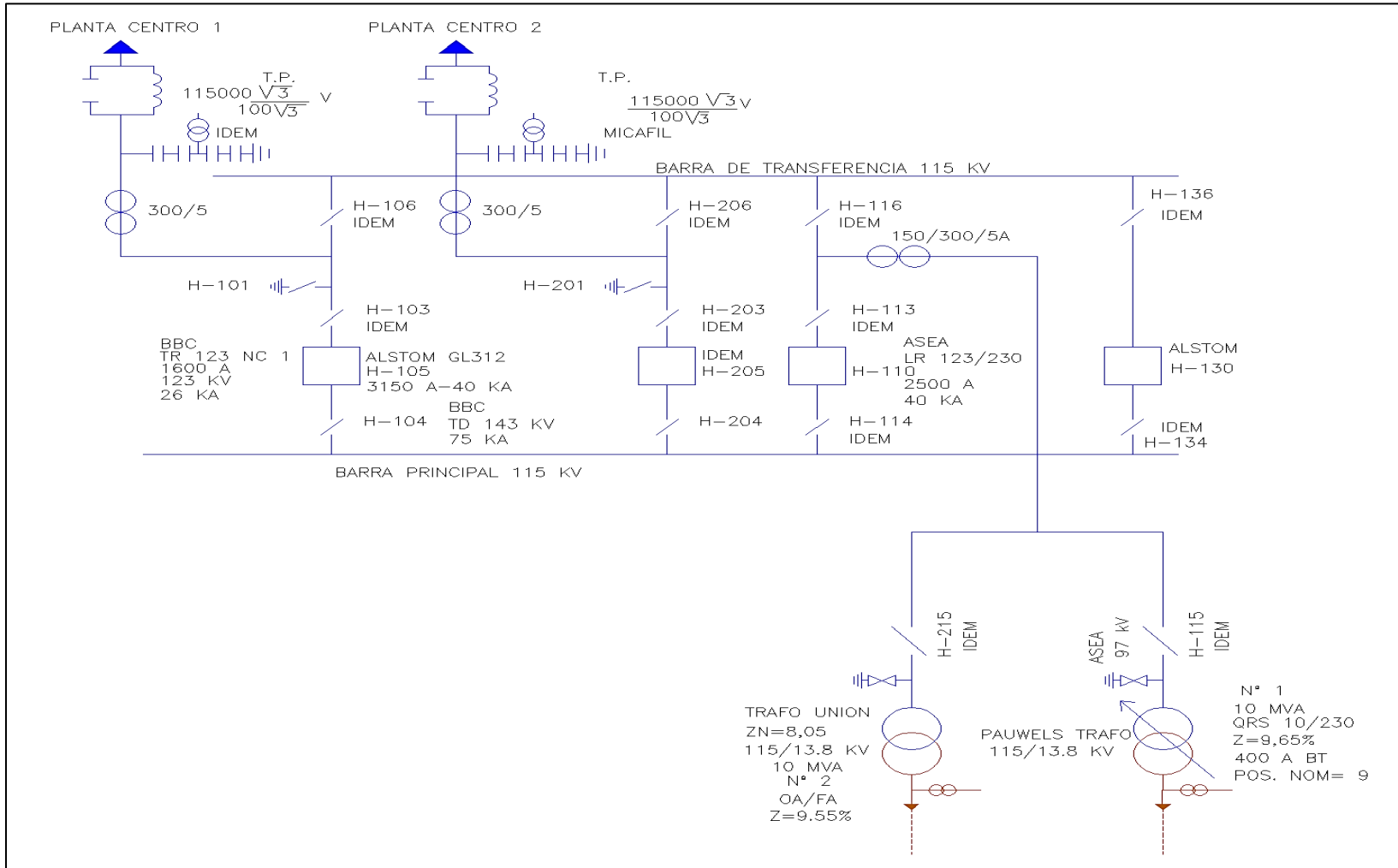


Figura 84: S/E Petroquímica – Patio de 115 kV.

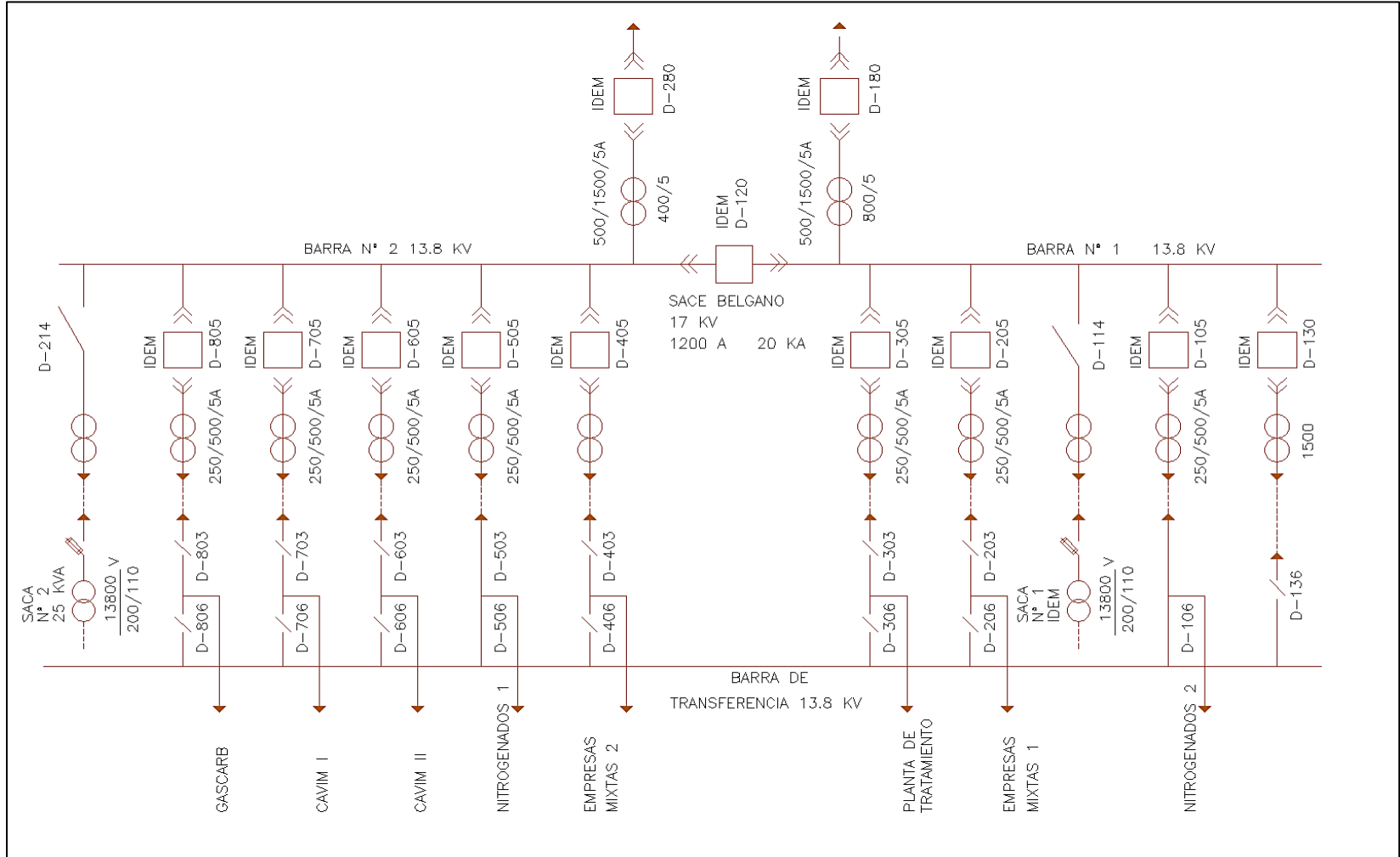


Figura 85: S/E Petroquímica – Patio de 13.8 kV.

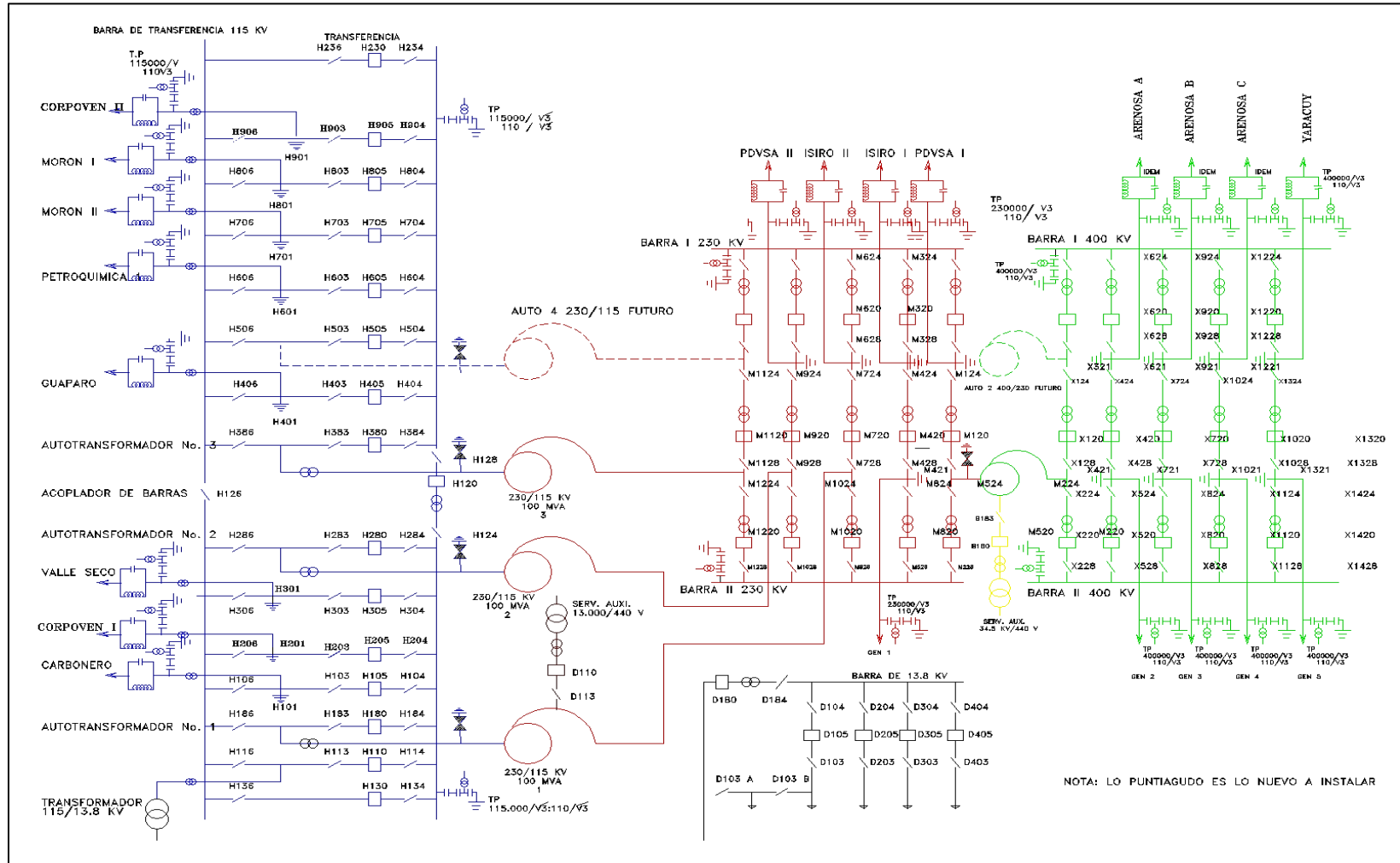


Figura 86: S/E Planta Centro – Todos los Niveles de Tensión Existentes (400/230/115 kV).

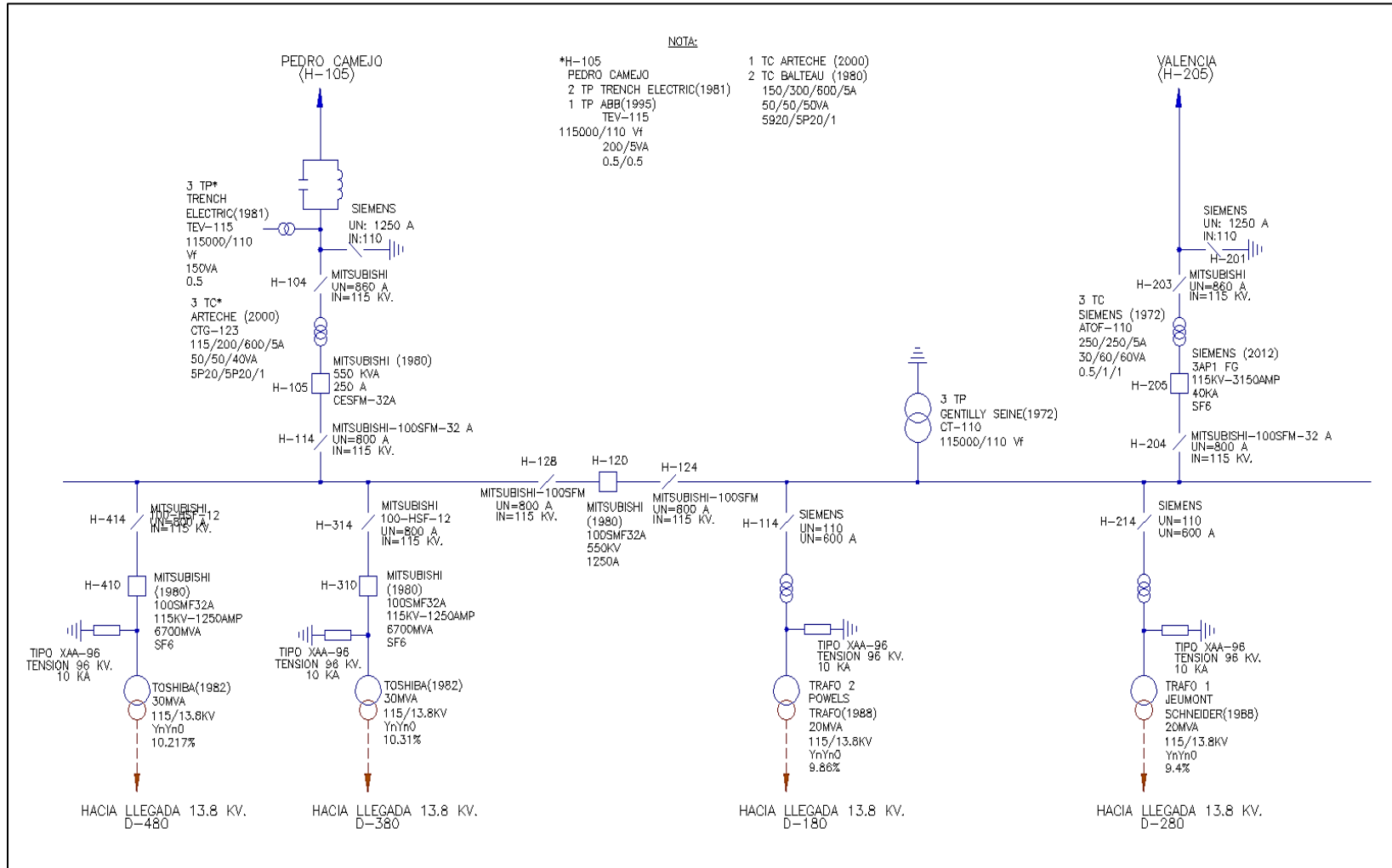


Figura 87: S/E Planta del Este – Patio de 115 kV.

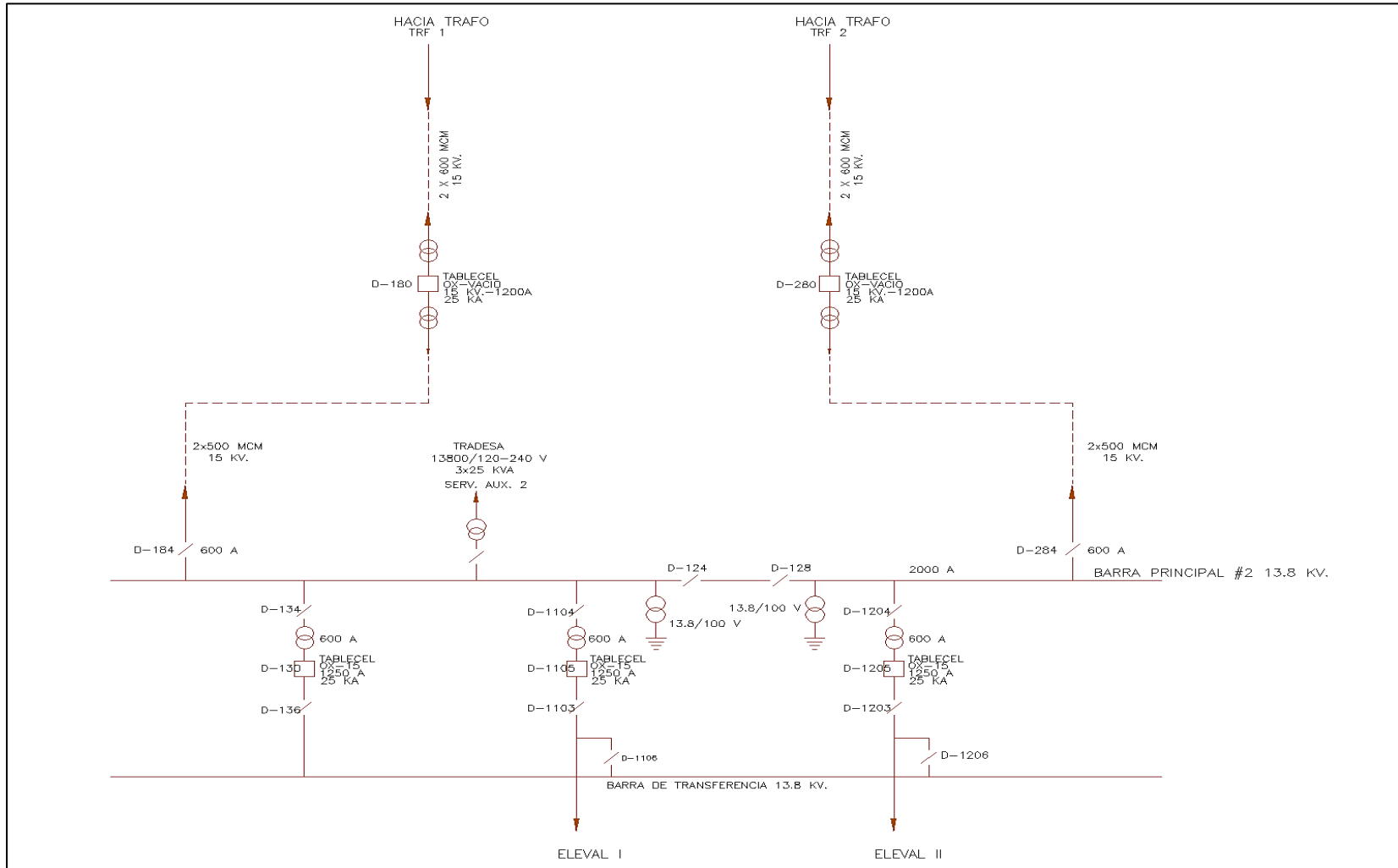


Figura 88: S/E Planta del Este – Patio de 13.8 kV N° 1.

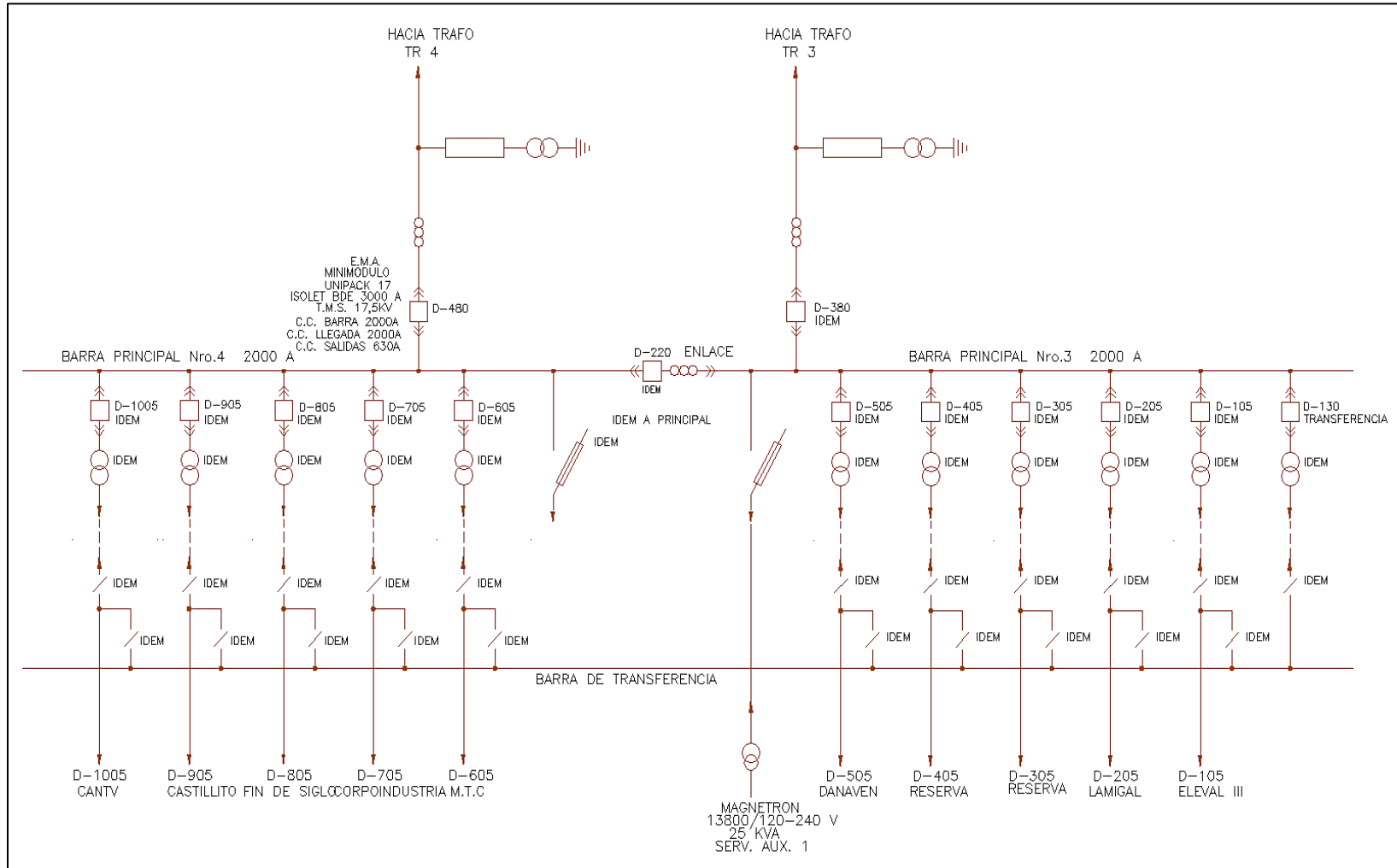


Figura 89: S/E Planta del Este – Patio de 13.85 kV N°2.

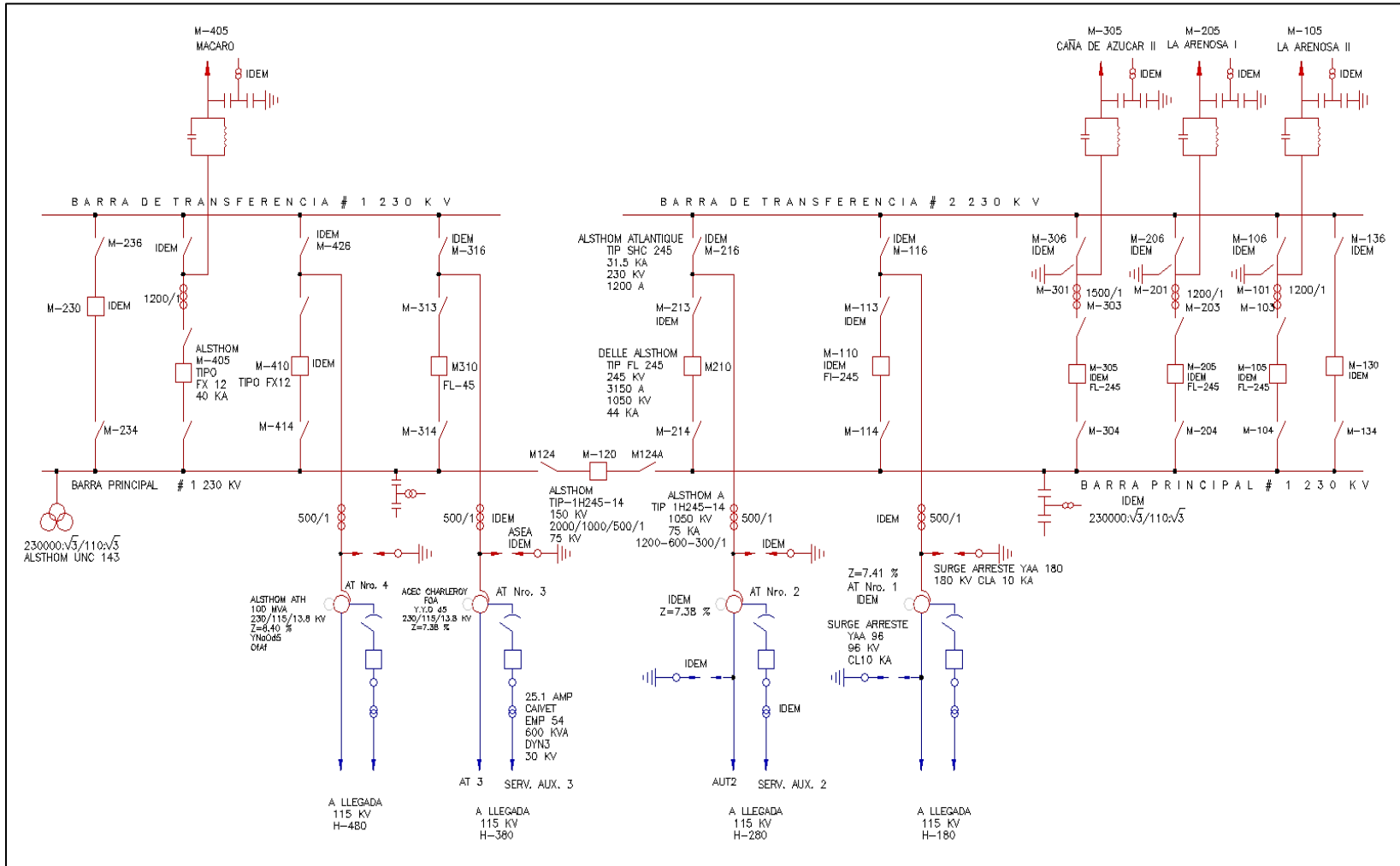


Figura 90: S/E San Diego – Patio de 230 kV.

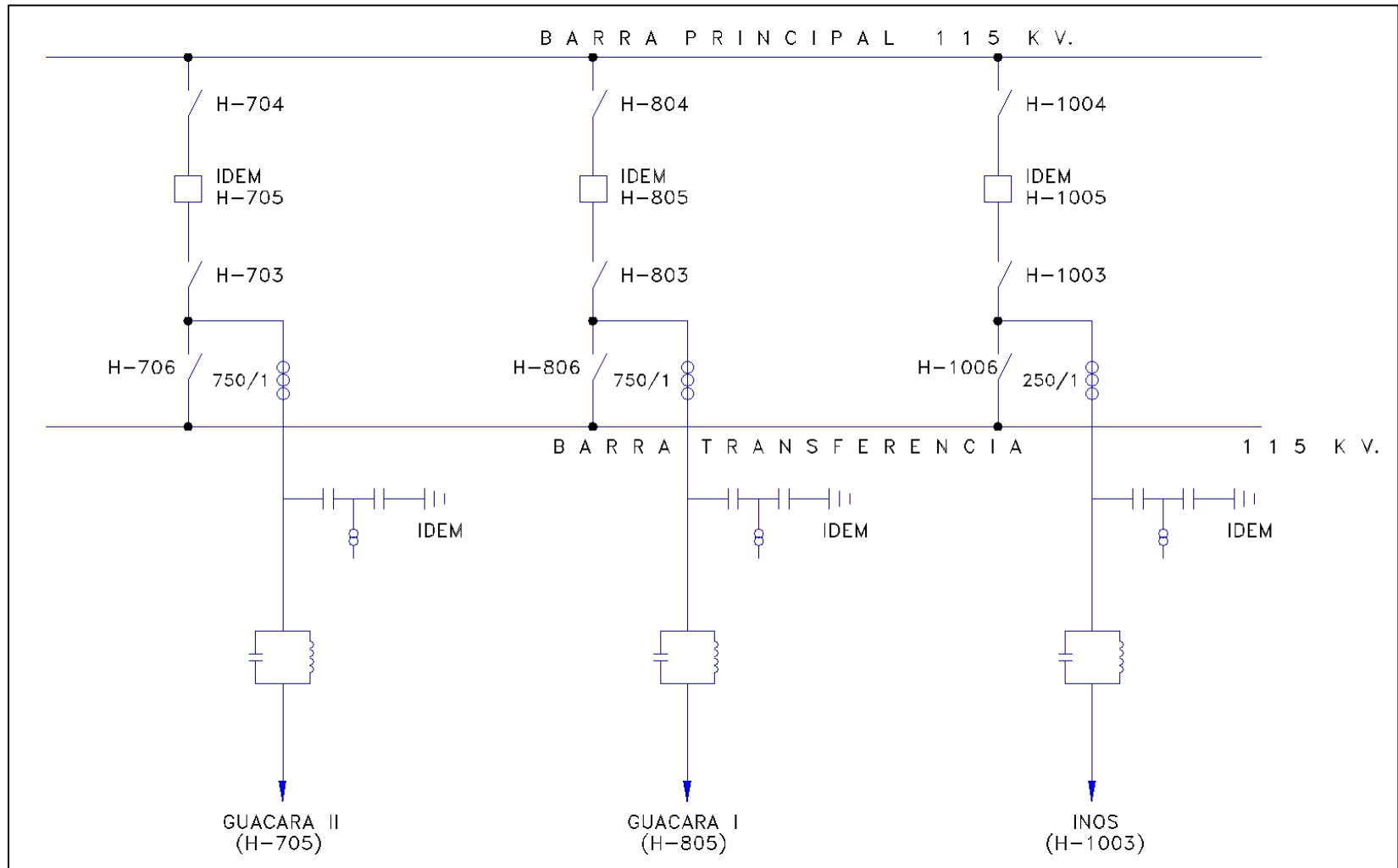


Figura 91: S/E San Diego – Patio de 115 kV.

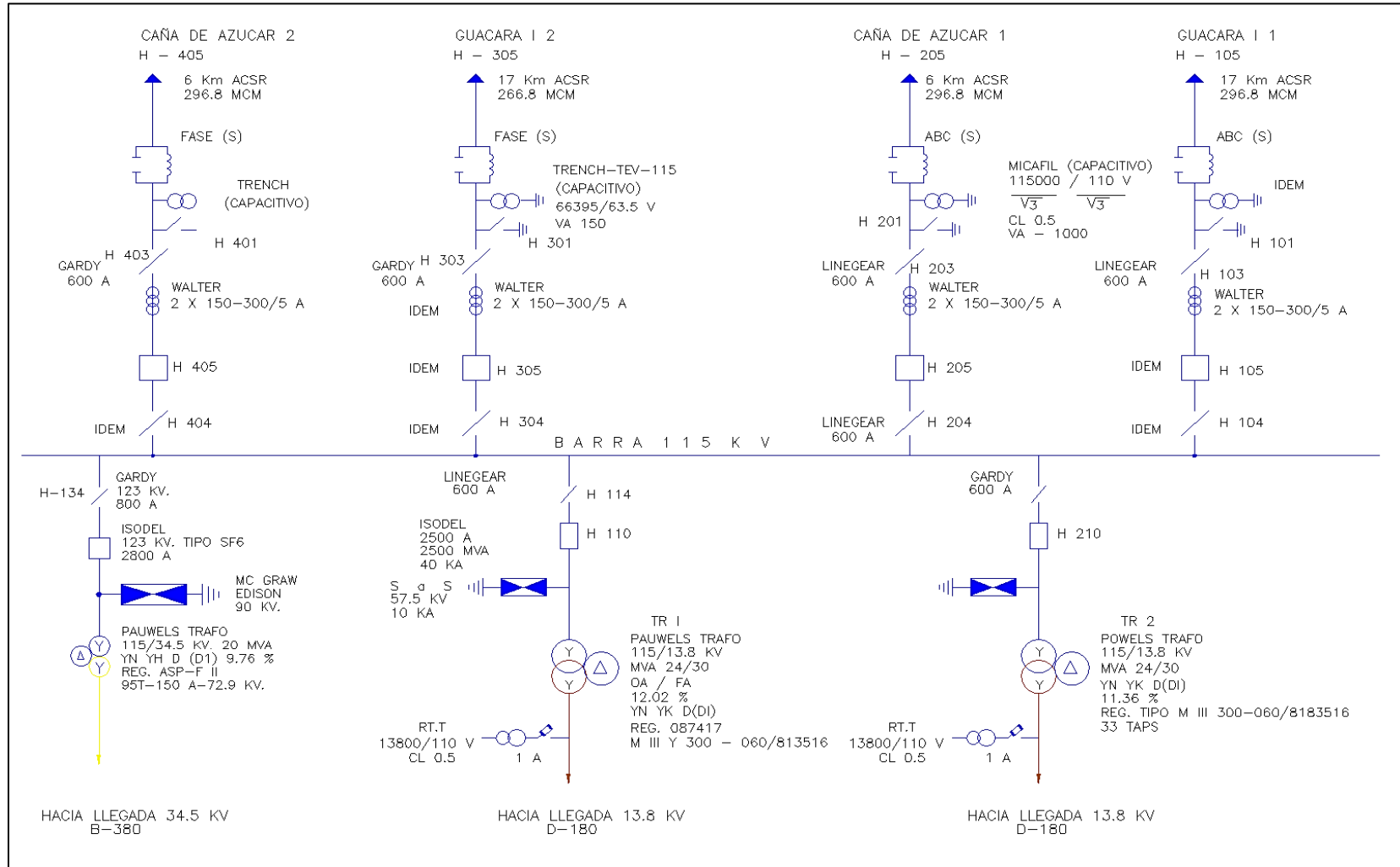


Figura 92: S/E Santa Clara – Patio de 115 kV.

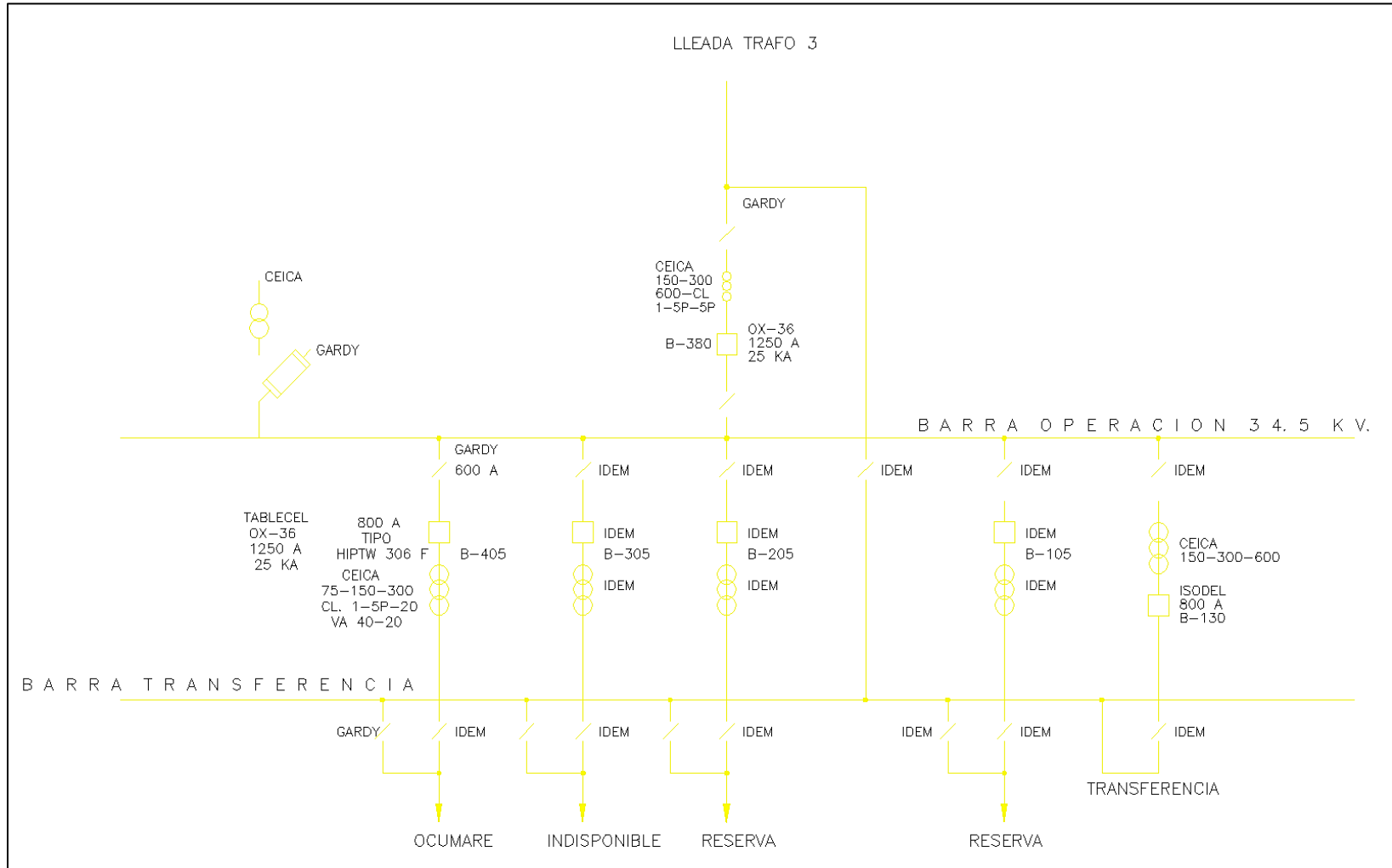


Figura 93: S/E Santa Clara – Patio de 34.5 kV.

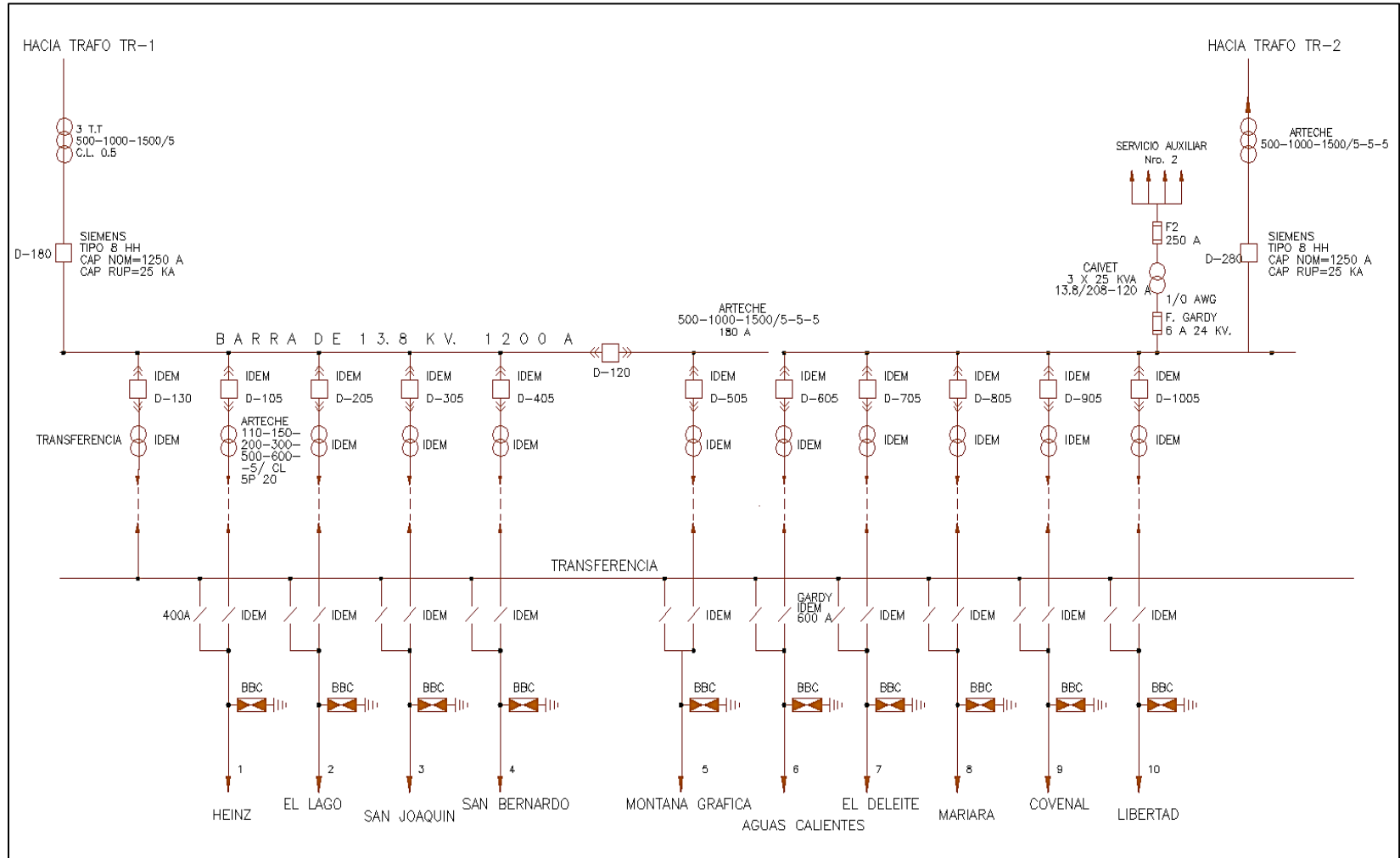


Figura 94: S/E Santa Clara – Patio de 13.8 kV.

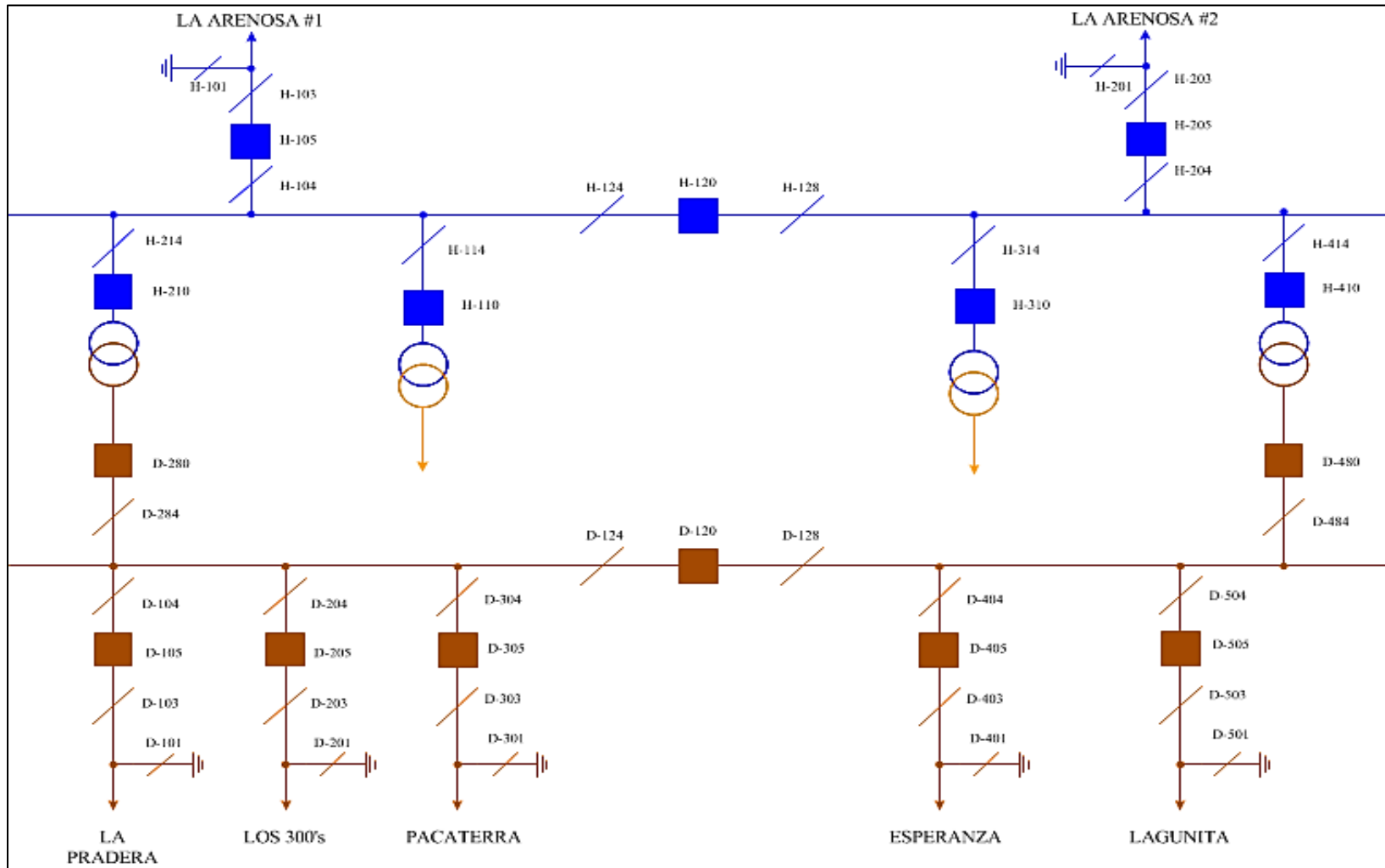


Figura 95: S/E Tocuyito – Patio de 115 y 13.8 kV.

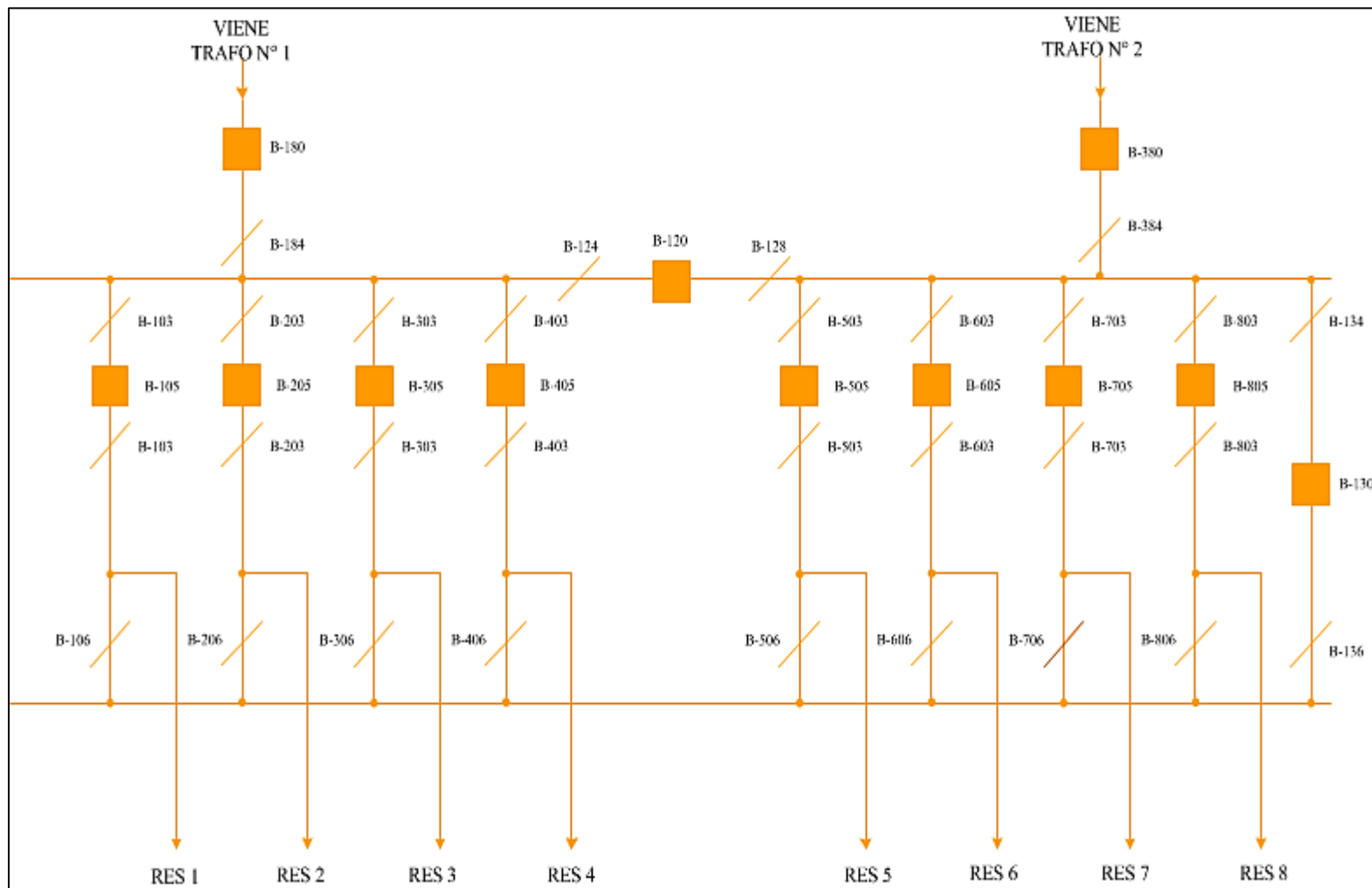


Figura 96: S/E Tocuyito – Patio de 34.5 kV.

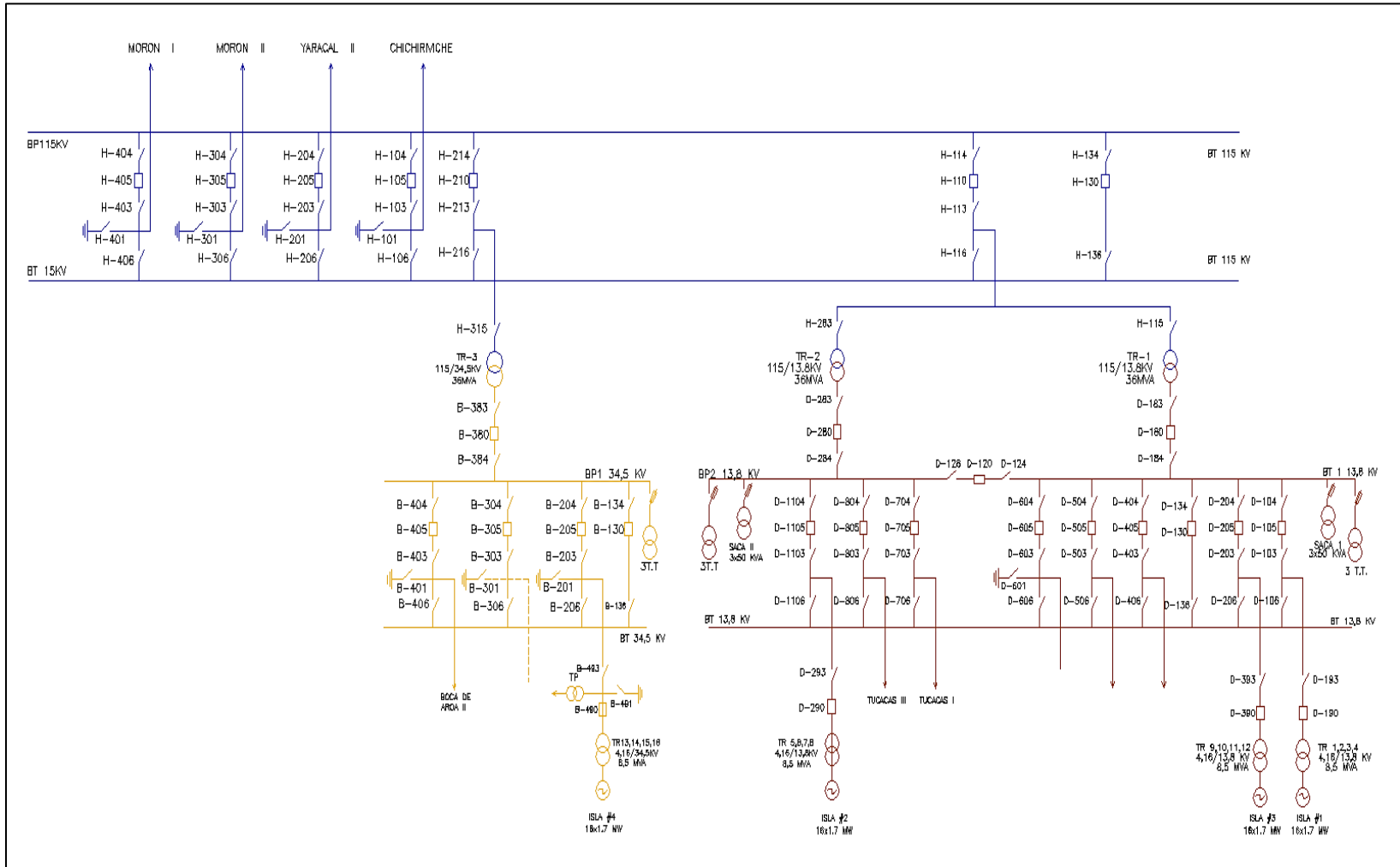


Figura 97: S/E Tucacas – Todos los Niveles de Tensión Existentes (115/34.5/13.8 kV).

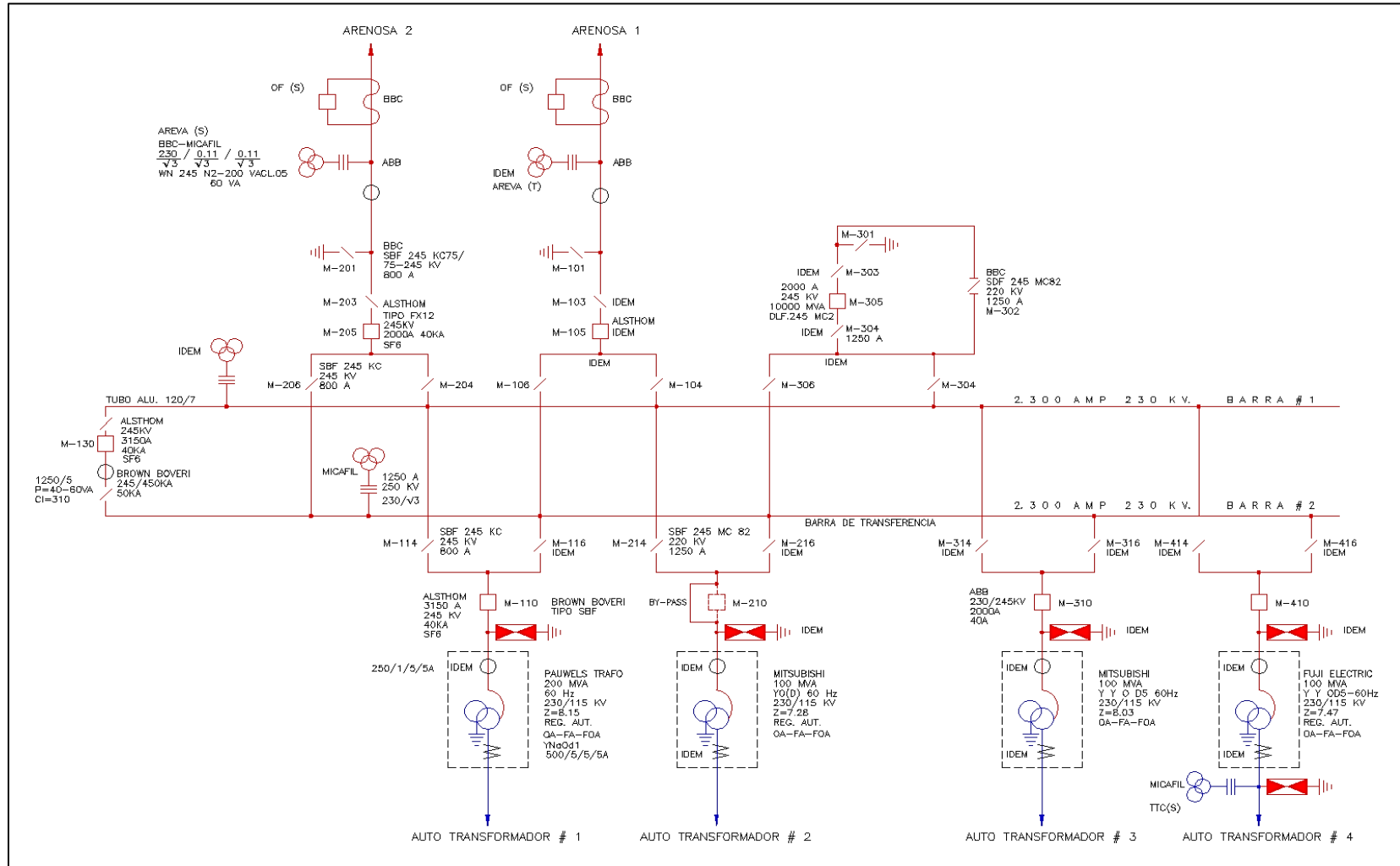


Figura 98: S/E Valencia – Patio de 230 kV.

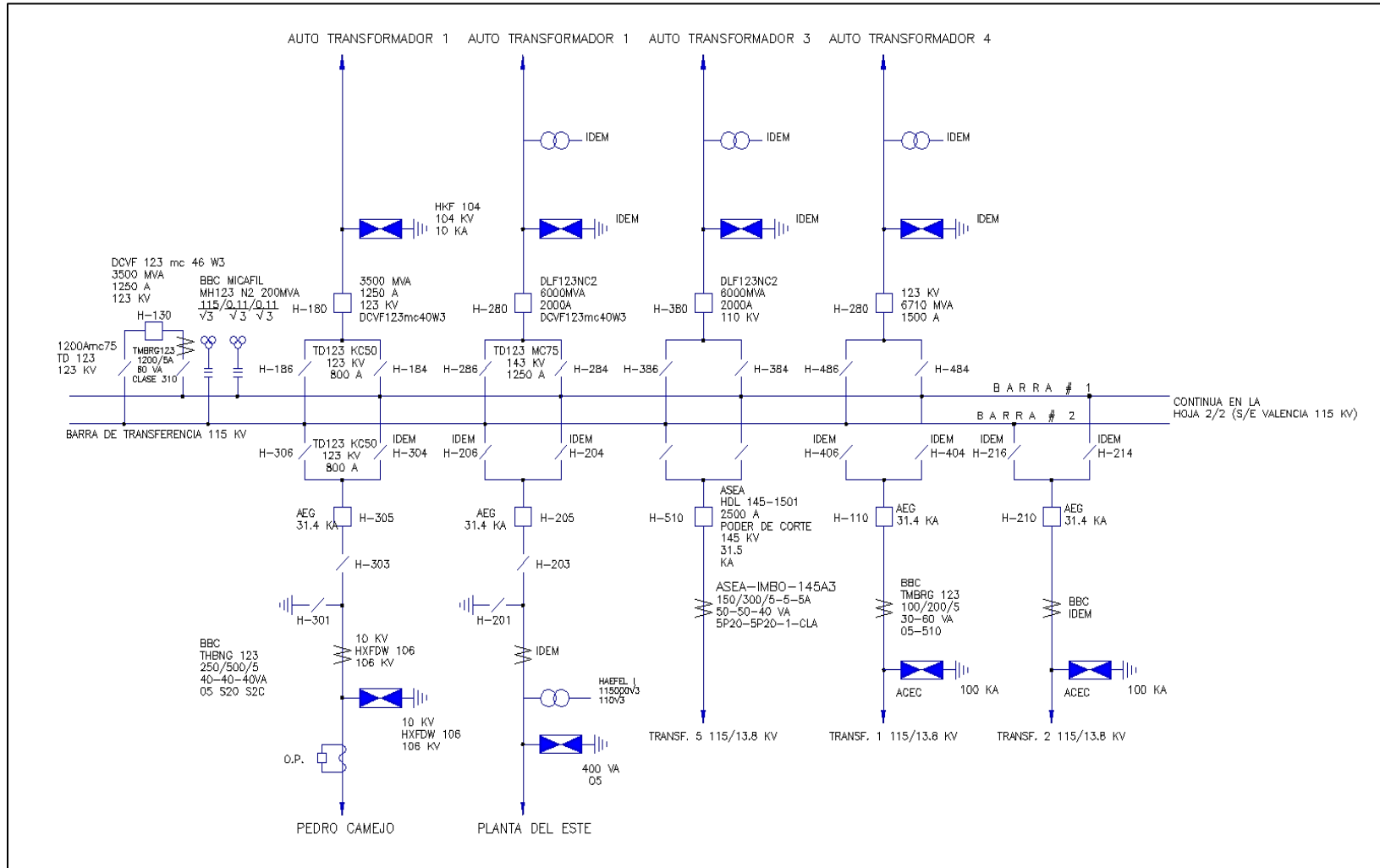


Figura 99: S/E Valencia – Patio de 115 kV.

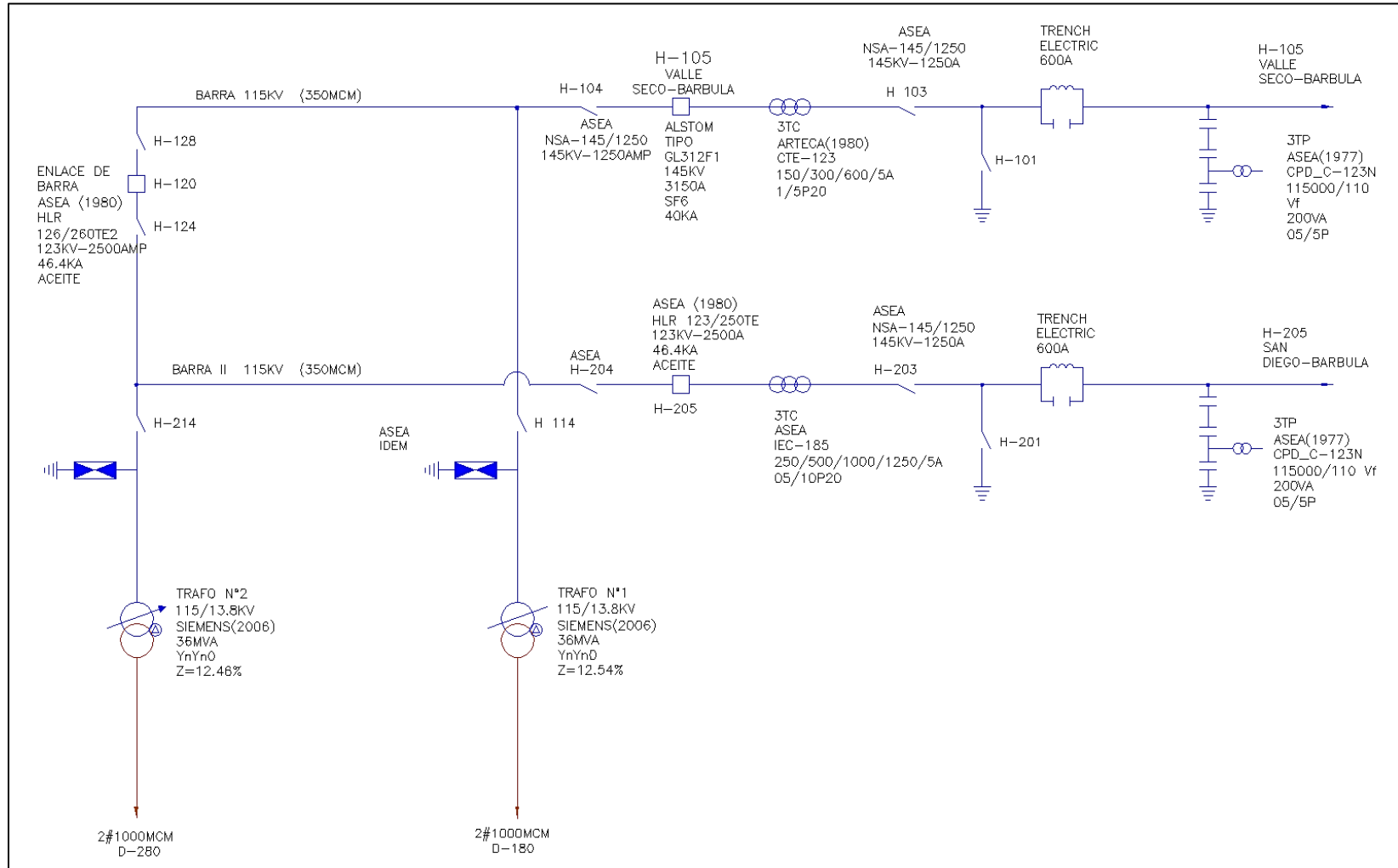


Figura 100: S/E Valle Seco – Patio de 115 kV.

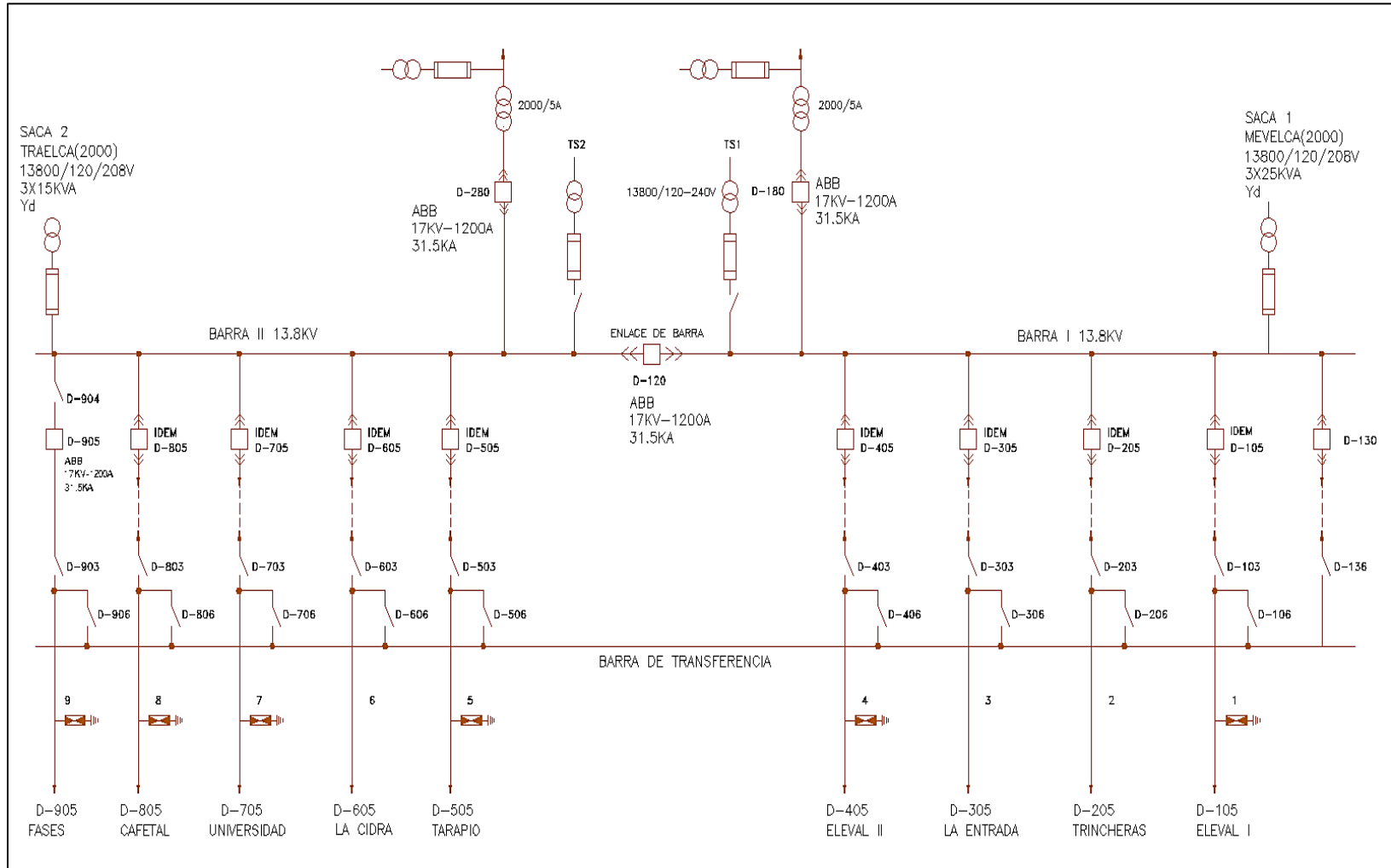


Figura 101: S/E Valle Seco – Patio de 13.8 kV.

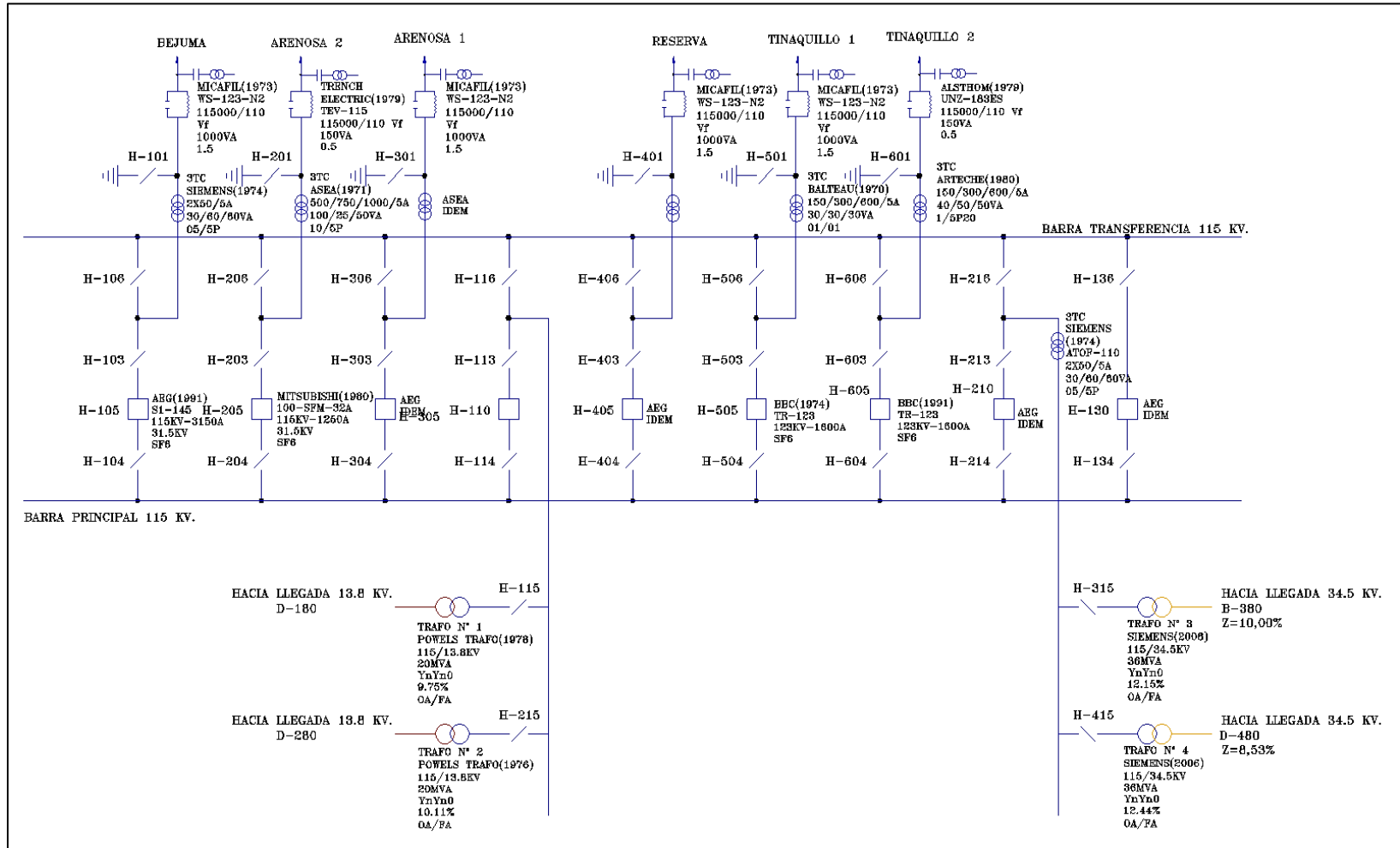


Figura 102: S/E Yaguara – Patio de 115 kV.

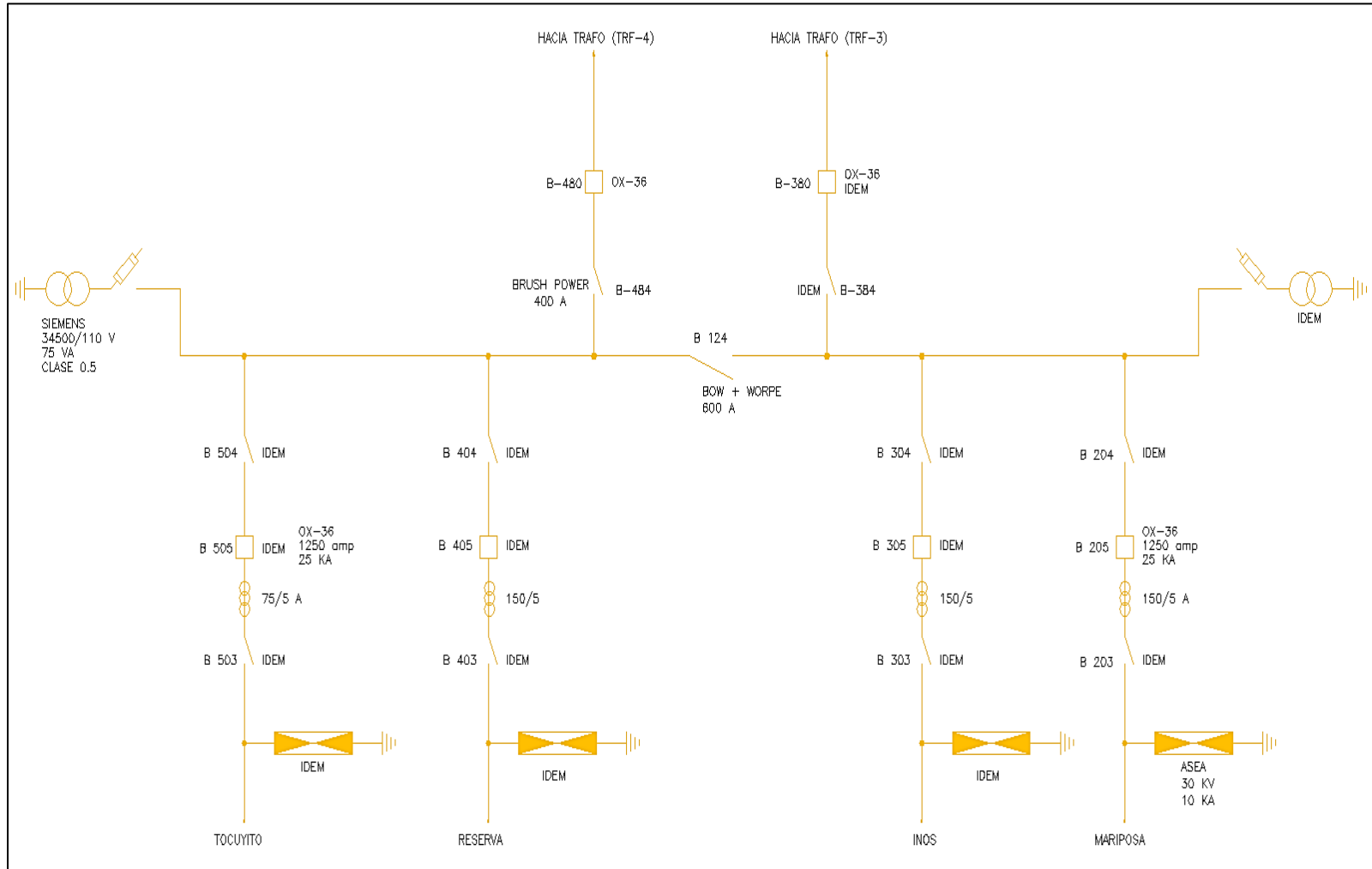


Figura 103: S/E Yaguara – Patio de 34.5 kV.

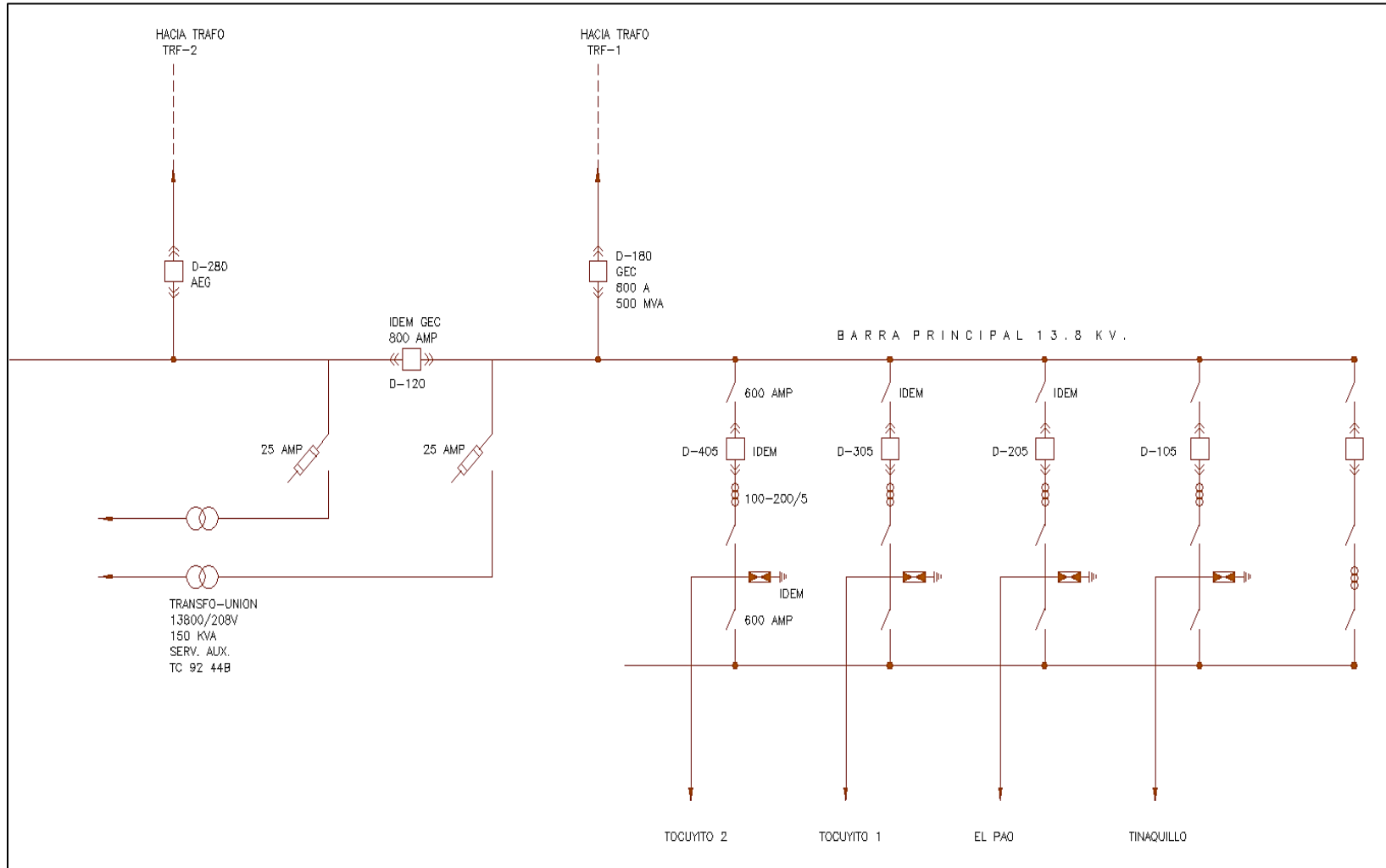


Figura 104: S/E Yaguara – Patio de 13.8 kV.

Tabla 26: Datos de las Líneas de Transmisión existentes en Carabobo.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	NIVEL DE TENSIÓN [kv]	# DE TERNAS	LONGITUD [km]	TIPO DE CONDUCTOR	SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA						SECUENCIA CERO					
					R ¹ [Ω/km]	X ¹ [Ω/km]	B ¹ [μS/km]	R ¹ [Ω]	X ¹ [Ω]	B ¹ [μS]	R ⁰ [Ω/km]	X ⁰ [Ω/km]	B ⁰ [μS/km]	R ⁰ [Ω]	X ⁰ [Ω]	B ⁰ [μS]
Arenosa - Yaguara	115	2	10	ACAR 500 MCM	0,1235	0,4645	3,6023	1,2353	4,6448	36,0232	0,4853	1,4440	2,1078	4,8529	14,4403	21,0776
Arenosa - Tocuyito	115	2	11,3	ACAR 500 MCM	0,1238	0,4644	3,6098	1,3990	5,2472	40,7909	0,4586	1,3491	2,1431	5,1825	15,2453	24,2166
Carabobo - Flor Amarillo	115	2	10	ACAR 350 MCM	0,1720	0,5166	3,2173	1,7197	5,1659	32,1735	0,4674	1,5134	1,9705	4,6736	15,1341	19,7045
Castillito - Los Guayos	115	1	1,5	ACAR 350 MCM	0,1455	0,4937	3,2730	0,2183	0,7406	4,9095	0,4760	1,4590	2,0090	0,7140	2,1885	3,0135
Castillito - Planta Castillito	115	1	1	ACAR 350 MCM	0,1455	0,4937	3,2730	0,1455	0,4937	3,2730	0,4760	1,4590	2,0090	0,4760	1,4590	2,0090
Caña de Azúcar - Centro	115	1	22	ACAR 350 MCM	0,1720	0,5166	3,2173	3,7834	11,3650	70,7816	0,4674	1,5134	1,9705	10,2818	33,2951	43,3499
Caña de Azúcar - El Limón	115	1	11	ACAR 350 MCM	0,1720	0,5166	3,2173	1,8917	5,6825	35,3908	0,4674	1,5134	1,9705	5,1409	16,6476	21,6750
Guacara I - Guacara II	115	1	4	ACSR 336,4 MCM	0,1656	0,5069	3,2472	0,6625	2,0275	12,9887	0,4610	1,5037	1,9816	1,8440	6,0148	7,9263
Guacara I - Carabobo	115	2	10	ACAR 350 MCM	0,1720	0,5166	3,2173	1,7197	5,1659	32,1735	0,4674	1,5134	1,9705	4,6736	15,1341	19,7045
Guacara I - San Diego	115	1	8,6	ACSR 336,4 MCM	0,1656	0,5069	3,2472	1,4243	4,3592	27,9257	0,4610	1,5037	1,9816	3,9646	12,9319	17,0415
Guacara II - San Diego	115	1	4	ACAR 500 MCM	0,1232	0,5018	3,3098	0,4928	2,0073	13,2393	0,4186	1,4986	2,0047	1,6743	5,9946	8,0187
La Cabrera - Caña de Azúcar	115	1	7,1	ACAR 350 MCM	0,1720	0,5166	3,2173	1,2210	3,6678	22,8432	0,5341	1,4588	2,0661	3,7919	10,3575	14,6692
Morón - Carbonero	115	1	60	ACSR 336,4 MCM	0,1660	0,4696	3,5280	9,9572	28,1732	211,6824	0,5277	1,4491	2,0796	31,6627	86,9459	124,7756
Morón - Tucacas 1	115	1	40	ACSR 336,4 MCM	0,1660	0,4696	3,5280	6,6381	18,7821	141,1213	0,5277	1,4491	2,0796	21,1085	57,9640	83,1836
Morón - Tucacas 2	115	1	40	ACSR 336,4 MCM	0,1660	0,4696	3,5280	6,6381	18,7821	141,1216	0,5277	1,4491	2,0796	21,1085	57,9640	83,1836
Planta del Este - Castillito	115	1	1	ACAR 350 MCM	0,1455	0,4937	3,2730	0,1455	0,4937	3,2730	0,4760	1,4590	2,0090	0,4760	1,4590	2,0090
Planta del Este - Valencia	115	1	5	ACSR 336,4 MCM	0,1660	0,4696	3,5280	0,8298	2,3478	17,6402	0,5277	1,4491	2,0796	2,6386	7,2455	10,3980
Pedro Camejo - Carabobo	115	2	0,6	ACAR 1100 MCM	0,0571	0,4345	3,8660	0,0343	0,2607	2,3196	0,4189	1,4140	2,2049	0,2513	0,8484	1,3229
Pedro Camejo - Planta del Este	115	1	3	ACSR 336,4 MCM	0,1660	0,4696	3,5280	0,4979	1,4087	10,5841	0,5277	1,4491	2,0796	1,5832	4,3473	6,2388
Pedro Camejo - Valencia	115	1	5	ACSR 266.8 MCM	0,2088	0,4783	3,4602	1,0442	2,3913	17,3012	0,5706	1,4578	2,0536	2,8530	7,2891	10,2678
Planta Centro - Carbonero	115	1	50,27	ACSR 336,4 MCM	0,1660	0,4696	3,5280	8,3425	23,6044	177,3546	0,5277	1,4491	2,0796	26,5281	72,8462	104,5412

Planta Centro - Guaparo	115	1	45,04	ACSR 336,4 MCM	0,1660	0,4696	3,5280	7,4745	21,1487	158,9030	0,5277	1,4491	2,0796	23,7681	65,2674	93,6649
Planta Centro - Morón	115	2	8	ACSR 336,4 MCM	0,1660	0,4696	3,5280	1,3279	3,7565	28,2243	0,4822	1,3718	2,0796	3,8572	10,9742	16,6367
Planta Centro - Petroquímica	115	2	17	ACSR 336,4 MCM	0,1660	0,4696	3,5280	2,8217	7,9825	59,9765	0,4822	1,3718	2,0796	8,1967	23,3202	35,3530
Planta Centro - T-OFF La Elvira	115	1	13	4/0	0,2618	0,5054	3,3890	2,2357	6,7157	44,0570	0,6279	1,4805	2,0463	8,1627	19,2465	26,6019
T-OFF La Elvira - Valle seco	115	1	5	4/0	0,2618	0,5054	3,3890	0,7275	2,4685	16,9450	0,6279	1,4805	2,0463	3,1395	7,4025	10,2315
T-OFF La Elvira	115	1	1	ACAR 500 MCM	0,1236	0,4645	3,6044	0,1660	0,4696	3,6044	0,4437	1,3624	2,1265	2,0796	1,3624	2,1265
Planta Centro - Corpoven	115	2	1	ACAR 350 MCM	0,1720	0,5166	3,2173	0,2618	0,5054	3,2173	0,5341	1,4588	2,0661	0,5341	1,4588	2,0661
Planta del Este - Planta Castillito	115	1	1	ACAR 350 MCM	0,1455	0,4937	3,2730	0,1455	0,4937	3,2730	0,4760	1,4590	2,0090	0,4760	1,4590	2,0090
San Diego - Bárbula	115	1	12	ACSR 336,4 MCM	0,1660	0,4696	3,5280	1,9918	5,6347	42,3364	0,4822	1,3718	2,0796	5,7859	16,4613	24,9551
San Diego - Guaparo	115	1	14	ACSR 336,4 MCM	0,1660	0,4696	3,5280	2,3238	6,5738	49,3926	0,4822	1,3718	2,0796	6,7502	19,2049	29,1142
San Diego - Inos S. Diego	115	2	0,4	ACSR 336,4 MCM	0,2000	0,4800	3,9600	0,0800	0,1920	1,5840	0,4480	1,6480	2,5140	0,1792	0,6592	1,0056
San Diego - Los Guayos	115	2	7	ACAR 500 MCM	0,1232	0,5018	3,3098	0,8624	3,5127	23,1687	0,4186	1,4986	2,0047	2,9300	10,4905	14,0327
San Diego - Pedro Camejo	115	2	8	ACSR 336,4 MCM	0,1660	0,4696	3,5280	1,3276	3,7564	28,2243	0,5277	1,4491	2,0796	4,2217	11,5928	16,6367
Santa Clara - Caña de Azúcar	115	2	8	ACSR 336,4 MCM	0,1660	0,4696	3,5280	1,3276	3,7564	28,2243	0,5277	1,4491	2,0796	4,2217	11,5928	16,6367
Santa Clara - Guacara I N°1	115	1	17	ACAR 350 MCM	0,1725	0,4791	3,4998	2,9332	8,1450	59,4969	0,5549	1,4390	2,1004	9,4332	24,4625	35,7068
Santa Clara - T-OFF Polar	115	1	3,8	ACAR 350 MCM	0,1725	0,4791	3,4998	0,6557	1,8206	13,2993	0,5549	1,4390	2,1004	2,1086	5,4681	7,9815
T-OFF Polar - Guacara I	115	1	14	ACAR 350 MCM	0,1725	0,4791	3,4998	2,4156	6,7077	48,9975	0,5549	1,4390	2,1004	7,7685	20,1456	29,4056
Santa Clara - Guacara I N°2	115	1	17	ACAR 350 MCM	0,1725	0,4791	3,4998	2,9332	8,1450	59,4970	0,5549	1,4390	2,1004	9,4332	24,4625	35,7069
T-OFF Polar	115	1	1	ACSR 336,4 MCM	0,1701	0,5036	3,2787	0,1701	0,5036	3,2787	0,3628	1,1147	1,8763	0,3628	1,1147	1,8763
Tinaquillo - San Carlos	115	1	44	ACSR 336,4 MCM	0,1656	0,5069	3,2472	7,2872	22,3030	142,8758	0,4610	1,5037	1,9816	20,2841	66,1631	87,1893
T-OFF Chichiriviche	115	1	13	ACSR 336,4 MCM	0,1656	0,5069	3,2472	2,1530	6,5895	42,2133	0,4610	1,5037	1,9816	5,9930	19,5482	25,7605
Tucacas - Yaracal 1	115	1	25	ACSR 336,4 MCM	0,1660	0,4696	3,5280	4,1488	11,7388	88,2008	0,5277	1,4491	2,0796	13,1928	36,2275	51,9897
Tucacas - Yaracal 2	115	1	25	ACSR 336,4 MCM	0,1660	0,4696	3,5280	4,1488	11,7388	88,2008	0,5277	1,4491	2,0796	13,1928	36,2275	51,9897
Valencia - Valmetro	115	1	1,5	ACSR 336,4 MCM	0,1660	0,4696	3,5280	0,2489	0,7043	5,2920	0,5277	1,4491	2,0796	0,7916	2,1736	3,1194
Valmetro - Florida	115	1	4,5	ACSR 336,4 MCM	0,1660	0,4696	3,5280	0,7468	2,1130	15,8761	0,5277	1,4491	2,0796	2,3747	6,5209	9,3582

Valencia - Inos Valencia	115	2	1	ACAR 350 MCM	0,2524	0,4834	3,4110	0,2524	0,4834	3,4110	0,4910	1,6600	2,1340	0,4910	1,6600	2,1340
Valle Seco - Bárbula	115	1	53	ACSR 336,4 MCM	0,1660	0,4696	3,5280	8,7955	24,8863	186,9861	0,5277	1,4491	2,0796	27,9687	76,8022	110,2185
Yaguara - Bejuma	115	1	20	ACSR 336,4 MCM	0,1656	0,5069	3,2472	3,3124	10,1377	64,9436	0,4610	1,5037	1,9816	9,2201	30,0741	39,6315
Yaguara - Tinaquillo 1	115	1	22	ACSR 336,4 MCM	0,1656	0,5069	3,2472	3,6436	11,1515	71,4379	0,4610	1,5037	1,9816	10,1421	33,0816	43,5947
Yaguara - Tinaquillo 2	115	1	22	ACSR 336,4 MCM	0,1656	0,5069	3,2472	3,6436	11,1515	71,4379	0,4610	1,5037	1,9816	10,1421	33,0816	43,5947
Aragua - La Arenosa	230	2	81	ACSR 954 MCM	0,0712	0,4844	3,3910	5,8126	39,2043	274,6692	0,3849	1,3712	2,2059	31,1732	111,0668	178,6748
Arenosa - Hidrocentro	230	2	3	ACSR 954 MCM	0,0718	0,4840	3,4316	0,1916	1,4554	10,2948	0,3873	1,3685	2,2265	1,1618	4,1054	6,6796
Caña de Azúcar - El Macaro	230	1	32	ACSR 954 MCM	0,0639	0,4851	3,4512	3,3715	16,2205	110,4375	0,3770	1,3723	2,2198	12,0640	43,9141	71,0341
La Arenosa - Cabudare	230	1	134	ACSR 795 MCM	0,1054	0,5069	3,2741	16,5682	68,5368	438,7334	0,3790	1,4780	1,9964	50,7830	198,0484	267,5193
La Arenosa - San Diego	230	2	37	ACSR 795 MCM	0,1236	0,5115	3,2639	2,6551	17,9081	120,7625	0,4368	1,3986	2,1336	16,1604	51,7497	78,9444
La Arenosa - Valencia	230	2	24	ACSR 954 MCM	0,0718	0,4840	3,4316	1,7555	11,8214	82,3584	0,3873	1,3685	2,2265	9,2945	32,8434	53,4367
Planta Centro - El Isiro 1	230	1	230	ACSR 954 MCM	0,0731	0,4926	3,3604	13,3216	111,7770	772,8980	0,3174	1,3559	2,0637	73,0031	311,8471	474,6413
Planta Centro - El Isiro 2	230	1	231	ACSR 954 MCM	0,0579	0,4860	3,4065	28,5617	118,1493	786,8930	0,2649	1,2049	2,0861	61,1822	278,3259	481,8840
San Diego - Caña de Azúcar	230	1	43	ACSR 795 MCM	0,1236	0,5115	3,2639	2,7467	20,8611	140,3460	0,4368	1,3986	2,1336	18,7810	60,1416	91,7464
San Diego - El Macaro	230	1	43	ACSR 954 MCM	0,0639	0,4851	3,4512	2,7467	20,8611	148,4004	0,3770	1,3723	2,2198	16,2110	59,0095	95,4521
La Arenosa - Yaracuy	400	1	168	ACAR 1100 MCM	0,0348	0,4174	4,8810	5,8464	70,1232	820,0080	0,1328	1,2200	3,3670	22,3104	204,9600	565,6560
La Horqueta - La Arenosa 1	400	1	68	ACAR 1100 MCM	0,0305	0,4028	4,1811	2,0742	27,3917	284,3141	0,3669	1,1149	3,0832	24,9490	75,8129	209,6604
La Horqueta - La Arenosa 2	400	1	68	ACAR 1100 MCM	0,0305	0,4028	4,1811	2,0742	27,3917	284,3141	0,3669	1,1149	3,0832	24,9490	75,8129	209,6604
Planta Centro - La Arenosa 1	400	1	63	ACAR 1100 MCM	0,0305	0,4028	4,1811	1,9217	25,3776	263,4086	0,3669	1,1149	3,0832	23,1145	70,2384	194,2442
Planta Centro - La Arenosa 2	400	1	63	ACAR 1100 MCM	0,0305	0,4028	4,1811	1,9217	25,3776	263,4086	0,3669	1,1149	3,0832	23,1145	70,2384	194,2442
Planta Centro - La Arenosa 3	400	1	63	ACAR 1100 MCM	0,0305	0,4028	4,1811	1,9217	25,3776	263,4086	0,3669	1,1149	3,0832	23,1145	70,2384	194,2442
Planta Centro - Yaracuy	400	1	152,1	ACAR 1100 MCM	0,0348	0,4174	4,1811	5,2931	63,4865	635,9452	0,1328	1,2200	3,0832	20,1989	185,5620	468,9622

Tabla 27: Líneas de Transmisión en 115 kV asociadas al Estado Carabobo, demostrando la clasificación según el SIR.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	NIVEL DE TENSIÓN [kv]	# DE TERNAS	LONGITUD [km]	TIPO DE CONDUCTOR	IMPEDANCIA DE LA LÍNEA		Zl [pu]	Zg [pu]	SIR = Zg/Zl	CLASIFICACIÓN
					MÓDULO [Ω]	ÁNGULO [deg]				
Arenosa - Yaguara	115	2	10	ACAR 500 MCM	4,806292654	75,10703689	0,036342478	6,468305304	177,9819578	Corto
Arenosa - Tocuyito	115	2	11,3	ACAR 500 MCM	5,430463473	75,07110644	0,041062106	14,36781609	349,9045133	Corto
Carabobo - Flor Amarillo	115	2	10	ACAR 350 MCM	5,444659251	71,58745033	0,041169446	0,223818796	5,436526778	Corto
Castillito - Los Guayos	115	1	1,5	ACAR 350 MCM	0,772041038	73,57904889	0,005837739	0,111526237	19,10435333	Corto
Castillito - Planta Castillito	115	1	1	ACAR 350 MCM	0,514694026	73,57904889	0,003891826	0,179533214	46,13083953	Corto
Caña de Azúcar - Centro	115	1	22	ACAR 350 MCM	11,97825035	71,58745033	0,090572781	1,14902907	12,68625134	Corto
Caña de Azúcar - El Limón	115	1	11	ACAR 350 MCM	5,989125176	71,58745033	0,045286391	1,362026696	30,07585002	Corto
Guacara I - Guacara II	115	1	4	ACSR 336,4 MCM	2,133028538	71,90581264	0,01612876	0,171936521	10,66024411	Corto
Guacara I - Carabobo	115	2	10	ACAR 350 MCM	5,444659251	71,58745033	0,041169446	0,336157053	8,165207069	Corto
Guacara I - San Diego	115	1	8,6	ACSR 336,4 MCM	4,586011357	71,90581264	0,034676834	0,3125293	9,01262484	Corto
Guacara II - San Diego	115	1	4	ACAR 500 MCM	2,066870437	76,20688928	0,01562851	0,130890052	8,375082014	Corto
La Cabrera - Caña de Azúcar	115	1	7,1	ACAR 350 MCM	3,865708068	71,58745033	0,029230307	0,229447262	7,849635773	Corto
Morón - Carbonero	115	1	60	ACSR 336,4 MCM	29,88099136	70,53513776	0,225943224	1,948178453	8,622424782	Corto
Morón - Tucacas 1	115	1	40	ACSR 336,4 MCM	19,92066091	70,53513776	0,150628816	0,713521227	4,736950382	Corto
Morón - Tucacas 2	115	1	40	ACSR 336,4 MCM	19,92066091	70,53513776	0,150628816	0,713521227	4,736950382	Corto
Planta del Este - Castillito	115	1	1	ACAR 350 MCM	0,514694026	73,57904889	0,003891826	0,170537876	43,81949865	Corto
Planta del Este - Valencia	115	1	5	ACSR 336,4 MCM	2,490082613	70,53513776	0,018828602	0,182698456	9,703240648	Corto
Pedro Camejo - Carabobo	115	2	0,6	ACAR 1100 MCM	0,262918991	82,51145743	0,001988045	0,599376648	301,4904378	Corto
Pedro Camejo - Planta del Este	115	1	3	ACSR 336,4 MCM	1,494050068	70,53508352	0,011297165	0,446967327	39,56455692	Corto
Pedro Camejo - Valencia	115	1	5	ACSR 266,8 MCM	2,609385421	66,40995399	0,019730703	0,288741951	14,63414441	Corto
Planta Centro - Carbonero	115	1	50,27	ACSR 336,4 MCM	25,0352906	70,53513776	0,189302764	2,850627138	15,05856054	Corto
Planta Centro - Guaparo	115	1	45,04	ACSR 336,4 MCM	22,43066418	70,53513776	0,169608047	0,909256228	5,360926241	Corto

Planta Centro - Morón	115	2	8	ACSR 336,4 MCM	3,984257731	70,53206648	0,030126713	1,953888238	64,85567372	Corto
Planta Centro - Petroquímica	115	2	17	ACSR 336,4 MCM	8,466547678	70,53206648	0,064019264	0	0	-----
Planta Centro - T-OFF La Elvira	115	1	13	4/0	7,078057026	71,58745033	0,05352028	0,250501002	4,680487511	Corto
T-OFF La Elvira - Valle seco	115	1	5	4/0	2,573470128	73,57904889	0,019459131	0,610090904	31,35242221	Corto
T-OFF La Elvira	115	1	1	ACAR 500 MCM	0,498032216	70,53206648	0,003765839	0,177619893	47,16608712	Corto
Planta Centro - Corpoven	115	2	1	ACAR 350 MCM	0,56918222	62,61559309	0,004303835	2,35349494	546,8366626	Corto
Planta del Este - Planta Castillito	115	1	1	ACAR 350 MCM	0,514694026	73,57904889	0,003891826	0,170537876	43,81949865	Corto
San Diego - Bárbula	115	1	12	ACSR 336,4 MCM	5,976386596	70,53206648	0,045190069	0,223189376	4,938903219	Corto
San Diego - Guaparo	115	1	14	ACSR 336,4 MCM	6,972451029	70,53206648	0,052721747	1,00431857	19,04941753	Corto
San Diego - Inos S. Diego	115	2	0,4	ACSR 336,4 MCM	0,208	67,38013505	0,001572779	0	0	-----
San Diego - Los Guayos	115	2	7	ACAR 500 MCM	3,617023265	76,20688928	0,027349892	2,131741633	77,94332806	Corto
San Diego - Pedro Camejo	115	2	8	ACSR 336,4 MCM	3,984132182	70,53513776	0,030125763	0,330381922	10,96675691	Corto
Santa Clara - Caña de Azúcar	115	2	8	ACSR 336,4 MCM	3,984132182	70,53513776	0,030125763	0,33666633	11,17536269	Corto
Santa Clara – Guacara I N°1	115	1	17	ACAR 350 MCM	8,65708019	70,19460704	0,065459964	0,382350692	5,840985403	Corto
Santa Clara - T-OFF Polar	115	1	3,8	ACAR 350 MCM	1,935112043	70,19460704	0,014632227	0,173226164	11,83867378	Corto
T-OFF Polar - Guacara I	115	1	14	ACAR 350 MCM	7,129360157	70,19460704	0,053908205	0,293212139	5,439100358	Corto
Santa Clara – Guacara I N°2	115	1	17	ACAR 350 MCM	8,657081874	70,19461105	0,065459976	0,382350692	5,840984267	Corto
T-OFF Polar	115	1	1	ACSR 336,4 MCM	0,531551474	71,33667371	0,004019293	0	0	-----
Tinaquillo - San Carlos	115	1	44	ACSR 336,4 MCM	23,46331392	71,90581264	0,177416362	2,651113468	14,94289158	Corto
T-OFF Chichiriviche	115	1	13	ACSR 336,4 MCM	6,932342749	71,90581264	0,052418471	0,523368399	9,984427094	Corto
Tucacas - Yaracal 1	115	1	25	ACSR 336,4 MCM	12,45041307	70,53513776	0,09414301	0,83766125	8,897753005	Corto
Tucacas - Yaracal 2	115	1	25	ACSR 336,4 MCM	12,45041307	70,53513776	0,09414301	0,83766125	8,897753005	Corto
Valencia - Valmetro	115	1	1,5	ACSR 336,4 MCM	0,747024784	70,53513776	0,005648581	0,15722776	27,83491488	Corto
Valmetro - Florida	115	1	4,5	ACSR 336,4 MCM	2,241074352	70,53513776	0,016945742	0,980103891	57,83776851	Corto
Valencia - Inos Valencia	115	2	1	ACAR 350 MCM	0,545326801	62,42936829	0,004123454	0	0	-----
Valle Seco - Bárbula	115	1	53	ACSR 336,4 MCM	26,3948757	70,53513776	0,199583181	0,380691335	1,907431946	Mediano

Yaguara - Bejuma	115	1	20	ACSR 336,4 MCM	10,66514269	71,90581264	0,005837739	0,392819264	67,28961941	Corto
Yaguara - Tinaquillo 1	115	1	22	ACSR 336,4 MCM	11,73165696	71,90581264	0,088708181	5,952380952	67,10069887	Corto
Yaguara - Tinaquillo 2	115	1	22	ACSR 336,4 MCM	11,73165696	71,90581264	0,088708181	5,952380952	67,10069887	Corto

[ANEXO 3]

Tabla 28: Eventos ocurridos en Carabobo, en las líneas de transmisión en el nivel de 115 kV, en el período de interés.

AÑO	MES	LÍNEA	ESTADO	FECHA DEL EVENTO	HORA	FECHA EN SERVICIO	HORA	CAUSA DEL EVENTO	CLASIFICACIÓN DEL EVENTO
2011	ENERO	ARENOSA – TOCUYITO N°1	CARABOBO	06/01/2011	14:56	06/01/2011	15:37	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		ARENOSA – TOCUYITO N°1	CARABOBO	06/01/2011	14:56	06/01/2011	15:38	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		PLANTA CENTRO – PETROQUÍMICA N°2	CARABOBO	12/01/2011	21:03	12/01/2011	22:45	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		PLANTA CENTRO – PETROQUÍMICA N°2	CARABOBO	13/01/2011	08:27	13/01/2011	13:27	CABLE DE GUARDA CAÍDO ENTRE LAS TORRES N°11 Y N°12	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		SAN DIEGO – PEDRO CAMEJO N°1	CARABOBO	19/01/2011	14:05	19/01/2011	14:34	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		PLANTA CENTRO – MORÓN N°1	CARABOBO	19/01/2011	15:20	19/01/2011	17:32	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		SAN DIEGO – PEDRO CAMEJO N°1	CARABOBO	20/01/2011	11:55	20/01/2011	12:20	PUENTE DESPRENDIDO DE LA FASE "S" DEL TRAMO DE 115 KV PLANTA DEL ESTE EN LA S/E PEDRO CAMEJO	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		SAN DIEGO – PEDRO CAMEJO N°2	CARABOBO	20/01/2011	11:55	20/01/2011	12:40		
		PEDRO CAMEJO – PLANTA DEL ESTE	CARABOBO	20/01/2011	11:55	20/01/2011	17:28		
		PLANTA DEL ESTE – VALENCIA	CARABOBO	20/01/2011	11:55	20/01/2011	12:46		
		SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°1	CARABOBO – ARAGUA	20/01/2011	11:42			DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°2	CARABOBO – ARAGUA	20/01/2011	11:42			DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	CARABOBO	20/01/2011	11:42			DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
CARABOBO – FLOR AMARILLO N°1	CARABOBO	26/01/2011	07:03	26/01/2011	07:26	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA		
LA ARENOSA – YAGUARA N°2	CARABOBO	04/01/2012	12:58	4/1/12 00:00	15:24	FUERTE DESCARGA EN EL H203 CORRESPONDIENTE AL SECCIONADOR DE LÍNEA EN LA FASE "S" EN LA SE YAGUARA	FENÓMENOS NATURALES		
2012	ENERO	PLANTA CENTRO – MORÓN N°1	CARABOBO	04/01/2012	20:01	4/1/12 00:00	20:54	DISPARO POR RESPALDO ANTES UNA FALLA EN LA LÍNEA MORÓN - TUCACAS, NO DESPEJADA EN SE MORÓN AL PARECER POR PROBLEMAS DE PROTECCIONES EN MORÓN.	FALLAS EN EL SISTEMA
		PLANTA CENTRO – MORÓN N°2	CARABOBO	04/01/2012	20:01	4/1/12 00:00	20:58		FALLAS EN EL SISTEMA
		PLANTA CENTRO – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY	04/01/2012	20:01	4/1/12 00:00	20:31		FALLAS EN EL SISTEMA
		PLANTA CENTRO – CORPOVEN N°1	CARABOBO	04/01/2012	20:01	5/1/12 00:00	20:52		FALLAS EN EL SISTEMA
		PLANTA CENTRO – CORPOVEN N°2	CARABOBO	04/01/2012	20:01	5/1/12 00:00	20:52		FALLAS EN EL SISTEMA
		MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	04/01/2012	20:01	5/1/12 00:00	10:30		POR DESCARGA ATMOSFÉRICA
		SANTA CLARA – GUACARA	CARABOBO	05/01/2012	11:54	5/1/12 00:00	14:13	DEBIDO A PUENTE ROTO FASE R DE LA BARRA DE 115 KV AL TRANSFORMADOR DE 115/13,8 KV Y CONATO DE INCENDIO EN EL TP FASE S EN LA S/E SANTA CLARA, ADEMÁS DE CONDUCTORES CAÍDOS FASES S Y T SALIDA SANTA CLARA II EN GUACARA I	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	CARABOBO	05/01/2012	11:54	5/1/12 00:00	17:25		EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°1	CARABOBO – ARAGUA	05/01/2012	11:54	5/1/12 00:00	16:10		EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°2	CARABOBO – ARAGUA	05/01/2012	11:54	5/1/12 00:00	16:12		EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	CARABOBO	06/01/2012	13:01	6/1/12 00:00	14:25	DESCARGA POR VEGETACIÓN ENTRE LAS TORRES 50 Y 51 FASE C	VEGETACIÓN		
SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°1	CARABOBO – ARAGUA	06/01/2012	13:01	6/1/12 00:00	13:28	POR FALLA EXTERNA	FALLAS EN EL SISTEMA		

		SANTA CLARA – GUACARA	CARABOBO	11/01/2012	18:33	11/1/12 00:00	18:40	ERRÁTICO, POR FALLA EXTERNA	FALLAS EN EL SISTEMA		
		SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	CARABOBO	11/01/2012	18:33	12/1/12 00:00	00:46	POR FALLA DESCONOCIDA, LA DEMORA DE NORMALIZAR FUE POR PRESENTAR PROBLEMA EL DISYUNTOR CON EL SISTEMA DE AIRE EN S.CLARA	DESCONOCIDA		
		PLANTA CENTRO – MORÓN N°1	CARABOBO	19/01/2012	11:50	19/1/12 00:00	12:40	POR INCENDIO EN LA S/E MORÓN POR RESIDUO DE ACEITE BAJO EL DISYUNTOR H 405 DE LA LÍNEA MORÓN - CARBONERO	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS		
		PLANTA CENTRO – MORÓN N°2	CARABOBO	19/01/2012	11:50	19/1/12 00:00	12:40		EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS		
		PLANTA CENTRO – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY	19/01/2012	11:50	19/1/12 00:00	12:40		EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS		
		MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	19/01/2012	11:50	19/1/12 00:00	12:40		EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS		
		GUACARA I – CARABOBO N°1	CARABOBO	25/01/2012	12:16	25/1/12 00:00	15:54	QUEMA DE VEGETACIÓN	INCENDIO		
		GUACARA I – CARABOBO N°2	CARABOBO	25/01/2012	12:16	25/1/12 00:00	16:52		INCENDIO		
		PEDRO CAMEJO – CARABOBO N°1	CARABOBO	25/01/2012	16:16	25/1/12 00:00	12:39	QUEMA DE VEGETACIÓN	INCENDIO		
		2011	FEBRERO	MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	03/02/2011	06:07	03/02/2011	06:19	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
				MORÓN – TUCACAS N°1	CARABOBO – FALCÓN	04/02/2011	13:03	04/02/2011	16:59	S/E TUCACAS ESQUEMA DE DISPARO DE PROTECCIONES. REVISIÓN POR DISPARO ERRÁTICO DE LOS INTERRUPTORES H210. H110 Y H130. SE PRESENTO PROBLEMA CON EL RELÉ 86 DE DISPARO EL CUAL ESTABA ENERGIZADO, EL MISMO SE LE BORRO LA SEÑAL CUANDO ABRIERON LOS CIRCUITOS PERMITIENDO NORMALIZAR LOS EQUIPOS AFECTADOS.	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
				LOS GUAYOS – CASTILLITO	CARABOBO	14/02/2011	18:59	14/02/2011	22:36	FALLA EN EL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN DE 13.8 KV SAN DIEGO N° 1 DE LA S/E CASTILLITO (ELEVEL), Y CONATO DE INCENDIO EN LA UNIDAD N° 3 DE PLANTA CASTILLITO (ELEVEL)	FALLAS EN EL SISTEMA
				CARABOBO – FLOR AMARILLO N°1	CARABOBO	16/02/2011	12:42	16/02/2011	12:49	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
				PEDRO CAMEJO – PLANTA DEL ESTE	CARABOBO	17/02/2011	15:25	17/02/2011	15:44	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
				MORÓN – CARBONERO	CARABOBO - YARACUY	18/02/2011	14:02	18/02/2011	14:17	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
MORÓN – CARBONERO	CARABOBO - YARACUY			18/02/2011	14:45	18/02/2011	17:51	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA		
SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°1	CARABOBO			18/02/2011	14:12	18/02/2011	14:28	DISCORDANCIA DE POLOS (EN SANTA CLARA)	FALLAS EN EL SISTEMA		
SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	CARABOBO			18/02/2011	14:12	18/02/2011	14:25	SE PRESUME INCENDIO BAJO LA LÍNEA	DESCONOCIDA		
SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	CARABOBO			18/02/2011	14:25	18/02/2011	16:14	SE PRESUME INCENDIO BAJO LA LÍNEA	DESCONOCIDA		
SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°1	CARABOBO - ARAGUA			18/02/2011	14:28	18/02/2011	17:22	DISCORDANCIA DE POLOS	FALLAS EN EL SISTEMA		
PLANTA CENTRO – MORÓN N°1	CARABOBO			19/02/2011	14:45	19/02/2011	14:52	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA		
PLANTA CENTRO – MORÓN N°2	CARABOBO			19/02/2011	14:45	19/02/2011	14:52	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA		
PEDRO CAMEJO – CARABOBO N°1	CARABOBO			23/02/2011	03:30	23/02/2011	03:49	LLUVIAS EN LA ZONA	FENÓMENOS NATURALES		
GUACARA I – CARABOBO N°2	CARABOBO			23/02/2011	03:30	23/02/2011	05:07	LLUVIAS EN LA ZONA	FENÓMENOS NATURALES		
PLANTA CENTRO – ELVIRA – VALLE SECO	CARABOBO	23/02/2011	04:32	23/02/2011	05:50	LLUVIAS EN LA ZONA	FENÓMENOS NATURALES				
VALLE SECO – BÁRBULA	CARABOBO	23/02/2011	04:32	23/02/2011	05:50	LLUVIAS EN LA ZONA	FENÓMENOS NATURALES				
2012		SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	CARABOBO	1/2/12 00:00	15:49:00	1/2/12 00:00	16:09:00	QUEMA DE VEGETACIÓN (INCENDIO CERCANO A GUACARA)	INCENDIO		
		SANTA CLARA – GUACARA	CARABOBO	1/2/12 00:00	15:49	1/2/12 00:00	16:09		INCENDIO		
		GUACARA I – CARABOBO N°1	CARABOBO	11/2/12 00:00	14:11	11/2/12 00:00	14:55	INCENDIO CERCANO A LA S/E CARABOBO.	INCENDIO		
		VALLE SECO – BÁRBULA	CARABOBO	17/2/12 00:00	22:41	18/2/12 00:00	01:30	GRÚA CARGANDO CONTENEDORES VACIO VIOLÓ DISTANCIA ENTRE LAS TORRES 39 Y 40	TERCEROS		
2011	MARZO	LA ARENOSA – TUCUYITO N°1	CARABOBO	12/03/2011	12:00	12/03/2011	13:12	SE INVESTIGA	DESCONOCIDA		
		LA ARENOSA – TUCUYITO N°2	CARABOBO	12/03/2011	12:00	12/03/2011	13:13	SE INVESTIGA	DESCONOCIDA		
		SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°2	CARABOBO – ARAGUA	13/03/2011	16:14	13/03/2011	17:05	PUENTE ABIERTO	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS		

2012	SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	CARABOBO	15/03/2011	05:46	15/03/2011	08:10	HUBO EXPLOSIÓN DE TC FASE S EN S/E SANTA CLARA 1, PRESENTANDO CONATO DE INCENDIO (CADAFE CENTRO)	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
	SANTA CLARA – GUACARA	CARABOBO	15/03/2011	05:46	15/03/2011	06:29	PRODUCTO DE LA FALLA SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	FALLAS EN EL SISTEMA
	SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°1	CARABOBO – ARAGUA	15/03/2011	05:46	15/03/2011	07:25		
	SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°2	CARABOBO – ARAGUA	15/03/2011	05:46	15/03/2011	06:28		
	PEDRO CAMEJO – CARABOBO N°1	CARABOBO	17/03/2011	20:49	17/03/2011	21:50	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
	PEDRO CAMEJO – CARABOBO N°2	CARABOBO	17/03/2011	20:49	17/03/2011	21:50		
	GUACARA I – CARABOBO N°1	CARABOBO	17/03/2011	20:49	17/03/2011	21:51		
	GUACARA I – CARABOBO N°2	CARABOBO	17/03/2011	20:49	17/03/2011	21:51		
	PEDRO CAMEJO – CARABOBO N°1	CARABOBO	18/03/2011	17:02	18/03/2011	19:03	POR EXPLOSIÓN DEL TRANSF. DE POTENCIAL ASOCIADO A LA FASE "T" EN EL EXTREMO DE LA SUBESTACIÓN PEDRO CAMEJO, LÍNEA N° 1	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
	PEDRO CAMEJO – CARABOBO N°2	CARABOBO	18/03/2011	17:02	18/03/2011	17:23		
	GUACARA I – CARABOBO N°1	CARABOBO	18/03/2011	17:02	18/03/2011	17:24		
	PLANTA CENTRO – CORPOVEN N°1	CARABOBO	21/03/2011	03:15	21/03/2011	04:20	FUERTES LLUVIAS EN LA ZONA	FENÓMENOS NATURALES
	PLANTA CENTRO – CORPOVEN N°2	CARABOBO	21/03/2011	03:15	21/03/2011	04:21		
	MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	26/03/2011	09:34	26/03/2011	11:28	CAUSA DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
	MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	27/03/2011	08:45	27/03/2011	08:58	POR VEGETACIÓN	VEGETACIÓN
	MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	27/03/2011	10:00	27/03/2011	16:35	POR VEGETACIÓN ENTRE LAS TORRES N° 45 Y N° 52	VEGETACIÓN
	MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	31/03/2011	10:17	31/03/2011	10:34	SE DESCONOCE	DESCONOCIDA
	PLANTA CENTRO – ELVIRA – VALLE SECO	CARABOBO	31/03/2011	20:54	31/03/2011	22:02	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
	VALLE SECO – BÁRBULA	CARABOBO	31/03/2011	20:54			POR SOBRECARGA	FALLAS EN EL SISTEMA
	PLANTA CENTRO – GUAPARO	CARABOBO	06/03/12	09:48	06/03/12	17:35	PUENTE ABIERTO TORRE 76, AL DISPARAR LA LÍNEA QUEDARON FUERA DE SERVICIO LOS TRANSFORMADORES N° 1 115/13, 8 KV Y N° 3 115/34, 5 KV DE LA SUBESTACIÓN GUAPARO, DEBIDO A QUE SE ENCONTRABA FUERA DE SERVICIO POR TRABAJOS PROGRAMADO EL INTERRUPTOR DE ENLACE DE BARRA H120 DE LA SUBESTACIÓN ANTES MENCIONADA.	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
	PLANTA CENTRO – MORÓN N°2	CARABOBO	09/03/12	12:14	09/03/12	12:36	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
	GUACARA I – CARABOBO N°1	CARABOBO	10/03/12	20:30			PUENTE ABIERTO FASE T DESDE EL SECCIONADOR DE H303 HACIA LA LÍNEA. EN S/E CARABOBO.	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
	PLANTA DEL ESTE – VALENCIA	CARABOBO	10/03/12	20:46			PARA EL MOMENTO DE LA FALLA HABÍA LLUVIA EN LA ZONA	FENÓMENOS NATURALES
	CARABOBO – FLOR AMARILLO N°1	CARABOBO	10/03/12	23:10	10/03/12	23:32	LLUVIAS EN LA ZONA.	FENÓMENOS NATURALES
	SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	CARABOBO	11/03/12	01:34	11/03/12	01:39	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
	GUACARA I – CARABOBO N°2	CARABOBO	12/03/12	13:46	12/03/12	14:14	EXPLOSIÓN DEL DISYUNTOR D180 CORRESPONDIENTE AL LADO DE BAJA DEL TRANSFORMADOR N° 1 DE 115/13,8 KV EN LA S/E GUACARA II.	FALLAS EN EL SISTEMA
	GUACARA – SAN DIEGO	CARABOBO	12/03/12	13:46	12/03/12	14:01		FALLAS EN EL SISTEMA
GUACARA I – GUACARA II	CARABOBO	12/03/12	13:46	12/03/12	14:02	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS		
MORÓN – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY	21/03/12	01:10	21/03/12	02:03	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	FENÓMENOS NATURALES	
MORÓN – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY	21/03/12	02:21	21/03/12	02:46	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	FENÓMENOS NATURALES	
SAN DIEGO – GUACARA II	CARABOBO	21/03/12	06:22	21/03/12	07:30	DISPARO DE LAS SALIDAS A 115 KV A LA S/E GUACARA II EN LAS SUBESTACIONES SAN DIEGO Y GUACARA I POR PUENTE ROTO EN LA S/E GUACARA I ENTRE EL SECCIONADOR H305 Y EL TP DE LA FASE "S".	FALLAS EN EL SISTEMA	
GUACARA I – GUACARA II	CARABOBO	21/03/12	06:22	21/03/12	07:30			
PLANTA CENTRO – ELVIRA – VALLE SECO	CARABOBO	21/03/12	09:36	21/03/12	11:01	PUENTE ABIERTO TORRE 25 FASE R DE LA LÍNEA SANDIEGO BARBULA	FALLAS EN EL SISTEMA	
SAN DIEGO – BÁRBULA	CARABOBO	21/03/12	09:36	21/03/12	11:01			
VALLE SECO – BÁRBULA	CARABOBO	21/03/12	13:25	21/03/12	18:25	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA	

		GUACARA I – CARABOBO N°1	CARABOBO	23/03/12	16:04	23/03/12	16:19	SE DESCONOCE, SE PRESUME DESCARGA ATMOSFÉRICA YA QUE HABÍA LLUVIAS EN LA ZONA.	DESCONOCIDA
2011	ABRIL	PLANTA CENTRO – ELVIRA – VALLE SECO	CARABOBO	01/04/2011	22:19	01/04/2011	22:42	DISPARO INCORRECTO (PROTECCIONES)	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		VALLE SECO – BÁRBULA	CARABOBO	01/04/2011	22:19	01/04/2011	22:42		DESCONOCIDA
		PLANTA CENTRO – ELVIRA – VALLE SECO	CARABOBO	01/04/2011	23:00	01/04/2011	23:22		ELONGACIÓN DE CONDUCTOR
		SAN DIEGO – GUAPARO	CARABOBO	07/04/2011	14:10	07/04/2011	14:44	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		PLANTA CENTRO – GUAPARO	CARABOBO	07/04/2011	14:10	07/04/2011	14:44	POR SOBRECARGA	FALLAS EN EL SISTEMA
		PLANTA CENTRO – PETROQUÍMICA N°2	CARABOBO	08/04/2011	03:18	08/04/2011	03:44	HABÍA LLOVIZNA EN LA ZONA. POSIBLE CONTAMINACIÓN	DESCONOCIDA
		CARABOBO – FLOR AMARILLO N°1	CARABOBO	09/04/2011	12:26	09/04/2011	14:20	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		VALLE SECO – BÁRBULA	CARABOBO	16/04/2011	02:00	16/04/2011	11:43	SE DESCONOCE, LA DEMORA FUE POR PROBLEMA DE DESGASTE DE UNA PIEZA DEL DISYUNTOR	DESCONOCIDA
		CARABOBO – FLOR AMARILLO N°1	CARABOBO	25/04/2011	13:50	25/04/2011	14:33	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	FENÓMENOS NATURALES
		CARABOBO – FLOR AMARILLO N°2	CARABOBO	25/04/2011	13:50	25/04/2011	14:33		FENÓMENOS NATURALES
		PLANTA CENTRO – ELVIRA – VALLE SECO	CARABOBO	25/04/2011	19:51	27/04/2011	13:41	PUENTE PARTIDO EN LA TORRE N° 24 FASE "T"	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		SAN DIEGO – BÁRBULA	CARABOBO	25/04/2011	19:51	27/04/2011	14:59	PUENTE PARTIDO EN LA TORRE N° 25 Y 30 FASE "T"	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		VALENCIA – INOS N°1	CARABOBO	27/04/2011	22:40	27/04/2011	00:02	SE INVESTIGA	DESCONOCIDA
		VALENCIA – INOS N°2	CARABOBO	27/04/2011	22:40	27/04/2011	00:01	SE INVESTIGA	DESCONOCIDA
2012		YAGUARA – BEJUMA	CARABOBO	08/04/2012	14:10	08/04/2012	15:19	POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DEBIDO A FUERTES LLUVIAS EN LA ZONA.	FENÓMENOS NATURALES
		PLANTA CENTRO – GUAPARO	CARABOBO	10/04/2012	18:02	10/04/2012	01:00	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		SAN DIEGO – LOS GUAYOS N°1	CARABOBO	14/04/2012	04:15	14/04/2012	04:38	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA
		MORÓN – CARBONERO	CARABOBO	16/04/2012	16:11	16/04/2012	16:37	GANCHO METÁLICO COLGANDO EN EL SECCIONADOR H204 FASE "S" EN LA S/E PETROQUÍMICA EL CUAL INFORMO EL TÉCNICO ARTEAGA QUE OLVIDO RETIRAR EN DONDE ESTABA CORRIENDO EL PUNTO CALIENTE, ERROR HUMANO.	TERCEROS
		PLANTA CENTRO – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY	20/04/2012	07:37	20/04/2012	08:04	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA
		MORÓN – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY	22/04/2012	09:39	22/04/2012	10:27	CONDUCTOR DESPRENDIDO TORRE 25 DE LA LÍNEA PLANTA CENTRO CARBONERO. ESTANDO FUERA DE SERVICIO POR TRABAJOS PROGRAMADOS LAS LÍNEAS 115 KV YARITAGUA - SAN CARLOS, YARITAGUA - CHIVACOA, YARITAGUA - CABUDARE.	FALLAS EN EL SISTEMA
		PLANTA CENTRO – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY	22/04/2012	09:39	22/04/2012	16:31		EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	CARABOBO	23/04/2012	01:55	23/04/2012	11:25	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA
		GUACARA I – CARABOBO N°1	CARABOBO	24/04/2012	09:08	24/04/2012	09:20	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA
		VALLE SECO – BÁRBULA	CARABOBO	24/04/2012	09:51	24/04/2012	10:01	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA
2011	MAYO	MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	01/05/2011	05:05	01/05/2011	05:23	LLUVIA Y DESCARGA ATMOSFÉRICA EN LA ZONA DE S/E TUCACAS	FENÓMENOS NATURALES
		PLANTA CENTRO – PETROQUÍMICA N°2	CARABOBO	01/05/2011	20:45	02/05/2011	00:28	EXPLOTÓ EL TP DE LA FASE "S", PRESENTÁNDOSE UN CONATO DE INCENDIO EN EL MISMO, EN LA SALIDA DE 115 KV PETROQUÍMICA N° 2	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°1	CARABOBO – ARAGUA	09/05/2011	13:30	09/05/2011	14:31	CAÍDA DEL SISTEMA OCCIDENTAL, CAUSA COLAPSO DE VOLTAJE	FALLAS EN EL SISTEMA
		VALENCIA – INOS N°2	CARABOBO	16/05/2011	11:19	16/05/2011	13:43	LO ÚNICO QUE SE ENCONTRÓ FUE CONTACTOS SULFATADOS EN EL RELÉ SUPERVISOR DE DISPARO, EL CUAL SE CAMBIÓ	DESCONOCIDA
		PLANTA CENTRO – ELVIRA – VALLE SECO	CARABOBO	26/05/2011	17:58	27/05/2011	04:23	CONDUCTOR DESPRENDIDO ENTRE LAS TORRES N° 1 Y 2 FASE "R" (EN PLANTA CENTRO), EL INT EN PLANTA CENTRO ESTABA ENCLAVADO POR BAJO NIVEL SF-6	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	31/05/2011	16:33	31/05/2011	16:44	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		PLANTA CENTRO – ELVIRA – VALLE SECO	CARABOBO	03/05/2012	12:55	03/05/2012	18:48	SOBRECARGA	FALLA EN EL SISTEMA
2012		VALLE SECO – BARBULA	CARABOBO	03/05/2012	12:55	03/05/2012	13:28	CONDUCTOR DESPRENDIDO TORRE 39	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		SAN DIEGO – BARBULA	CARABOBO	03/05/2012	13:28	03/05/2012	13:48	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		PLANTA CENTRO – ELVIRA – VALLE SECO	CARABOBO	03/05/2012	13:34	03/05/2012	19:10	PUENTE ABIERTO EN LA LÍNEA PLANTA CENTRO – VALLE SECO EN LA TORRE N° 10 EN	EQUIPOS, MATERIALES Y

							LA FASE "S".	ACCESORIOS	
		MORÓN – TUCACAS N°1	CARABOBO – FALCÓN	04/05/2012	18:32	4/5/12 00:00	19:25	FALLA EN DISTRIBUCIÓN, EXPLOSIÓN DEL SECCIONADOR D503 DEL CIRCUITO DE 13.8 KV EL DUQUE EN LA S/E TUCACAS. ESTANDO LA N° 2 A 115 KV MORÓN - TUCACAS FALLADA.	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	04/05/2012	13:40	4/5/12 00:00	19:12	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°2	CARABOBO – ARAGUA	06/05/2012	15:20	06/05/2012	15:33	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		CARABOBO – GUACARA I N°1	CARABOBO	08/05/2012	09:46	08/05/2012	10:03	VEGETACIÓN ENTRE LAS TORRES 43 Y 44	VEGETACIÓN
		CARABOBO – GUACARA I N°1	CARABOBO	09/05/2012	09:55	09/05/2012	18:00	POR VEGETACIÓN CERCANA A LA LÍNEA TORRE 43 Y 45.	VEGETACIÓN
		CARABOBO – GUACARA I N°1	CARABOBO	09/05/2012	13:20	09/05/2012	18:00	POR VEGETACIÓN CERCANA A LA LÍNEA TORRE 43 Y 45.	VEGETACIÓN
		SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°2	CARABOBO – ARAGUA	09/05/2012	16:03	09/05/2012	17:48	SE PRESUME DAÑOS INTERNOS EN EL DISYUNTOR DEL LADO DE ALTA DEL TRANSFORMADOR MÓVIL (ESTE SE ENCUENTRA ENCAPSULADO JUNTO CON LA MÓVIL).	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		PLANTA CENTRO – MORÓN N°1	CARABOBO	11/05/2012	19:00	11/05/2012	19:49	DEBIDO A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.	FENÓMENOS NATURALES
		PLANTA CENTRO – MORÓN N°2	CARABOBO	11/05/2012	19:00	11/05/2012	19:49		
		MORÓN – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY	11/05/2012	19:00	11/05/2012	19:49	SOBRECARGA POR EL DISPARO DE LA LÍNEA PLANTA CENTRO MORÓN	FALLA EN EL SISTEMA
		MORÓN – TUCACAS N°1	CARABOBO – FALCÓN	16/05/2012	22:25	16/05/2012	22:46	LLUVIA EN LA ZONA.	FENÓMENOS NATURALES
		LA ARENOSA – TOCUYITO N° 1	CARABOBO	18/05/2012	00:20	18/05/2012	00:56	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		MORÓN – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY	19/05/2012	08:56	19/05/2012	09:09	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		VALENCIA – INOS N°2	CARABOBO	22/05/2012	13:51	23/05/2012	23:59	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	26/05/2012	02:57	26/05/2012	03:22	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	FENÓMENOS NATURALES
		MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	29/05/2012	21:08	29/05/2012	23:12	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		MORÓN – TUCACAS N°1	CARABOBO – FALCÓN	29/05/2012	22:28	29/05/2012	23:10	DESCONOCIDA, EN EL MOMENTO DEL DISPARO LA LINEA MORÓN – TUCACAS SE ENCONTRABA FALLADA.	DESCONOCIDA
		MORÓN – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY	29/05/2012	23:15	29/05/2012	23:40	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		YAGUARA – BEJUMA	CARABOBO	30/05/2012	05:33	30/05/2012	06:56	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	FENÓMENOS NATURALES
2011	JUNIO	PLANTA CENTRO – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY	02/06/2011	15:16	02/06/11	17:42	DESCARGA ATMOSFÉRICAS	FENÓMENOS NATURALES
		MORÓN – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY	07/06/2011	00:10	07/06/11	18:03	SE ENCONTRÓ ÁRBOL, EL CUAL SE CORTÓ EN LOS TRAMOS DE TORRES N° 36 A LA 37	VEGETACIÓN
		VALENCIA – INOS N°2	CARABOBO	08/06/2011	18:29	10/06/11	08:02	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	10/06/2011	11:44	10/06/11	11:55	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		YAGUARA – TINAQUILLO N°1	CARABOBO – COJEDES	16/06/2011	16:55	16/06/11	17:05	DISPARO INCORRECTO, POR ERROR DE OPERACIÓN EN LA SE TINAQUILLO, CON EL DISPARO DE LAS LÍNEAS SE AFECTO LA SE SAN CARLOS	FALLAS EN EL SISTEMA
		YAGUARA – TINAQUILLO N°2	CARABOBO – COJEDES	16/06/2011	16:55	16/06/11	17:05		FALLAS EN EL SISTEMA
		PLANTA CENTRO – MORÓN N°1	CARABOBO	17/06/2011	07:35	17/06/11	08:59	DESAJUSTE DE LA LLAVE DE ENCLAVAMIENTO	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		PLANTA CENTRO – MORÓN N°1	CARABOBO	25/06/2011	13:30	25/06/11	13:58	FALLA TRANSITORIA (DESCONOCIDA)	DESCONOCIDA
		LA ARENOSA – YAGUARA N°2	CARABOBO	26/06/2011	20:30	27/06/11	10:05	REPARAR PUENTE ROTO EN LA TORRE N° 1 SALIENDO DEL PORTICO DE LA S/E YAGUARA.	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		2012		MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	01/06/2012	08:52	01/06/2012	09:15
MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN			01/06/2012	09:25	01/06/2012	09:54	SE PRESUME ELONGAMIENTO.PARA EL MOMENTO DEL EVENTO LA LÍNEA N° 1 SE ENCONTRABA FUERA DE SERVICIO POR TRABAJOS PROGRAMADOS (REUBICACIÓN DE LA TORRE N° 152).	DESCONOCIDA
YAGUARA – TINAQUILLO N°1	CARABOBO – COJEDES			01/06/2012	15:20	01/06/2012	15:31	SE DESCONOSE, PARA EL MOMENTO DE LA FALLA HABIA FUERTES LLUVIAS	DESCONOCIDA
YAGUARA – BEJUMA	CARABOBO			03/06/2012	12:55	03/06/2012	15:55	FALLA EN CIRCUITO DE DISTRIBUCION RINCON.TAMBIEN DISPARO DEL TRANSFORMADOR 2 DE 115/13,8 KV DEBIDO AL DISPARO DE LA LÍNEA DE 115 KV BEJUMA - YAGUARA	FALLAS EN EL SISTEMA

		MORÓN – TUCACAS N°1	CARABOBO – FALCÓN	09/06/2012	18:50	09/06/2012	19:28	DESCONOCIDA, CORTE DE 48 MW DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 2 HORAS 53 MINUTOS EN CENTRO, ESTADO FALCÓN, EN LAS S/E A 115 KV YARACAL (15 MW), TUCACAS (29 MW) Y CHICHIRIVICHE (19 MW) DEBIDO AL DISPARO DE LAS LÍNEAS N°1 Y LA N° 2 SOLO EN EL EXTREMO DE TUCACAS.	DESCONOCIDA	
		MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	09/06/2012	18:50	09/06/2012	19:28		DESCONOCIDA	
		PLANTA CENTRO – GUAPARO	CARABOBO	10/06/2012	20:44	10/06/2012	21:23	POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DEBIDO A FUERTES LLUVIAS EN LA ZONA.	FENÓMENOS NATURALES	
		VALLE SECO – BÁRBULA	CARABOBO	10/06/2012	20:44	10/06/2012	21:23			
		MORÓN – TUCACAS N°1	CARABOBO - FALCÓN	11/06/2012	15:47	11/06/2012	16:26	HAY PRESENCIA DE FUERTE LLUVIAS Y DESCARGAS ATMOSFERICA EN LA ZONA.	FENÓMENOS NATURALES	
		MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO - FALCÓN	11/06/2012	15:47	11/06/2012	16:26			
		MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO - FALCÓN	13/06/2012	11:48	13/06/2012	12:06	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA	
		PLANTA CENTRO – GUAPARO	CARABOBO	17/06/2012	11:11	17/06/2012		EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA	
		SAN DIEGO – GUAPARO	CARABOBO	24/06/2012	16:10	24/06/2012	16:30	BAJA PRESIÓN DE ACEITE EN H205 SALIDA GUAPARO	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	
		SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	CARABOBO	26/06/2012	16:00	26/06/2012	16:27	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	
		CARABOBO – FLOR AMARILLO N°1	CARABOBO	27/06/2012	15:57	27/06/2012	16:03	LA ARENOSA - HORQUETA 1(765) DISPARÓ POR VEGETACIÓN Y LAS DEMÁS POR OSCILACIÓN.	FALLAS EN EL SISTEMA	
		SAN DIEGO – GUAPARO	CARABOBO	30/06/2012	22:16	30/06/2012	05:58	PUENTE ABIERTO ENTRE EL TC Y EL SECCIONALIZADOR DE LÍNEA EN LA S/E GUAPARO DE LA LÍNEA DE SAN DIEGO, TAMBIÉN DISPARÓ EL AUTOTRANSFORMADOR N° 4 230/115 KV DE LA S/E SAN DIEGO.	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	
		PLANTA CENTRO – GUAPARO	CARABOBO	30/06/2012	22:16	30/06/2012	23:14		FALLAS EN EL SISTEMA	
		SAN DIEGO – BÁRBULA	CARABOBO	30/06/2012	22:16	30/06/2012	23:04		EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	
		PLANTA CENTRO – ELVIRA – VALLE SECO	CARABOBO	30/06/2012	22:16	30/06/2012	23:01		FALLAS EN EL SISTEMA	
	2011	JULIO	PLANTA CENTRO – GUAPARO	CARABOBO	01/07/2011	20:47	02/07/2011	13:22	DESCONOCIDA, SE RECORRIÓ Y NO SE ENCONTRÓ NADA	DESCONOCIDA
			VALLE SECO – BÁRBULA	CARABOBO	01/01/2011	20:47	02/07/2011	14:00		DESCONOCIDA
			SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	CARABOBO	04/07/2011	14:03	04/07/2011	14:52	FALLA TRANSITORIA	DESCONOCIDA
			PEDRO CAMEJO – VALENCIA	CARABOBO	09/07/2011	01:30	09/07/2011	06:31	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS POR LLUVIA EN LA ZONA.	FENÓMENOS NATURALES
GUACARA I – CARABOBO N°1			CARABOBO	10/07/2011	15:25	10/07/2011	15:39	CONTACTOS DE POTENCIA FASE "T" DAÑADOS EN EL SECCIONADOR DE LÍNEA H403 EN LA S/E CARABOBO	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	
PLANTA CENTRO – GUAPARO			CARABOBO	12/07/2011	19:05	12/07/2011	19:18	POR FUERTES LLUVIAS EN LA ZONA	FENÓMENOS NATURALES	
VALLE SECO – BÁRBULA			CARABOBO	12/07/2011	19:05	12/07/2011	19:18			
MORÓN – TUCACAS N°2			CARABOBO – FALCÓN	13/07/2011	11:08	13/07/2011	11:34	POR FUERTES LLUVIAS EN LA ZONA	FENÓMENOS NATURALES	
PLANTA CENTRO – MORÓN N°1			CARABOBO	14/07/2011	15:56	14/07/2011	17:14	DESCONOCIDO	DESCONOCIDA	
SAN DIEGO – PEDRO CAMEJO N°2			CARABOBO	20/07/2011	10:29	20/07/2011	14:18	POR EXPLOSIÓN DE TC FASE T EN EL ESTRENO DE PEDRO CAMEJO	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	
SAN DIEGO – PEDRO CAMEJO N°1			CARABOBO	20/07/2011	10:29	20/07/2011	12:12	DISPARAN POR RESPALDO, POR LA FALLA EN PEDRO CAMEJO	FALLAS EN EL SISTEMA	
PEDRO CAMEJO – VALENCIA			CARABOBO	20/07/2011	10:29	20/07/2011	12:15		FALLAS EN EL SISTEMA	
PEDRO CAMEJO – PLANTA DEL ESTE			CARABOBO	20/07/2011	10:29	20/07/2011	12:23		FALLAS EN EL SISTEMA	
GUACARA I – CARABOBO N°1			CARABOBO	20/07/2011	10:29	20/07/2011	12:12		FALLAS EN EL SISTEMA	
SANTA CLARA – POLAR – GUACARA			CARABOBO	20/07/2011	10:41	20/07/2011	12:55	POR PUENTE ABIERTO EN LA TRAMPA DE ONDA FASE R DE LA LÍNEA EN SANTA CLARA. LA AFECTACIÓN UN PROMEDIO DE 1H 33MIN	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	
SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°1			CARABOBO – ARAGUA	20/07/2011	10:41	20/07/2011	11:06	DISPARAN POR RESPALDO, EL INTERRUPTOR EN SANTA CLARA DE LA LÍNEA SANTA CLARA - POLAR - GUACARA I NO ABRÍÓ	FALLAS EN EL SISTEMA	
SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°2			CARABOBO – ARAGUA	20/07/2011	10:41	20/07/2011	11:02		FALLAS EN EL SISTEMA	
SANTA CLARA – GUACARA			CARABOBO	24/07/2011	12:42	24/07/2011	13:02	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	
MORÓN – TUCACAS N°2			CARABOBO – FALCÓN	24/07/2011	13:18	24/07/2011	13:27	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	
YAGUARA – TINAQUILLO N°2			CARABOBO – COJEDES	29/07/2011	15:37	29/07/2011	15:49	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS POR FUERTE LLUVIA EN LA ZONA DE LA S/E TINAQUILLO.	FENÓMENOS NATURALES	
MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	31/07/2011	18:12	31/07/2011	18:23	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA			

2012		PLANTA CENTRO – GUAPARO	CARABOBO	01/07/2012	05:58	01/07/2012	06:20	POR DESPRENDIMIENTO DE PUENTE EN LA TORRE Nº 3 DE LA LÍNEA Nº 1 A 115 KV SAN DIEGO – GUAPARO.	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		SAN DIEGO – GUAPARO	CARABOBO	01/07/2012	05:58	01/07/2012	23:00		
		YAGUARA – BEJUMA	CARABOBO	02/07/2012	12:43	02/07/2012	13:31	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	CARABOBO	03/07/2012	04:40	03/07/2012	04:59	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		YAGUARA – BEJUMA	CARABOBO	03/07/2012	12:43	3/7/12 00:00	13:31	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		PLANTA CENTRO – MORÓN N°1	CARABOBO	03/07/2012	14:37	03/07/2012	15:09	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		PLANTA CENTRO – MORÓN N°2	CARABOBO	03/07/2012	14:37	03/07/2012	15:08	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		MORÓN – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY	03/07/2012	14:37	03/07/2012	18:17	VEGETACIÓN	VEGETACIÓN
		LOS GUAYOS – SAN DIEGO N°1	CARABOBO	08/07/2012	11:45	8/7/12 00:00	12:49	PUENTE ROTO FASE R	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		PLANTA CENTRO – ELVIRA – VALLE SECO	CARABOBO	15/07/2012	20:21	15/7/12 00:00	20:40	RAYO	FENÓMENOS NATURALES
		SAN DIEGO – BÁRBULA	CARABOBO	15/07/2012	20:21	15/7/12 00:00	20:40	RAYO	FENÓMENOS NATURALES
		MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	22/07/2012	07:29	22/7/12 00:00	07:43	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		PLANTA CASTILLITO – MONTE MAYOR	CARABOBO	28/07/2012	23:01	29/7/12 00:00	00:20	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		2011	AGOSTO	SAN DIEGO – BÁRBULA	CARABOBO	30/07/2012	20:45	31/7/12 00:00	01:09
PLANTA CENTRO – GUAPARO	CARABOBO			02/08/2011	10:36	02/08/2011	10:50	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA
PLANTA CENTRO – ELVIRA – VALLE SECO	CARABOBO			02/08/2011	14:42	02/08/2011	16:09	POR DESCARGA ATMOSFÉRICA, Y EN LA LÍNEA VALLE SECO - BÁRBULA SE ENCONTRÓ RAMA PRÓXIMO A LA LÍNEA ENTRE LA TORRE 29 Y 30	FENÓMENOS NATURALES
VALLE SECO – BÁRBULA	CARABOBO			02/08/2011	14:42	03/08/2011	13:10		FENÓMENOS NATURALES
YAGUARA – BEJUMA	CARABOBO			05/08/2011	19:44	05/08/2011	20:45	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	FENÓMENOS NATURALES
MORÓN – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY			06/08/2011	19:33	06/08/2011	21:10	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS POR FUERTE LLUVIA EN LA ZONA	FENÓMENOS NATURALES
LOS GUAYOS – CASTILLITO	CARABOBO			07/08/2011	12:31	07/08/2011	12:56	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
SANTA CLARA – GUACARA	CARABOBO			11/08/2011	13:47	11/08/2011	14:26	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN			14/08/2011	10:15	14/08/2011	10:22	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN			15/08/2011	14:30	15/08/2011	15:20	SE PRESUME DESCARGA ATMOSFÉRICA POR LLUVIA EN LA ZONA DE MORÓN.	FENÓMENOS NATURALES
MORÓN – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY			17/08/2011	14:38	17/08/2011	16:43	EN EL MOMENTO DE LA FALLA HABÍAN FUERTES LLUVIAS Y DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	FENÓMENOS NATURALES
PLANTA CENTRO – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY			17/08/2011	14:38	17/08/2011	16:35		FENÓMENOS NATURALES
MORÓN – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY			19/08/2011	09:45	19/08/2011	11:10	SE ENCONTRÓ VEGETACIÓN CERCANA A LA LÍNEA ENTRE LAS TORRES 106 Y 107	VEGETACIÓN
MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN			23/08/2011	12:17	23/08/2011	12:46	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
MORÓN – TUCACAS N°1	CARABOBO – FALCÓN			24/08/2011	14:02	24/08/2011	16:10	DESPRENDIMIENTO DE CABLE DE GUARDA ENTRE LAS TORRE 146 Y 148	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN			26/08/2011	11:05	26/08/2011	11:12	VEGETACION	VEGETACIÓN
MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN			26/08/2011	12:51	26/08/2011	13:08	VEGETACION	VEGETACIÓN
MORÓN – TUCACAS N°1	CARABOBO – FALCÓN			28/08/2011	13:25	28/08/2011	13:31	LLUVIAS EN LA ZONA Y DESCARGAS ATMOSFÉRICA	FENÓMENOS NATURALES
MORÓN – TUCACAS N°1	CARABOBO – FALCÓN			28/08/2011	13:39	28/08/2011	13:46	LLUVIAS EN LA ZONA Y DESCARGAS ATMOSFÉRICA	FENÓMENOS NATURALES
MORÓN – TUCACAS N°1	CARABOBO – FALCÓN			28/08/2011	13:47	29/08/2011	09:20	DESCARGAS ATMOSFÉRICA, HAY PROBLEMAS CON LOS BAJANTE DE TIERRA DE LAS TORRES	FENÓMENOS NATURALES
MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	28/08/2011	15:59	28/08/2011	16:17	LLUVIAS EN LA ZONA Y DESCARGAS ATMOSFÉRICA	FENÓMENOS NATURALES		
VALENCIA – INOS N°1	CARABOBO	28/08/2011	17:53	28/08/2011	18:14	LLUVIAS EN LA ZONA Y DESCARGAS ATMOSFÉRICA	FENÓMENOS NATURALES		
MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	28/08/2011	23:12	28/08/2011	23:43	VEGETACIÓN	VEGETACIÓN		

		MORÓN – TUCACAS N°1	CARABOBO – FALCÓN	29/08/2011	10:37	29/08/2011	11:29	POR VEGETACIÓN	VEGETACIÓN
		MORÓN – TUCACAS N°1	CARABOBO – FALCÓN	29/08/2011	13:40	29/08/2011	18:29	POR VEGETACIÓN	VEGETACIÓN
		MORÓN – TUCACAS N°1	CARABOBO – FALCÓN	30/08/2011	18:40	31/08/2011	02:08	SE PRESUME VEGETACIÓN	DESCONOCIDA
		PLANTA CENTRO – ELVIRA – VALLE SECO	CARABOBO	31/08/2011	10:27	31/08/2011	10:55	VEGETACION	VEGETACIÓN
		VALLE SECO – BÁRBULA	CARABOBO	31/08/2011	10:27	31/08/2011	10:54	SOBRECARGA	FALLAS EN EL SISTEMA
		SAN DIEGO – PEDRO CAMEJO N°1	CARABOBO	31/08/2011	16:07	31/08/2011	17:20	TODA ESTA FALLA FUE PROVOCADA POR UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA QUE CAYO EN LA SE PEDRO CAMEJO	FENÓMENOS NATURALES
		SAN DIEGO – PEDRO CAMEJO N°2	CARABOBO	31/08/2011	16:07	01/09/2011	11:42		FENÓMENOS NATURALES
		PEDRO CAMEJO – CARABOBO N°2	CARABOBO	31/08/2011	16:07	31/08/2011	17:34		FENÓMENOS NATURALES
		GUACARA I – CARABOBO N°1	CARABOBO	31/08/2011	16:07	31/08/2011	17:20	POR RESPALDO NO DISPARO LA LÍNEA #1 PEDRO CAMEJO - CARABOBO	FALLAS EN EL SISTEMA
		GUACARA I – CARABOBO N°2	CARABOBO	31/08/2011	16:07	31/08/2011	17:25	POR SOBRECARGA	FALLAS EN EL SISTEMA
SANTA CLARA – GUACARA	CARABOBO	31/08/2011	16:07	31/08/2011	17:50	POR SOBRECARGA	FALLAS EN EL SISTEMA		
2011	SEPTIEMBRE	VALENCIA – INOS N°1	CARABOBO	02/09/2011	16:47	02/09/2011	17:28	POR PROBLEMAS CON EL BREAKER DE ALIMENTACION DEL DISYUNTOR H105 EN VALENCIA	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		LA ARENOSA – TUCUYITO N°2	CARABOBO	08/09/2011	14:16	08/09/2011	16:39	DESCONOCIDA, PENDIENTE DE REVISAR	DESCONOCIDA
		GUACARA – SAN DIEGO	CARABOBO	09/09/2011	10:35	09/09/2011	10:50	BAJA PRESIÓN DE SF6 DEL INTERRUPTOR DE SAN DIEGO.	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		VALENCIA – INOS N°1	CARABOBO	11/09/2011	10:45	11/09/2011	15:13	SE PRESUME DESCARGA ATMOSFÉRICA YA QUE PARA ESTE MOMENTO HABÍA FUERTES LLUVIAS.	FENÓMENOS NATURALES
		VALENCIA – INOS N°1	CARABOBO	11/09/2011	16:42	15/09/2011	10:08	VEGETACIÓN ENTRE LAS TORRES 11 Y 13	VEGETACIÓN
		MORÓN – TUCACAS N°1	CARABOBO – FALCÓN	15/09/2011	15:43	15/09/2011	16:19	NO SELECTIVO, POR FALLA EXTERNA, (FALLA EN LA DISTRIBUCIÓN DE 34,5KV EN SE MORÓN)	FALLAS EN EL SISTEMA
		MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	15/09/2011	15:43	15/09/2011	16:40		FALLAS EN EL SISTEMA
		VALENCIA – INOS N°2	CARABOBO	15/09/2011	17:58	16/09/2011	09:46	POR FUERTES LLUVIAS Y DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	FENÓMENOS NATURALES
		MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	18/09/2011	12:16	18/09/2011	12:32	POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	FENÓMENOS NATURALES
		MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	18/09/2011	12:50	18/09/2011	13:43	POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	FENÓMENOS NATURALES
		MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	19/09/2011	11:30	19/09/2011	11:39	DESCARGA ATMOSFÉRICA	FENÓMENOS NATURALES
		SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°1	CARABOBO – ARAGUA	20/09/2011	13:16	21/09/2011	08:12	EN FALLA	DESCONOCIDA
		PEDRO CAMEJO – CARABOBO N°1	CARABOBO	27/09/2011	07:20	27/09/2011	07:23	POR FALLA EXTERNA, POR EXPLOSIÓN DE PARARRAYO FASE R POR ALTA DEL TRANSF.3 EN SE CARABOBO	FALLAS EN EL SISTEMA
		MORÓN – TUCACAS N°1	CARABOBO – FALCÓN	30/09/2011	11:37	30/09/2011	14:00	CONDUCTOR DESPRENDIDO ENTRE LAS TORRES 26 Y 27 FASE T Y EL INTERRUPTOR DE LA SE TUCACAS NO ABRIÓ POR TENER BAJO NIVEL DE SF-6, DISPARANDO POR RESPALDO LAS OTRAS 3 LÍNEAS MORÓN - TUCACAS	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	30/09/2011	11:37	30/09/2011	12:18		EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	30/09/2011	13:30	30/09/2011	13:54	DISPARO INCORRECTO	FALLAS EN EL SISTEMA		
2011	OCTUBRE	YAGUARA – TINAQUILLO N°1	CARABOBO – COJEDES	01/10/2011	13:54	01/10/2011	14:25	POR DESCARGA ATMOSFÉRICA	FENÓMENOS NATURALES
		YAGUARA – TINAQUILLO N°2	CARABOBO – COJEDES	01/10/2011	13:54	01/10/2011	14:26	POR DESCARGA ATMOSFÉRICA	FENÓMENOS NATURALES
		YAGUARA – BEJUMA	CARABOBO	02/10/2011	15:00	02/10/2011	15:36	POR DESCARGA ATMOSFÉRICA	FENÓMENOS NATURALES
		SAN DIEGO – BÁRBULA	CARABOBO	10/10/2011	01:20	10/10/2011	02:10	POR DESCARGA ATMOSFÉRICA	FENÓMENOS NATURALES
		YAGUARA – BEJUMA	CARABOBO	14/10/2011	15:45	14/10/2011	16:32	POR DESCARGA ATMOSFÉRICA	FENÓMENOS NATURALES
		PLANTA CENTRO – ELVIRA – VALLE SECO	CARABOBO	14/10/2011	18:36	15/10/2011	10:52	PUENTE ROTO EN LA TORRE 24 FASE T	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		PLANTA CENTRO – GUAPARO	CARABOBO	14/10/2011	18:36	15/10/2011	13:49	POR SOBRECARGA Y QUEDO FUERA POR LOS TRABAJOS DE REPARACION DE LA AVERIA EN LA LINEA PLANTA CENTRO -ELVIRA - VALLE SECO	FALLAS EN EL SISTEMA
		VALLE SECO – BÁRBULA	CARABOBO	14/10/2011	18:36	15/10/2011	13:38	TC DAÑADO FASE R EN SE BARBULA, PRODUJO DISPARO ERRONEO	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
PLANTA CENTRO – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY	17/10/2011	10:19	17/10/2011	11:50	POR CABLE DE GUARDA DESPRENDIDO DE LA LINEA #2 400KV PLANTA CENTRO - LA ARENOSA Y VENCIO LA DISTANCIA CON LA LINEA PLANTA CENTRO - CARBONERO.	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS		

		PLANTA CENTRO – MORÓN N°1	CARABOBO	17/10/2011	10:19	17/10/2011	10:50	POR SOBRECARGA, POR EL DISPARO DE LA LÍNEA PLANTA CENTRO - CARBONERO, LA AFECTACION DURO UN PROMEDIO DE 1H Y 31MIN	FALLAS EN EL SISTEMA
		PLANTA CENTRO – MORÓN N°2	CARABOBO	17/10/2011	10:19	17/10/2011	10:51		FALLAS EN EL SISTEMA
		PLANTA CENTRO – PETROQUÍMICA N°2	CARABOBO	17/10/2011	11:23	17/10/2011	18:03	PENDIENTE	DESCONOCIDA
		GUACARA I – CARABOBO N°1	CARABOBO	17/10/2011	16:58	17/10/2011	18:37	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		PLANTA CENTRO – GUAPARO	CARABOBO	20/10/2011	03:10	20/10/2011	03:41	POR DESCARGA ATMOSFÉRICA	FENÓMENOS NATURALES
		PLANTA CENTRO – MORÓN N°1	CARABOBO	22/10/2011	07:41	22/10/2011	09:43	DESCONOCIDA, LA BOBINA DE CIERRE DEL DISYUNTOR H105 EN LA S/E MORÓN ESTA DAÑADA	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		VALENCIA – INOS N°1	CARABOBO	23/10/2011	01:05	23/10/2011	01:17	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
		SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	CARABOBO	25/10/2011	03:35	25/10/2011	03:55	POR VEGETACIÓN ENTRE LAS TORRES 64 Y 65	VEGETACIÓN
		YAGUARA – TINAQUILLO N°2	CARABOBO – COJEDES	28/10/2011	13:14	29/10/2011	08:26	NO SE ENCONTRÓ NADA	DESCONOCIDA
		YAGUARA – TINAQUILLO N°1	CARABOBO – COJEDES	28/10/2011	13:34	28/10/2011	13:50	EN REVISIÓN	DESCONOCIDA
YAGUARA – TINAQUILLO N°1	CARABOBO – COJEDES	28/10/2011	15:35	28/10/2011	15:54	EN REVISIÓN	DESCONOCIDA		
2011	NOVIEMBRE	PLANTA CENTRO – PETROQUÍMICA N°2	CARABOBO	03/11/2011	08:54	04/11/2011	12:10	CONDUCTOR CAÍDO DE LA LÍNEA 115 KV PLANTA CENTRO – PETROQUÍMICA N° 2. DESDE LA TORRE N° 5 A LA N° 6 FASE R, PUENTE ABIERTO EN LA TORRE N° 3 FASE R. CONDUCTOR CAÍDO DEL PÓRICO DE 115 KV A LA TORRE N° 1 FASE R Y EL INT NO ABRIÓ EN PLANTA CENTRO, DISPARANDO LOS AT	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		PLANTA CENTRO – GUAPARO	CARABOBO	03/11/2011	08:54	03/11/2011	10:47		EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		PLANTA CENTRO – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY	03/11/2011	08:54	03/11/2011	10:40	QUEMA DE VEGETACION ENTRE LAS TORRES 33 Y 34	INCENDIO
		PLANTA CENTRO – PETROQUÍMICA N°2	CARABOBO	05/11/2011	12:15	05/11/2011	12:24	SE ESTABA PASANDO EL INT H105 PARA EL INT H605 Y SE ABRIÓ UN SECCIONADOR H606 POR PROBLEMA CON EL AIRE COMPRIMIDO, PROVOCANDO UN ARCO Y DISPARANDO LA LÍNEA	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		PLANTA CENTRO – PETROQUÍMICA N°2	CARABOBO	05/11/2011	15:36	13/11/2011	15:49	SE ENCONTRÓ QUEMA ENTRE LAS TORRES 35 Y 36, VEGETACIÓN ENTRE LAS TORRES 43 Y 44, Y PUENTES ROTO EN LA TORRE 24, 29, 31, CON ESTA FALLA EL INT H605 DE PLANTA CENTRO NO ABRIÓ POR BAJA PRESIÓN DE SF-6 Y LA FALLA SE METIÓ EN LA BARRA	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		PLANTA CENTRO – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY	08/11/2011	00:58	08/11/2011	01:02	POR DESCARGA ATMOSFÉRICA	FENÓMENOS NATURALES
		SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	CARABOBO	09/11/2011	05:34	09/11/2011	15:40	DESCARGA POR VEGETACIÓN ENTRE LAS TORRES 60 Y 72 Y ENTRE LA 82 Y 86, ESTO PROVOCO PUENTE ROTO FASE S EN LA TORRE 66	VEGETACIÓN
		SANTA CLARA – GUACARA	CARABOBO	09/11/2011	05:34	09/11/2011	08:51	POR RESPALDO, NO DISPARO EN SE SANTA CLARA LA LINEA EN FALLA	FALLAS EN EL SISTEMA
		SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°2	CARABOBO – ARAGUA	09/11/2011	05:34	09/11/2011	14:59		FALLAS EN EL SISTEMA
		SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°1	CARABOBO – ARAGUA	09/11/2011	05:34	09/11/2011	09:26		FALLAS EN EL SISTEMA
		YAGUARA – TINAQUILLO N°1	CARABOBO – COJEDES	15/11/2011	18:10	15/11/2011	20:57	POR EXPLOSIÓN DEL INT LA FASE S Y PUENTE DESPRENDIDO FASE S Y T EN LA TRAMPA DE ONDA EN LA SE YAGUARA	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		YAGUARA – TINAQUILLO N°2	CARABOBO – COJEDES	15/11/2011	18:10	15/11/2011	20:49	POR SOBRECARGA	FALLAS EN EL SISTEMA
		VALENCIA – INOS N°2	CARABOBO	18/11/2011	05:55	18/11/2011	14:49	CADENA DE AISLADORES EN MAL ESTADO EN LA TORRE 48 FASE S	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
PLANTA CENTRO – PETROQUÍMICA N°2	CARABOBO	29/11/2011	19:41	30/11/2011	14:10	CONDUCTOR DESPRENDIDO Y CAIDO SOBRE LA LINEA P.CENTRO - CORPOVEN #2	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS		
PLANTA CENTRO – CORPOVEN N°2	CARABOBO	29/11/2011	19:41	30/11/2011	14:02	CAYO EL CONDUCTOR DE LA LINEA P. CENTRO - PETROQUIMICA SOBRE LA LINEA DE CORPOVEN	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS		
2011	DICIEMBRE	MORÓN – TUCACAS N°1	CARABOBO – FALCÓN	01/12/2011	12:31	01/12/2011	13:11	POR CONDUCTOR DESPRENDIDO EN LA LÍNEA TUCACAS -- YARACAL #1, LA FASE T EN LA TORRE 219 Y CABLE DE GUARDA DESPRENDIDO ENTRE LAS TORRES 216 Y 219	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	01/12/2011	12:31	01/12/2011	13:12		EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		PLANTA CENTRO – MORÓN N°1	CARABOBO	05/12/2011	12:38	05/12/2011	20:53	POR EXPLOSIÓN DE TP DE BARRA DE 115KV EN SE MORÓN, PROVOCANDO EL DISPARO ERRATICO DE LOS AT Y LINEAS EN PLANTA CENTRO	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		PLANTA CENTRO – MORÓN N°2	CARABOBO	05/12/2011	12:38	05/12/2011	20:59		EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		PLANTA CENTRO – CORPOVEN N°1	CARABOBO	05/12/2011	12:38	05/12/2011	13:18		EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		PLANTA CENTRO – CORPOVEN N°2	CARABOBO	05/12/2011	12:38	05/12/2011	13:20		EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
		PLANTA CENTRO – MORÓN N°1	CARABOBO	05/12/2011	21:10	05/12/2011	21:37	EL INT H505 DE LA LÍNEA MORÓN - TUCACAS, SE QUEDO CON UN POLO FASE T	FALLAS EN EL SISTEMA

PLANTA CENTRO – MORÓN N°2	CARABOBO	05/12/2011	21:10	05/12/2011	21:37	CERRADO Y CUANDO SE CERRO EL SECCIONADOR DE BARRA EN SE MORÓN, CERRO CON CARGA Y DISPARARON LAS LÍNEAS	FALLAS EN EL SISTEMA
PLANTA CENTRO – MORÓN N°2	CARABOBO	06/12/2011	12:18	06/12/2011	12:29	DISPARO ERRATICO DE PROTECCIONES	FALLAS EN EL SISTEMA
PLANTA CENTRO – MORÓN N°2	CARABOBO	06/12/2011	12:35	06/12/2011	12:38	DISPARO ERRATICO DE PROTECCIONES	FALLAS EN EL SISTEMA
PLANTA CENTRO – MORÓN N°2	CARABOBO	06/12/2011	13:10	06/12/2011	13:36	DISPARO ERRATICO DE PROTECCIONES	FALLAS EN EL SISTEMA
PLANTA CENTRO – MORÓN N°2	CARABOBO	06/12/2011	13:39	06/12/2011	13:41	DISPARO ERRATICO DE PROTECCIONES	FALLAS EN EL SISTEMA
PLANTA CENTRO – MORÓN N°2	CARABOBO	06/12/2011	21:04	06/12/2011	21:20	DISPARO ERRATICO DE PROTECCIONES	FALLAS EN EL SISTEMA
PLANTA CENTRO – MORÓN N°1	CARABOBO	07/12/2011	13:51	07/12/2011	13:56	SE ENCONTRÓ CABLE DE CONTROL EN EL CUBÍCULO DEL DISYUNTOR H105 AL SECCIONADOR H106 DETERIORADO, TAMBIÉN SE ENCONTRÓ BOBINA DE LA PROTECCIÓN SECUNDARIA LI41A DAÑADA	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	12/12/2011	08:51	28/12/2011	14:38	CONDUCTOR DESPRENDIDO EN LA TORRE 137 FASE T	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
PLANTA CENTRO – GUAPARO	CARABOBO	13/12/2011	13:52	14/12/2011	16:52	POR PUENTE ROTO EN LA TORRE 24, LA CARGA SE RECUPERO A LOS 18MIN	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
PLANTA CENTRO – MORÓN N°1	CARABOBO	14/12/2011	13:15	14/12/2011	14:12	POR FALLA EXTERNA (DESPEJE NO SELECTIVO POR FALLA DE LA ALIMENTACIÓN DE LOS TP DE BARRA AL ESTAR DISPARADO LOS BREAKER POR BAJA EN LA SE MORÓN)	FALLAS EN EL SISTEMA
PLANTA CENTRO – MORÓN N°2	CARABOBO	14/12/2011	13:15	14/12/2011	14:12		FALLAS EN EL SISTEMA
MORÓN – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY	14/12/2011	13:15	14/12/2011	14:13		FALLAS EN EL SISTEMA
PLANTA CENTRO – MORÓN N°1	CARABOBO	16/12/2011	03:30	16/12/2011	04:50	POR DESPRENDIMIENTO DE CONDUCTOR EN LA TORRE 46 Y PUENTE ROTO EN LA TORRE 44, DE LA LÍNEA MORÓN – CARBONERO LA AFECTACIÓN DURO APROXIMADAMENTE 1H Y 43 MIN	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
PLANTA CENTRO – MORÓN N°2	CARABOBO	16/12/2011	03:30	16/12/2011	04:59		EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
PLANTA CENTRO – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY	16/12/2011	22:15	17/12/2011	19:32	DESPRENDIMIENTO DE CONDUCTOR ENTRE LAS TORRES 40 Y 41 FASE R	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	CARABOBO	27/12/2011	16:35	27/12/2011	17:01	POR INCENDIO PRÓXIMO A LA SE GUACARA	INCENDIO
SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	CARABOBO	28/12/2011	08:00	28/12/2011	08:35	POR DISPARO DEL BREAKER DE CORRIENTE DIRECTA EN SE SANTA CLARA, PUENTE DESPRENDIDO EN LA TORRE N° 20, EN LA FASE "R" EN LA LÍNEA SANTA CLARA-CAÑA DE AZÚCAR L 1	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
SANTA CLARA – GUACARA	CARABOBO	28/12/2011	08:00	28/12/2011	08:40		EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
PLANTA CENTRO – MORÓN N°1	CARABOBO	30/12/2011	02:10	30/12/2011	02:46	DISPARO INCORRECTO (PROBLEMA DE COORDINACION DE PROTECCIONES), ANTE UNA FALLA EXTERNA EN SE PETROQUIMICA	FALLAS EN EL SISTEMA
PLANTA CENTRO – MORÓN N°2	CARABOBO	30/12/2011	02:10	30/12/2011	02:47		FALLAS EN EL SISTEMA
PLANTA CENTRO – CARBONERO	CARABOBO – YARACUY	30/12/2011	06:43	30/12/2011	06:57	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°1	CARABOBO – ARAGUA	31/12/2011	04:15	31/12/2011	14:57	POR DISPARO DEL BREAKER DE CORRIENTE DIRECTA EN SE SANTA CLARA, PUENTE DESPRENDIDO EN LA TORRE N° 20, EN LA FASE "R" EN LA LÍNEA SANTA CLARA-CAÑA DE AZÚCAR L 1	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°2	CARABOBO – ARAGUA	31/12/2011	04:15	31/12/2011	04:57		EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	CARABOBO	31/12/2011	04:15	31/12/2011	07:32		EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
SANTA CLARA – GUACARA	CARABOBO	31/12/2011	04:15	31/12/2011	10:08		EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS
LOS GUAYOS – CASTILLITO	CARABOBO	31/12/2011	04:15	31/12/2011	04:38	DISPARO ERRATICO DE PROTECCIONES POR FALLA EXTERNA EN LA LINEA CAÑA DE AZUCAR SANTA CLARA	FALLAS EN EL SISTEMA

Tabla 29: Ocurrencia de eventos discriminados por las horas del día.

Minutos de afectación (min)	0 - 10	11 - 20	21 - 30	31 - 40	41 - 50	51 - 60	61 - 90	91 - 120	121 - 150	151 - 180	181 - 210	211 - 240	241 - 270	271 - 299	300 O MAS	SUB - TOTAL
00:01 - 01:00	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3
01:01 - 02:00	1	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	3	7
02:01 - 03:00	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
03:01 - 04:00	0	3	0	1	0	0	3	2	0	0	0	0	0	0	0	9
04:01 - 05:00	0	1	2	0	1	0	2	0	0	0	0	0	1	0	2	9
05:01 - 06:00	0	1	1	0	2	0	1	1	1	0	1	1	0	0	4	13
06:01 - 07:00	0	2	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	4
07:01 - 08:00	1	1	3	1	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	8
08:01 - 09:00	0	2	1	0	0	0	0	2	0	0	1	0	0	0	2	8
09:01 - 10:00	1	2	1	0	1	0	3	1	0	0	0	0	0	0	4	13
10:01 - 11:00	1	3	4	2	0	1	0	5	1	0	0	1	1	0	0	19
11:01 - 12:00	2	2	2	0	6	1	3	0	3	0	0	0	2	0	3	24
12:01 - 13:00	5	4	5	3	2	3	2	0	0	1	0	1	0	2	7	35
13:01 - 14:00	5	4	4	3	2	3	1	0	0	1	0	1	0	2	7	33
14:01 - 15:00	2	3	1	5	5	0	2	2	3	1	1	1	0	0	1	27
15:01 - 16:00	1	11	0	4	1	1	0	0	2	0	0	0	0	0	0	20
16:01 - 17:00	2	3	2	0	1	1	4	3	0	0	0	0	0	0	3	19
17:01 - 18:00	0	0	3	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	2	6
18:01 - 19:00	1	1	0	2	3	1	0	0	0	2	0	1	0	0	7	18
19:01 - 20:00	0	3	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	3	8
20:01 - 21:00	0	2	1	2	0	4	5	0	0	0	0	1	1	0	4	20
21:01 - 22:00	0	1	2	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	5
22:01 - 23:00	0	0	4	0	3	1	2	0	0	1	0	0	0	0	2	13
23:01 - 00:00	0	0	2	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	4
SUB - TOTAL	23	50	40	27	28	17	33	18	13	6	3	7	5	4	55	329

Gráfico 23: Ocurrencia de eventos discriminados por las horas del día.

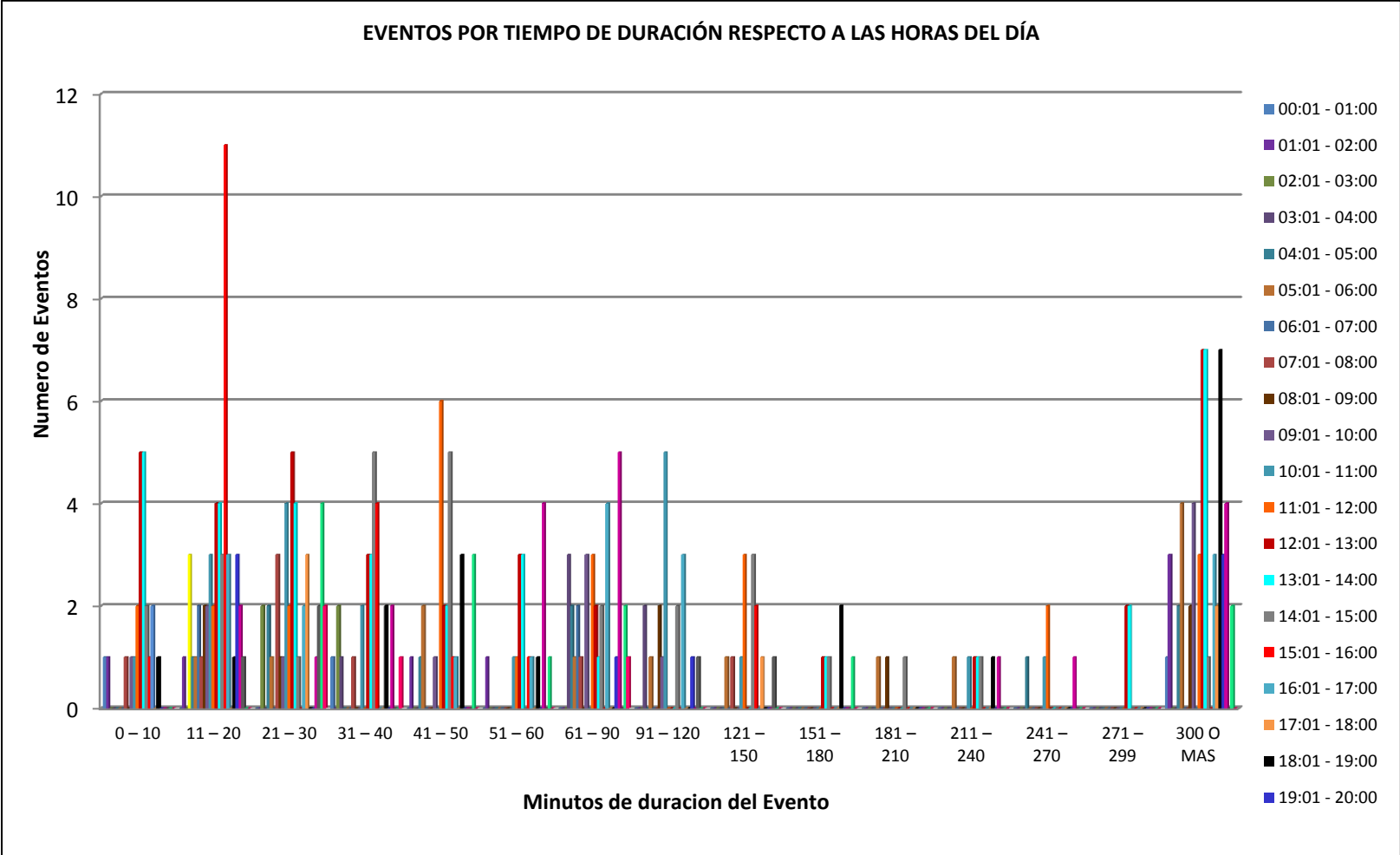


Tabla 30: Eventos según el tiempo de afectación del Servicio Eléctrico.

MESES	AÑO	NUM. DE EVENTOS	TOTAL	EVENTOS POR TIEMPO DE INTERRUPCIÓN DEL SERVICIO (minutos)														SUB TOTAL	NO SE SABEN	
				0 – 10	11 – 20	21 – 30	31 – 40	41 – 50	51 – 60	61 – 90	91 – 120	121 – 150	151 – 180	181 – 210	211 – 240	241 – 270	271 – 299			300 O MAS
ENERO	2011	14	36	0		3	0	4	1	0	0	1	0	0	0	0	0	2	11	3
	2012	22		1		2	0	4	4	1	0	2	0	0	1	2	1	4	22	0
FEBRERO	2011	17	21	4	5	0	0	0	0	2	2	0	1	1	2	0	0	0	17	0
	2012	4		0	2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	4	0
MARZO	2011	22	39	0	2	2	0	2	1	9	2	2	0	0	0	0	0	1	21	1
	2012	17		1	3	4	1	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	2	15	2
ABRIL	2011	14	24	0		4	2	2	0	2	1	0	0	0	0	0	3	14	0	
	2012	10		0	2	3	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	3	10	0
MAYO	2011	6	29	0	2	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	1	6	0
	2012	23		0	4	3	2	4	1	1	1	1	0	0	0	0	1	5	23	0
JUNIO	2011	9	28	2	1	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	3	9	0	
	2012	19		1	3	3	6	2	1	0	0	0	1	0	0	0	0	1	18	1
JULIO	2011	21	35	1	5	4	0	1	0	1	4	1	0	0	1	0	0	3	21	0
	2012	14		0	5	1	2	2	0	1	0	0	0	0	1	1	0	1	14	0
AGOSTO	2011	33	33	4	3	5	2	1	1	7	3	2	0	0	0	1	4	33	0	
SEPTIEMBRE	2011	16	16	2	2	1	1	2	2	0	0	2	0	0	0	1	0	3	16	0
OCTUBRE	2011	20	20	0	4	0	6	1	0	0	3	1	0	0	0	0	5	20	0	
NOVIEMBRE	2011	15	15	2	1	0	0	0	0	0	2	0	2	2	1	0	0	5	15	0
DICIEMBRE	2011	33	33	3	3	6	5	3	3	2	0	0	1	1	0	0	0	6	33	0
SUB TOTAL		329	329	21	47	42	27	30	14	33	18	14	5	4	8	4	3	52	322	7
																			329	

Tablas 31: Detalle de los Eventos en las 8 Líneas de Transmisión seleccionadas para el Estudio de Ajuste.

LÍNEA	ESTADO	FECHA DEL EVENTO	HORA	FECHA EN SERVICIO	HORA	CAUSA DEL EVENTO	CLASIFICACIÓN DEL EVENTO	TIEMPO DE INTERRUPCIÓN
PLANTA CENTRO – MORÓN N°2	CARABOBO	04/01/2012	20:01	4/1/12 00:00	20:58	DISPARO POR RESPALDO ANTES UNA FALLA EN LA LÍNEA MORÓN - TUCACAS, NO DESPEJADA EN SE MORÓN AL PARECER POR PROBLEMAS DE PROTECCIONES EN MORÓN	FALLAS EN EL SISTEMA	00:57:00
		19/01/2012	11:50	19/1/12 00:00	12:40	POR INCENDIO EN LA S/E MORÓN POR RESIDUO DE ACEITE BAJO EL DISYUNTOR H 405 DE LA LÍNEA MORÓN - CARBONERO	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	00:50:00
		19/02/2011	14:45	19/02/2011	14:52	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	00:07:00
		09/03/12	12:14	09/03/12	12:36	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	00:22:00
		11/05/2012	19:00	11/05/2012	19:49	DEBIDO A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.	FENÓMENOS NATURALES	00:49:00
		03/07/2012	14:37	03/07/2012	15:08	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	00:31:00
		17/10/2011	10:19	17/10/2011	10:51	POR SOBRECARGA, POR EL DISPARO DE LA LÍNEA PLANTA CENTRO - CARBONERO, LA AFECTACION DURO UN PROMEDIO DE 1H Y 31MIN	FALLAS EN EL SISTEMA	00:32:00
		05/12/2011	12:38	05/12/2011	20:59	POR EXPLOSIÓN DE TP DE BARRA DE 115KV EN SE MORÓN, PROVOCANDO EL DISPARO ERRATICO DE LOS AT Y LINEAS EN PLANTA CENTRO	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	08:21:00
		05/12/2011	21:10	05/12/2011	21:37	EL INT H505 DE LA LÍNEA MORÓN - TUCACAS, SE QUEDO CON UN POLO FASE T CERRADO Y CUANDO SE CERRO EL SECCIONADOR DE BARRA EN SE MORÓN, CERRO CON CARGA Y DISPARARON LAS LÍNEAS	FALLAS EN EL SISTEMA	00:27:00
		06/12/2011	12:18	06/12/2011	12:29	DISPARO ERRATICO DE PROTECCIONES	FALLAS EN EL SISTEMA	00:11:00
		06/12/2011	12:35	06/12/2011	12:38	DISPARO ERRATICO DE PROTECCIONES	FALLAS EN EL SISTEMA	00:03:00
		06/12/2011	13:10	06/12/2011	13:36	DISPARO ERRATICO DE PROTECCIONES	FALLAS EN EL SISTEMA	00:26:00
		06/12/2011	13:39	06/12/2011	13:41	DISPARO ERRATICO DE PROTECCIONES	FALLAS EN EL SISTEMA	00:02:00
		06/12/2011	21:04	06/12/2011	21:20	DISPARO ERRATICO DE PROTECCIONES	FALLAS EN EL SISTEMA	00:16:00
		14/12/2011	13:15	14/12/2011	14:12	POR FALLA EXTERNA (DESPEJE NO SELECTIVO POR FALLA DE LA ALIMENTACIÓN DE LOS TP DE BARRA AL ESTAR DISPARADO LOS BREAKER POR BAJA EN LA SE MORÓN)	FALLAS EN EL SISTEMA	00:57:00
16/12/2011	03:30	16/12/2011	04:59	POR DESPRENDIMIENTO DE CONDUCTOR EN LA TORRE 46 Y PUENTE ROTO EN LA TORRE 44, DE LA LÍNEA MORÓN -- CARBONERO LA AFECTACIÓN DURO APROXIMADAMENTE 1H Y 43 MIN	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	01:29:00		
30/12/2011	02:10	30/12/2011	02:47	DISPARO INCORRECTO (PROBLEMA DE COORDINACION DE PROTECCIONES), ANTE UNA FALLA EXTERNA EN SE PETROQUIMICA	FALLAS EN EL SISTEMA	00:37:00		

LÍNEA	ESTADO	FECHA DEL EVENTO	HORA	FECHA EN SERVICIO	HORA	CAUSA DEL EVENTO	CLASIFICACIÓN DEL EVENTO	TIEMPO DE INTERRUPCIÓN
PLANTA CENTRO – MORÓN N°1	CARABOBO	19/01/2011	15:20	19/01/2011	17:32	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	02:12:00
		04/01/2012	20:01	4/1/12 00:00	20:54	DISPARO POR RESPALDO ANTES UNA FALLA EN LA LÍNEA MORÓN - TUCACAS, NO DESPEJADA EN SE MORÓN AL PARECER POR PROBLEMAS DE PROTECCIONES EN MORÓN.	FALLAS EN EL SISTEMA	00:53:00
		19/01/2012	11:50	19/1/12 00:00	12:40	POR INCENDIO EN LA S/E MORÓN POR RESIDUO DE ACEITE BAJO EL DISYUNTOR H 405 DE LA LÍNEA MORÓN - CARBONERO	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	00:50:00
		19/02/2011	14:45	19/02/2011	14:52	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	00:07:00
		11/05/2012	19:00	11/05/2012	19:49	DEBIDO A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.	FENÓMENOS NATURALES	00:49:00

		17/06/2011	07:35	17/06/11	08:59	DESAJUSTE DE LA LLAVE DE ENCLAVAMIENTO	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	01:24:00	
		25/06/2011	13:30	25/06/11	13:58	FALLA TRANSITORIA (DESCONOCIDA)	DESCONOCIDA	00:28:00	
		14/07/2011	15:56	14/07/2011	17:14	DESCONOCIDO	DESCONOCIDA	01:18:00	
		03/07/2012	14:37	03/07/2012	15:09	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	00:32:00	
		17/10/2011	10:19	17/10/2011	10:50	POR SOBRECARGA, POR EL DISPARO DE LA LÍNEA PLANTA CENTRO - CARBONERO, LA AFECTACION DURO UN PROMEDIO DE 1H Y 31MIN	FALLAS EN EL SISTEMA	00:31:00	
		22/10/2011	07:41	22/10/2011	09:43	DESCONOCIDA, LA BOBINA DE CIERRE DEL DISYUNTOR H105 EN LA S/E MORÓN ESTA DAÑADA	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	02:02:00	
		05/12/2011	12:38	05/12/2011	20:53	POR EXPLOSIÓN DE TP DE BARRA DE 115KV EN SE MORÓN, PROVOCANDO EL DISPARO ERRATICO DE LOS AT Y LINEAS EN PLANTA CENTRO	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	08:15:00	
		05/12/2011	21:10	05/12/2011	21:37	EL INT H505 DE LA LÍNEA MORÓN - TUCACAS, SE QUEDO CON UN POLO FASE T CERRADO Y CUANDO SE CERRO EL SECCIONADOR DE BARRA EN SE MORÓN, CERRO CON CARGA Y DISPARARON LAS LÍNEAS	FALLAS EN EL SISTEMA	00:27:00	
		07/12/2011	13:51	07/12/2011	13:56	SE ENCONTRÓ CABLE DE CONTROL EN EL CUBÍCULO DEL DISYUNTOR H105 AL SECCIONADOR H106 DETERIORADO, TAMBIÉN SE ENCONTRÓ BOBINA DE LA PROTECCIÓN SECUNDARIA LI41A DAÑADA	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	00:05:00	
		14/12/2011	13:15	14/12/2011	14:12	POR FALLA EXTERNA (DESPEJE NO SELECTIVO POR FALLA DE LA ALIMENTACIÓN DE LOS TP DE BARRA AL ESTAR DISPARADO LOS BREAKER POR BAJA EN LA SE MORÓN)	FALLAS EN EL SISTEMA	00:57:00	
		16/12/2011	03:30	16/12/2011	04:50	POR DESPRENDIMIENTO DE CONDUCTOR EN LA TORRE 46 Y PUENTE ROTO EN LA TORRE 44, DE LA LÍNEA MORÓN - CARBONERO LA AFECTACIÓN DURO APROXIMADAMENTE 1H Y 43 MIN	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	01:20:00	
		30/12/2011	02:10	30/12/2011	02:46	DISPARO INCORRECTO (PROBLEMA DE COORDINACION DE PROTECCIONES), ANTE UNA FALLA EXTERNA EN SE PETROQUIMICA	FALLAS EN EL SISTEMA	00:36:00	

LINEA	ESTADO	FECHA DEL EVENTO	HORA	FECHA EN SERVICIO	HORA	CAUSA DEL EVENTO	CLASIFICACIÓN DEL EVENTO	TIEMPO DE INTERRUPCIÓN	
SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°1	CARABOBO – ARAGUA	20/01/2011	11:42	---	---	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	00:00:00	
		05/01/2012	11:54	5/1/12 00:00	16:10	DEBIDO A PUENTE ROTO FASE R DE LA BARRA DE 115 KV AL TRANSFORMADOR DE 115/13,8 KV Y CONATO DE INCENDIO EN EL TP FASE S EN LA S/E SANTA CLARA, ADEMÁS DE CONDUCTORES CAÍDOS FASES S Y T SALIDA SANTA CLARA II EN GUACARA I.	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	04:16:00	
		06/01/2012	13:01	6/1/12 00:00	13:28	POR FALLA EXTERNA	FALLAS EN EL SISTEMA	00:27:00	
		18/02/2011	14:12	18/02/2011	14:28	DISCORDANCIA DE POLOS (EN SANTA CLARA)	FALLAS EN EL SISTEMA	00:16:00	
		18/02/2011	14:28	18/02/2011	17:22	DISCORDANCIA DE POLOS	FALLAS EN EL SISTEMA	02:54:00	
		15/03/2011	05:46	15/03/2011	07:25	PRODUCTO DE LA FALLA SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	FALLAS EN EL SISTEMA	01:39:00	
		09/05/2011	13:30	09/05/2011	14:31	CAÍDA DEL SISTEMA OCCIDENTAL, CAUSA COLAPSO DE VOLTAJE	FALLAS EN EL SISTEMA	01:01:00	
		20/07/2011	10:41	20/07/2011	11:06	DISPARAN POR RESPALDO, EL INTERRUPTOR EN SANTA CLARA DE LA LÍNEA SANTA CLARA - POLAR - GUACARA I NO ABRÍÓ	FALLAS EN EL SISTEMA	00:25:00	
		20/09/2011	13:16	21/09/2011	08:12	EN FALLA	DESCONOCIDA	18:56:00	
		09/11/2011	05:34	09/11/2011	09:26	POR RESPALDO, NO DISPARO EN SE SANTA CLARA LA LINEA EN FALLA	FALLAS EN EL SISTEMA	03:52:00	
		31/12/2011	04:15	31/12/2011	14:57	POR DISPARO DEL BREAKER DE CORRIENTE DIRECTA EN SE SANTA CLARA, PUENTE DESPRENDIDO EN LA TORRE N° 20, EN LA FASE "R" EN LA LÍNEA SANTA CLARA-CAÑA DE AZÚCAR L 1	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	10:42:00	

LÍNEA	ESTADO	FECHA DEL EVENTO	HORA	FECHA EN SERVICIO	HORA	CAUSA DEL EVENTO	CLASIFICACIÓN DEL EVENTO	TIEMPO DE INTERRUPCIÓN	
SANTA CLARA – GUACARA I N° 1	CARABOBO	05/01/2012	11:54	5/1/12 00:00	14:13	DEBIDO A PUENTE ROTO FASE R DE LA BARRA DE 115 KV AL TRANSFORMADOR DE 115/13,8 KV Y CONATO DE INCENDIO EN EL TP FASE S EN LA S/E SANTA CLARA, ADEMÁS DE CONDUCTORES CAÍDOS FASES S Y T SALIDA SANTA CLARA II EN GUACARA I.	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	02:19:00	
		11/01/2012	18:33	11/1/12 00:00	18:40	ERRÁTICO, POR FALLA EXTERNA	FALLAS EN EL SISTEMA	00:07:00	
		1/2/12 00:00	15:49	1/2/12 00:00	16:09	QUEMA DE VEGETACIÓN (INCENDIO CERCANO A GUACARA)	INCENDIO	00:20:00	
		15/03/2011	05:46	15/03/2011	06:29	PRODUCTO DE LA FALLA SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	FALLAS EN EL SISTEMA	00:43:00	
		24/07/2011	12:42	24/07/2011	13:02	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	00:20:00	
		11/08/2011	13:47	11/08/2011	14:26	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	00:39:00	
		31/08/2011	16:07	31/08/2011	17:50	POR SOBRECARGA	FALLAS EN EL SISTEMA	01:43:00	
		09/11/2011	05:34	09/11/2011	08:51	POR RESPALDO, NO DISPARO EN SE SANTA CLARA LA LINEA EN FALLA	FALLAS EN EL SISTEMA	03:17:00	
		28/12/2011	08:00	28/12/2011	08:40	POR DISPARO DEL BREAKER DE CORRIENTE DIRECTA EN SE SANTA CLARA, PUENTE DESPRENDIDO EN LA TORRE N° 20, EN LA FASE "R" EN LA LÍNEA SANTA CLARA-CAÑA DE AZÚCAR L 1	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	00:21:00	
		31/12/2011	04:15	31/12/2011	10:08	POR DISPARO DEL BREAKER DE CORRIENTE DIRECTA EN SE SANTA CLARA, PUENTE DESPRENDIDO EN LA TORRE N° 20, EN LA FASE "R" EN LA LÍNEA SANTA CLARA-CAÑA DE AZÚCAR L 1	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	05:53:00	

LÍNEA	ESTADO	FECHA DEL EVENTO	HORA	FECHA EN SERVICIO	HORA	CAUSA DEL EVENTO	CLASIFICACIÓN DEL EVENTO	TIEMPO DE INTERRUPCIÓN	
MORÓN – TUCACAS N°2	CARABOBO – FALCÓN	04/01/2012	20:01	5/1/12 00:00	10:30	POR DESCARGA ATMOSFÉRICA	FENÓMENOS NATURALES	14:29:00	
		19/01/2012	11:50	19/1/12 00:00	12:40	POR INCENDIO EN LA S/E MORÓN POR RESIDUO DE ACEITE BAJO EL DISYUNTOR H 405 DE LA LÍNEA MORÓN - CARBONERO	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	00:50:00	
		03/02/2011	06:07	03/02/2011	06:19	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	00:12:00	
		26/03/2011	09:34	26/03/2011	11:28	CAUSA DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	01:54:00	
		27/03/2011	08:45	27/03/2011	08:58	POR VEGETACIÓN	VEGETACIÓN	00:13:00	
		27/03/2011	10:00	27/03/2011	16:35	POR VEGETACIÓN ENTRE LAS TORRES N° 45 Y N° 52	VEGETACIÓN	06:35:00	
		31/03/2011	10:17	31/03/2011	10:34	SE DESCONOCE	DESCONOCIDA	00:17:00	
		01/05/2011	05:05	01/05/2011	05:23	LLUVIA Y DESCARGA ATMOSFÉRICA EN LA ZONA DE S/E TUCACAS	FENÓMENOS NATURALES	00:18:00	
		31/05/2011	16:33	31/05/2011	16:44	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	00:11:00	
		04/05/2012	13:40	4/5/12 00:00	19:12	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	05:32:00	
		26/05/2012	02:57	26/05/2012	03:22	DESCARGAS ATMOSFÉRICA	FENÓMENOS NATURALES	00:25:00	
		29/05/2012	21:08	29/05/2012	23:12	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	02:04:00	

10/06/2011	11:44	10/06/11	11:55	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	00:11:00	
01/06/2012	08:52	01/06/2012	09:15	EN INVESTIGACIÓN, PARA EL MOMENTO DEL EVENTO LA LÍNEA N° 1 SE ENCONTRABA FUERA DE SERVICIO POR TRABAJOS PROGRAMADOS (REUBICACIÓN DE LA TORRE N° 152).	DESCONOCIDA	00:23:00	
01/06/2012	09:25	01/06/2012	09:54	SE PRESUME ELONGAMIENTO, PARA EL MOMENTO DEL EVENTO LA LÍNEA N° 1 SE ENCONTRABA FUERA DE SERVICIO POR TRABAJOS PROGRAMADOS (REUBICACIÓN DE LA TORRE N° 152).	DESCONOCIDA	00:29:00	
09/06/2012	18:50	09/06/2012	19:28	DESCONOCIDA, CORTE DE 48 MW DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 2 HORAS 53 MINUTOS EN CENTRO, ESTADO FALCÓN, EN LAS S/E A 115 KV YARACAL (15 MW), TUCACAS (29 MW) Y CHICHIRIVICHE (19 MW) DEBIDO AL DISPARO DE LAS LÍNEAS N° 1 Y LA N° 2 SOLO EN EL EXTREMO DE TUCACAS.	DESCONOCIDA	00:38:00	
11/06/2012	15:47	11/06/2012	16:26	HAY PRESENCIA DE FUERTE LLUVIAS Y DESCARGAS ATMOSFERICA EN LA ZONA.	FENÓMENOS NATURALES	00:39:00	
13/06/2012	11:48	13/06/2012	12:06	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA	00:18:00	
13/07/2011	11:08	13/07/2011	11:34	POR FUERTES LLUVIAS EN LA ZONA	FENÓMENOS NATURALES	00:26:00	
24/07/2011	13:18	24/07/2011	13:27	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	00:09:00	
31/07/2011	18:12	31/07/2011	18:23	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	00:11:00	
22/07/2012	07:29	22/7/12 00:00	07:43	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	00:14:00	
14/08/2011	10:15	14/08/2011	10:22	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	00:07:00	
15/08/2011	14:30	15/08/2011	15:20	SE PRESUME DESCARGA ATMOSFÉRICA POR LLUVIA EN LA ZONA DE MORÓN.	FENÓMENOS NATURALES	00:50:00	
23/08/2011	12:17	23/08/2011	12:46	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	00:29:00	
26/08/2011	11:05	26/08/2011	11:12	VEGETACION	VEGETACIÓN	00:07:00	
26/08/2011	12:51	26/08/2011	13:08	VEGETACION	VEGETACIÓN	00:17:00	
28/08/2011	15:59	28/08/2011	16:17	LLUVIAS EN LA ZONA Y DESCARGAS ATMOSFÉRICA	FENÓMENOS NATURALES	00:18:00	
28/08/2011	23:12	28/08/2011	23:43	VEGETACIÓN	VEGETACIÓN	00:31:00	
15/09/2011	15:43	15/09/2011	16:40	NO SELECTIVO, POR FALLA EXTERNA, (FALLA EN LA DISTRIBUCIÓN DE 34,5KV EN SE MORÓN)	FALLAS EN EL SISTEMA	00:57:00	
18/09/2011	12:16	18/09/2011	12:32	POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	FENÓMENOS NATURALES	00:16:00	
18/09/2011	12:50	18/09/2011	13:43	POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	FENÓMENOS NATURALES	00:53:00	
19/09/2011	11:30	19/09/2011	11:39	DESCARGA ATMOSFÉRICA	FENÓMENOS NATURALES	00:09:00	
30/09/2011	11:37	30/09/2011	12:18	CONDUCTOR DESPRENDIDO ENTRE LAS TORRES 26 Y 27 FASE T Y EL INTERRUPTOR DE LA SE TUCACAS NO ABRÍÓ POR TENER BAJO NIVEL DE SF-6, DISPARANDO POR RESPALDO LAS OTRAS 3 LÍNEAS MORÓN - TUCACAS	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	00:41:00	
30/09/2011	13:30	30/09/2011	13:54	DISPARO INCORRECTO	FALLAS EN EL SISTEMA	00:24:00	
01/12/2011	12:31	01/12/2011	13:12	POR CONDUCTOR DESPRENDIDO EN LA LÍNEA TUCACAS -- YARACAL #1, LA FASE T EN LA TORRE 219 Y CABLE DE GUARDA DESPRENDIDO ENTRE LAS TORRES 216 Y 219	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	00:41:00	
12/12/2011	08:51	28/12/2011	14:38	CONDUCTOR DESPRENDIDO EN LA TORRE 137 FASE T	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	05:47:00	

LINEA	ESTADO	FECHA DEL EVENTO	HORA	FECHA EN SERVICIO	HORA	CAUSA DEL EVENTO	CLASIFICACIÓN DEL EVENTO	TIEMPO DE INTERRUPCIÓN	
MORÓN – TUCACAS N°1	CARABOBO – FALCÓN	04/02/2011	13:03	04/02/2011	16:59	S/E TUCACAS ESQUEMA DE DISPARO DE PROTECCIONES. REVISIÓN POR DISPARO ERRÁTICO DE LOS INTERRUPTORES H210, H110 Y H130. SE PRESENTO PROBLEMA CON EL RELÉ 86 DE DISPARO EL CUAL ESTABA ENERGIZADO, EL MISMO SE LE BORRO LA SEÑAL CUANDO ABRIERON LOS CIRCUITOS PERMITIENDO NORMALIZAR LOS EQUIPOS AFECTADOS.	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	03:56:00	
		04/05/2012	18:32	4/5/12 00:00	19:25	FALLA EN DISTRIBUCIÓN, EXPLOSIÓN DEL SECCIONADOR D503 DEL CIRCUITO DE 13.8 KV EL DUQUE EN LA S/E TUCACAS. ESTANDO LA N° 2 A 115 KV MORÓN - TUCACAS FALLADA.	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	00:53:00	
		16/05/2012	22:25	16/05/2012	22:46	LLUVIA EN LA ZONA.	FENÓMENOS NATURALES	00:21:00	
		29/05/2012	22:28	29/05/2012	23:10	DESCONOCIDA, EN EL MOMENTO DEL DISPARO LA LINEA MORÓN – TUCACAS SE ENCONTRABA FALLADA.	DESCONOCIDA	00:42:00	
		09/06/2012	18:50	09/06/2012	19:28	DESCONOCIDA, CORTE DE 48 MW DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 2 HORAS 53 MINUTOS EN CENTRO, ESTADO FALCÓN, EN LAS S/E A 115 KV YARACAL (15 MW), TUCACAS (29 MW) Y CHICHIRIVICHE (19 MW) DEBIDO AL DISPARO DE LAS LINEAS N°1 Y LA N° 2 SOLO EN EL EXTREMO DE TUCACAS.	DESCONOCIDA	00:38:00	
		11/06/2012	15:47	11/06/2012	16:26	HAY PRESENCIA DE FUERTE LLUVIAS Y DESCARGAS ATMOSFERICA EN LA ZONA.	FENÓMENOS NATURALES	00:39:00	
		24/08/2011	14:02	24/08/2011	16:10	DESPRENDIMIENTO DE CABLE DE GUARDA ENTRE LAS TORRE 146 Y 148	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	02:08:00	
		28/08/2011	13:25	28/08/2011	13:31	LLUVIAS EN LA ZONA Y DESCARGAS ATMOSFÉRICA	FENÓMENOS NATURALES	00:06:00	
		28/08/2011	13:39	28/08/2011	13:46	LLUVIAS EN LA ZONA Y DESCARGAS ATMOSFÉRICA	FENÓMENOS NATURALES	00:07:00	
		28/08/2011	13:47	29/08/2011	09:20	DESCARGAS ATMOSFÉRICA, HAY PROBLEMAS CON LOS BAJANTE DE TIERRA DE LAS TORRES	FENÓMENOS NATURALES	19:33:00	
		29/08/2011	10:37	29/08/2011	11:29	POR VEGETACIÓN	VEGETACIÓN	00:52:00	
		29/08/2011	13:40	29/08/2011	18:29	POR VEGETACIÓN	VEGETACIÓN	04:49:00	
		30/08/2011	18:40	31/08/2011	02:08	SE PRESUME VEGETACIÓN	DESCONOCIDA	07:28:00	
		15/09/2011	15:43	15/09/2011	16:19	NO SELECTIVO, POR FALLA EXTERNA, (FALLA EN LA DISTRIBUCIÓN DE 34,5KV EN SE MORÓN)	FALLAS EN EL SISTEMA	00:36:00	
		30/09/2011	11:37	30/09/2011	14:00	CONDUCTOR DESPRENDIDO ENTRE LAS TORRES 26 Y 27 FASE T Y EL INTERRUPTOR DE LA SE TUCACAS NO ABRIÓ POR TENER BAJO NIVEL DE SF-6, DISPARANDO POR RESPALDO LAS OTRAS 3 LINEAS MORÓN - TUCACAS	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	02:23:00	
01/12/2011	12:31	01/12/2011	13:11	POR CONDUCTOR DESPRENDIDO EN LA LINEA TUCACAS -- YARACAL #1, LA FASE T EN LA TORRE 219 Y CABLE DE GUARDA DESPRENDIDO ENTRE LAS TORRES 216 Y 219	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	00:40:00			

LINEA	ESTADO	FECHA DEL EVENTO	HORA	FECHA EN SERVICIO	HORA	CAUSA DEL EVENTO	CLASIFICACIÓN DEL EVENTO	TIEMPO DE INTERRUPCIÓN	
GUACARA I – CARABOBO N°1	CARABOBO	25/01/2012	12:16	25/1/12 00:00	15:54	QUEMA DE VEGETACIÓN	INCENDIO	03:38:00	
		11/2/12 00:00	14:11	11/2/12 00:00	14:55	INCENDIO CERCANO A LA S/E CARABOBO.	INCENDIO	00:44:00	
		17/03/2011	20:49	17/03/2011	21:51	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	01:02:00	
		18/03/2011	17:02	18/03/2011	17:24	POR EXPLOSIÓN DEL TRANSF. DE POTENCIAL ASOCIADO A LA FASE "T" EN EL EXTREMO DE LA SUBESTACIÓN PEDRO CAMEJO, LINEA N° 1	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	00:22:00	
		10/03/12	20:30			PUENTE ABIERTO FASE T DESDE EL SECCIONADOR DE H303 HACIA LA LINEA. EN S/E CARABOBO.	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	00:00:00	
		23/03/12	16:04	23/03/12	16:19	SE DESCONOCE, SE PRESUME DESCARGA ATMOSFÉRICA YA QUE HABÍA LLUVIAS EN LA ZONA.	DESCONOCIDA	00:15:00	

		24/04/2012	09:08	24/04/2012	09:20	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA	00:12:00	
		08/05/2012	09:46	08/05/2012	10:03	VEGETACIÓN ENTRE LAS TORRES 43 Y 44	VEGETACIÓN	00:17:00	
		09/05/2012	09:55	09/05/2012	18:00	POR VEGETACIÓN CERCANA A LA LÍNEA TORRE 43 Y 45.	VEGETACIÓN	08:05:00	
		09/05/2012	13:20	09/05/2012	18:00	POR VEGETACIÓN CERCANA A LA LÍNEA TORRE 43 Y 45.	VEGETACIÓN	04:40:00	
		10/07/2011	15:25	10/07/2011	15:39	CONTACTOS DE POTENCIA FASE "T" DAÑADOS EN EL SECCIONADOR DE LÍNEA H403 EN LA S/E CARABOBO	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	00:14:00	
		20/07/2011	10:29	20/07/2011	12:12	DISPARAN POR RESPALDO, POR LA FALLA EN PEDRO CAMEJO	FALLAS EN EL SISTEMA	01:43:00	
		31/08/2011	16:07	31/08/2011	17:20	POR RESPALDO NO DISPARO LA LÍNEA #1 PEDRO CAMEJO - CARABOBO	FALLAS EN EL SISTEMA	01:13:00	
		17/10/2011	16:58	17/10/2011	18:37	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	01:39:00	

LÍNEA	ESTADO	FECHA DEL EVENTO	HORA	FECHA EN SERVICIO	HORA	CAUSA DEL EVENTO	CLASIFICACIÓN DEL EVENTO	TIEMPO DE INTERRUPCIÓN	
SANTA CLARA – CAÑA DE AZÚCAR N°2	CARABOBO – ARAGUA	20/01/2011	11:42			DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	00:00:00	
		05/01/2012	11:54	5/1/12 00:00	16:12	DEBIDO A PUENTE ROTO FASE R DE LA BARRA DE 115 KV AL TRANSFORMADOR DE 115/13,8 KV Y CONATO DE INCENDIO EN EL TP FASE S EN LA S/E SANTA CLARA, ADEMÁS DE CONDUCTORES CAÍDOS FASES S Y T SALIDA SANTA CLARA II EN GUACARA I.	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	04:18:00	
		13/03/2011	16:14	13/03/2011	17:05	PUENTE ABIERTO	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	00:51:00	
		15/03/2011	05:46	15/03/2011	06:28	PRODUCTO DE LA FALLA SANTA CLARA – POLAR – GUACARA	FALLAS EN EL SISTEMA	00:42:00	
		06/05/2012	15:20	06/05/2012	15:33	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA	00:13:00	
		09/05/2012	16:03	09/05/2012	17:48	SE PRESUME DAÑOS INTERNOS EN EL DISYUNTOR DEL LADO DE ALTA DEL TRANSFORMADOR MÓVIL (ESTE SE ENCUENTRA ENCAPSULADO JUNTO CON LA MÓVIL).	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	01:45:00	
		20/07/2011	10:41	20/07/2011	11:02	DISPARAN POR RESPALDO, EL INTERRUPTOR EN SANTA CLARA DE LA LÍNEA SANTA CLARA - POLAR - GUACARA I NO ABRIÓ	FALLAS EN EL SISTEMA	00:21:00	
		09/11/2011	05:34	09/11/2011	14:59	POR RESPALDO, NO DISPARO EN SE SANTA CLARA LA LINEA EN FALLA	FALLAS EN EL SISTEMA	09:25:00	
		31/12/2011	04:15	31/12/2011	04:57	POR DISPARO DEL BREAKER DE CORRIENTE DIRECTA EN SE SANTA CLARA, PUENTE DESPRENDIDO EN LA TORRE N° 20, EN LA FASE "R" EN LA LÍNEA SANTA CLARA-CAÑA DE AZÚCAR L 1	EQUIPOS, MATERIALES Y ACCESORIOS	00:42:00	

Tabla 32: Eventos ocurridos en Carabobo, en las Subestaciones de Carabobo, en el período de interés.

SUBESTACIÓN	EQUIPO	FECHA DEL EVENTO	HORA	FECHA EN SERVICIO	HORA	CAUSA DEL EVENTO	CLASIFICACIÓN DEL EVENTO
FLOR AMARILLO	TRANSF N°3	04/01/2011	14:03	04/01/2011	14:47	POR DISPARO DE RELÉ BUCHHOLZ DEL TRANSF N°4	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
FLOR AMARILLO	TRANSF N°4	04/01/2011	14:03	04/01/2011	18:25	POR DISPARO RELÉ BUCHHOLZ Y DIFERENCIAL, SE REVISO	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
FLOR AMARILLO	TRANSF N°3	04/01/2011	18:25	04/01/2011	18:59	POR DISPARO RELÉ BUCHHOLZ Y DIFERENCIAL DEL TRANSF N°4	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
FLOR AMARILLO	TRANSF N°4	04/01/2011	18:25			DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
FLOR AMARILLO	TRANSF N°2	07/01/2011	15:40	07/01/2011	15:57	FALLA CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
FLOR AMARILLO	TRANSF MÓVIL	08/01/2011	22:00	08/01/2011	22:28	FALLA EN SERVICIOS AUXILIARES DE LA MÓVIL	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
FLOR AMARILLO	TRANSF MÓVIL	09/01/2011	18:53	09/01/2011	19:31	PROBLEMAS EN EL RELÉ DE LOS SERVICIOS AUXILIARES YA QUE EL MISMO ESTABA ALIMENTADO POR EL TRANSFORMADOR MÓVI.	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
FLOR AMARILLO	TRANSF MÓVIL	10/01/2011	19:15	10/01/2011	21:21	PROBLEMA DE AJUSTE EN EL RELÉ DEL SISTEMA DE CONTROL DE LA BOMBA DE ACEITE	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
FLOR AMARILLO	TRANSF MÓVIL	15/01/2011	06:38			SE DESCONOCE. SE PRESUME FALLA EN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN	DESCONOCIDA
LOS GUAYOS	TRANSF N°1	21/01/2011	13:35	21/01/2011	14:35	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
FLOR AMARILLO	TRANSF MÓVIL	02/02/2011	10:35	02/02/2011	11:42	COLA DE PAPAGAYO ENREDADO EN EL PÓRTICO DE LA SALIDA DE 34.5 kV de CIRCUITO LAS TINAJAS	TERCEROS
PLANTA CENTRO	TRANSF N°1	03/02/2011	08:25	03/02/2011	08:49	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
PLANTA CENTRO	TRANSF N°2	03/02/2011	08:25	03/02/2011	08:49	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
FLOR AMARILLO	TRANSF MÓVIL	03/02/2011	16:30	03/02/2011	16:56	FALLA EN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN TINAJA	FALLAS EN EL SISTEMA
GUACARA I	BARRA N°4	04/02/2011	14:45	04/02/2011	18:25	CABLE NEGATIVO DE CC SUELTO DE BORNERA DENTRO DEL CUBÍCULO DEL TRANSFORMADOR	ERROR HUMANO
GUACARA II	TRANSF N°2	15/02/2011	19:00	15/02/2011	19:10	SOBRECARGA	FALLAS EN EL SISTEMA
GUACARA II	TRANSF N°2	15/02/2011	20:35	15/02/2011	20:55	SOBRECARGA	FALLAS EN EL SISTEMA
LOS GUAYOS	TRANSF N°1	22/02/2011	08:13	22/02/2011	08:37	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
FLOR AMARILLO	TRANSF MÓVIL	23/02/2011	02:50	23/02/2011	03:47	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
GUACARA I	TRANSF N°3	23/02/2011	04:39	23/02/2011	05:18	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
FLOR AMARILLO	TRANSF MÓVIL	24/02/2011	14:57	24/02/2011	15:21	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
SANTA CLARA	TRANSF N°2	27/02/2011	11:55	27/02/2011	13:34	POR ERROR DE OPERACIÓN	DESCONOCIDA
FLORIDA	TRANSF MÓVIL	02/03/2011	03:20	02/03/2011	04:58	EXPLOSIÓN DE COPA TERMINAL FASE "R" ASOCIADA AL LADO DE BAJA TENSIÓN.	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
CARABOBO	TRANSF N°2	06/03/2011	15:16	06/03/2011	15:36	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
FLORIDA	TRANSF N°2	09/03/2011	11:28	09/03/2011	11:40	SE ESTABAN CORRIENDO UNAS POLARIDADES DE CORRIENTE INVERTIDAS, CUANDO SE ACTIVÓ LA FUNCIÓN "SOBRECARGA TÉRMICA" DEL RELÉ MULTIFUNCIONAL 7UT Y SE PROVOCÓ EL DISPARO DEL TRZ.. HABÍA TRABAJOS PROGRAMADOS	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
SANTA CLARA	TRANSF N°2	28/03/2011	13:09	28/03/2011	13:40	SOBRECARGA (ALTA TEMPERATURA EN EL ENROLLADO)	FALLAS EN EL SISTEMA
SANTA CLARA	TRANSF N°1	30/03/2011	13:43			DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
GUACARA I	TRANSF N°3	30/03/2011	20:12			FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
GUACARA II	TRANSF N°3	31/03/2011	19:58	31/03/2011	20:18	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
BEJUMA	TRANSF N°3	10/04/2011	11:48	10/04/2011	11:54	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
SANTA CLARA	TRANSF N°1	16/04/2011	01:22	16/04/2011	09:14	CONDUCTOR CON FALLA EN UN TC PEGADO A LA BARRA N° 2 DE 13.8 KV.	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS

SANTA CLARA	TRANSF N°2	16/04/2011	01:22	16/04/2011	09:14	CONDUCTOR CON FALLA EN UN TC PEGADO A LA BARRA N° 2 DE 13,8 KV.	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
SANTA CLARA	TRANSF N°1	17/04/2011	19:07	17/04/2011	23:05	FALLA EN DISTRIBUCION	FALLAS EN EL SISTEMA
VALLE SECO	TRANSF N°2	18/04/2011	18:20	18/04/2011	18:40	FALLA EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN DIANCA Y BASE NAVAL.	FALLAS EN EL SISTEMA
VALLE SECO	TRANSF N°2	18/04/2011	18:51	18/04/2011	18:57	FALLA EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
LA ARENOSA	AUTOTRANSF N°3	26/04/2011	11:20	26/04/2011	13:23	DISPARO, CONJUNTO CON LA LINEA 400KV LA ARENOSA - PLANTA CENTRO #3	FALLAS EN EL SISTEMA
SANTA CLARA	TRANSF N°3	05/05/2011	11:25	05/05/2011	12:09	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
SANTA CLARA	TRANSF N°3	14/05/2011	19:10	14/05/2011	19:30	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
MORÓN	TRANSF N°1	16/05/2011	20:15	16/05/2011	20:38	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
MORÓN	TRANSF N°2	16/05/2011	20:15	16/05/2011	20:38	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
MORÓN	TRANSF N°5	16/05/2011	20:15	16/05/2011	20:38	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
TOCUYITO	TRANSF N°3	26/05/2011	15:38	30/05/2011	13:00	REEMPLAZO DE T.C. DE BAJA POR EXPLOSIÓN, DEL TRANSF 3	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
TOCUYITO	TRANSF N°4	26/05/2011	15:38	26/05/2011	16:49		EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
CARDENERA	TRANSF N°4	29/05/2011	23:05	30/05/2011	00:17	INTERRUPTOR POR ALTA CON DISCORDANCIA DE POLOS	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
GUACARA I	TRANSF N°3	03/06/11	21:35	04/06/11	00:48	CONDUCTOR DESPRENDIDO DEL BANCO DE SERV. AUXILIARES N° 1 DE 13.8/0.440 KV	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
BEJUMA	TRANSF N°3	07/06/11	10:51	07/06/11	10:59	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
CARABOBO	TRANSF N°3	12/06/11	06:50	12/06/11	07:00	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
CARABOBO	TRANSF N°3	14/06/11	22:42	14/06/11	22:58	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
YAGUARA	TRANSF N°1	24/06/11	19:15	24/06/11	21:05	CORTOCIRCUITO CAUSADO POR UN ANIMAL (RABIELAO) ENTRE LAS BARRAS 1 Y 2 DE 13,8 KV	TERCEROS
YAGUARA	TRANSF N°2	24/06/11	19:15	24/06/11	21:05	CORTOCIRCUITO CAUSADO POR UN ANIMAL (RABIELAO) ENTRE LAS BARRAS 1 Y 2 DE 13,8 KV	TERCEROS
TOCUYITO	TRANSF N°4	04/07/2011	18:41	04/07/2011	19:32	-----	DESCONOCIDA
GUACARA I	TRANSF N°2	05/07/2011	08:48	05/07/2011	12:15	POR EXPLOSIÓN DE LA COPA TERMINAL	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
TOCUYITO	TRANSF N°2	05/07/2011	23:43	06/07/2011	00:18	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
CARDENERA	TRANSF N°4	11/07/2011	20:58	11/07/2011	21:10	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
TOCUYITO	TRANSF N°2	28/07/2011	16:04	28/07/2011	16:29		DESCONOCIDA
FLOR AMARILLO	TRANSF N°3	09/08/2011	12:14	09/08/2011	12:29	FALLA EN DISTRIBUCIÓN.	FALLAS EN EL SISTEMA
FLOR AMARILLO	TRANSF N°4	09/08/2011	12:14	09/08/2011	12:29		FALLAS EN EL SISTEMA
MORÓN	TRANSF N°4	14/08/2011	03:00	14/08/2011	04:05	CONATO DE INCENDIO EN TP DE MEDICIÓN DE LA BARRA N° 4 DE 34,5 KV Y FALLA EN LOS SERVICIOS AUXILIARES QUE SE ALIMENTAN DE ESTA BARRA.	INCENDIO
FLOR AMARILLO	TRANSF N°2	22/08/2011	14:07	22/08/2011	14:17	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
SANTA CLARA	TRANSF MÓVIL	03/09/2011	06:00	03/09/2011	06:21	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
GUAPARO	TRANSF N°2	05/09/2011	10:50	05/09/2011	11:10	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
GUAPARO	TRANSF N°1	06/09/2011	10:25	06/09/2011	11:10	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
GUAPARO	TRANSF N°2	06/09/2011	10:25	06/09/2011	11:10	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
TOCUYITO	TRANSF N°3	07/09/2011	07:20	07/09/2011	10:20	DISPARO POR DIFERENCIAL POR BORNERA QUEMADA EN EL GABINETE DEL TRANSF 3	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
TOCUYITO	TRANSF N°4	07/09/2011	07:20	07/09/2011	08:30		EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
TOCUYITO	TRANSF N°3	08/09/2011	14:16	08/09/2011	18:25	FALLA EN LAS BORNERAS DEL RELÉ DE SOBRECORRIENTE DE NEÚTRO (ESTABAN FLOJAS) DEL TR3 DE 115/34,5 KV DE LA S/E TOCUYITO.	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
TOCUYITO	TRANSF N°4	08/09/2011	14:16	08/09/2011	18:25		EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
FLOR AMARILLO	TRANSF N°1	08/09/2011	19:00	08/09/2011	22:04	PUENTE ABIERTO EN LA FASE "S" DEL LADO DE BAJA DEL TR1 DE 115/13,8 KV.	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS

FLOR AMARILLO	TRANSF N°2	08/09/2011	19:00	08/09/2011	22:04		EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
MORÓN	TRANSF N°1	13/09/2011	21:45	13/09/2011	23:08	SEÑALIZO DIFERENCIAL, EL T#1	FALLAS EN EL SISTEMA
MORÓN	TRANSF N°2	13/09/2011	21:45	13/09/2011	23:08		FALLAS EN EL SISTEMA
MORÓN	UNIDAD N°5	13/09/2011	21:45	13/09/2011	23:08		FALLAS EN EL SISTEMA
MORÓN	TRANSF N°4	14/09/2011	15:43	14/09/2011	16:40	POR EXPLOSIÓN DE COPA TERMINAL DE UN CIRCUITO DE 34,5KV EN LA SE	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
YAGUARA	TRANSF N°1	18/09/2011	07:45	18/09/2011	08:48	POR FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
YAGUARA	TRANSF N°2	18/09/2011	07:45	18/09/2011	08:48		FALLAS EN EL SISTEMA
MORÓN	TRANSF N°2	19/09/2011	15:15	19/09/2011	15:39	FUERTES DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	FENÓMENOS NATURALES
FLOR AMARILLO	TRANSF MÓVIL N°1	21/09/2011	20:37	21/09/2011	21:18	POR PUNTO CALIENTE EN BUSCHING FASE R DE BAJA DEL TRANS #1	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
FLOR AMARILLO	TRANSF MÓVIL N°2	21/09/2011	20:37	21/09/2011	21:18		EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
YAGUARA	TRANSF N°1	22/09/2011	06:13	22/09/2011	09:10	ACTUACION POR BOTE DE CARGA CON EL DISPARO DE LA LINEA 765 Y TIENE PROBLEMAS CON EL INTERRUPTOR DE ALTA NO CIERRA	FALLAS EN EL SISTEMA
YAGUARA	TRANSF N°2	22/09/2011	06:13	22/09/2011	09:10		FALLAS EN EL SISTEMA
CARABOBO	TRANSF N°3	27/09/2011	07:18	27/09/2011	08:31	POR DIFERENCIAL POR EXPLOSIÓN DE PARARRAYO FASE R POR ALTA DEL TRANSF.	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
FLOR AMARILLO	TRANSF N°1	27/09/2011	07:18	27/09/2011	15:03	POR DIFERENCIAL, DISPARO CONJUNTAMENTE CON LA FALLA DEL TRANSF 3 DE CARABOBO	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
FLOR AMARILLO	TRANSF N°2	27/09/2011	07:18	27/09/2011	08:00	NO SEÑALIZO, DISPARO CON LA DIFERENCIAL DEL TRANSF 1	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
FLOR AMARILLO	TRANSF N°1	27/09/2011	18:25	27/09/2011	18:48	DESCONOCIDO	DESCONOCIDA
FLOR AMARILLO	TRANSF N°2	27/09/2011	18:25	27/09/2011	18:48	NO SEÑALIZO, DISPARO CON EL TRANSF 1, INTERRUPTOR COMUN POR ALTA	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
GUACARA I	TRANSF MÓVIL N°1	27/09/2011	21:05	27/09/2011	22:10	CONATO DE INCENDIO POR BAJO AISLAMIENTO DE LOS CABLES DE CONTROL DE UNA CELDA DE UN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN Y DISPARA EL INT. DEL TRANSF POR RESPALDO	INCENDIO
GUACARA II	TRANSF N°2	28/09/2011	10:46	28/09/2011	11:26	POR SOBRECARGA, SE TRANSFIRIÓ CARGA DE LA SE GUACARA I PARA LA SE GUACARA II	FALLAS EN EL SISTEMA
GUACARA II	TRANSF N°2	28/09/2011	12:36	28/09/2011	12:46	POR SOBRECARGA, SE TRANSFIRIÓ CARGA DE LA SE GUACARA I PARA LA SE GUACARA II	FALLAS EN EL SISTEMA
GUACARA I	TRANSF N°2	04/10/2011	13:12	04/10/2011	13:21	POR ERROR HUMANO	ERROR HUMANO
FLOR AMARILLO	TRANSF	05/10/2011	16:10	05/10/2011	16:34	ERRATICO DEL SISTEMA DE MANDO A DISTANCIA DEL INT H110 POR ALTA DE LOS TRANSF.	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
MORÓN	TRANSF MÓVIL	17/10/2011	10:05	17/10/2011	10:33	POR DETERMINAR	DESCONOCIDA
ELVIRA	TRANSF N°1	17/10/2011	23:04	17/10/2011	23:59	FALLA EN DISTRIBUCIÓN SALIDA DE 13.8 KV GOAIGOAZA.	FALLAS EN EL SISTEMA
GUAPARO	TRANSF N°1	28/10/2011	12:40	28/10/2011	13:00	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
POLAR	TRANSF MÓVIL N°2	03/11/2011	10:09	03/11/2011	13:23	POR CORTOCIRCUITO POR HUMEDAD EN EL COMPARTIMIENTO DE LOS POTENCIALES, LOS 2 FUSIBLES FUNDIERON	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
CARDENERA	TRANSF N°2	10/11/2011	22:46	11/11/2011	00:11	POR PROBLEMAS CON EL COMPRESOR	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
CARDENERA	TRANSF N°2	10/11/2011	00:13	11/11/2011	01:15	POR FALLA EN LA DISTRIBUCIÓN.	FALLAS EN EL SISTEMA
FLOR AMARILLO	TRANSF N°4	13/11/2011	14:24	13/11/2011	14:47	POR FALLA EN LA DISTRIBUCIÓN.	FALLAS EN EL SISTEMA
CARABOBO	TRANSF N°1	17/11/2011	07:56	17/11/2011	09:30	DISPARO ERRÁTICO, POR PROBLEMA CON EL RELAY DE SOBREPRESIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
MORÓN	TRANSF N°1	30/11/2011	08:50	30/11/2011	13:51	DISPARO EL INT COMUN POR ALTA DE LOS 3 TRANSF POR FALLA EN EL TRANSF 1	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
MORÓN	TRANSF	30/11/2011	08:50	30/11/2011	13:50		EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
PETROQUÍMICA	TRANSF	03/12/11	15:46	03/12/11	16:30	POR FALLA POR BAJA EN PETROQUÍMICA	DESCONOCIDA
YAGUARA	TRANSF N°1	04/12/11	14:35	04/12/11	14:44	DESCONOCIDO	DESCONOCIDA
MORÓN	TRANSF N°1	05/12/11	22:24	05/12/11	00:01	DISPARARON LOS DISYUNTORES D180 Y H110, CORRESPONDIENTES AL LADO DE BAJA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR N° 1 DE 115/13.8 KV Y EL LADO DE ALTA COMÚN DE LOS TRANSFORMADORES N° 1, 2 Y 5 DE 115/13.8 KV, POR EXPLOSIÓN EN LA CELDA N° 1 DE 13.8 KV Y DAÑOS EN EL CABLE DE POTENCIA DE LA FASE "T" DEL LADO DE BAJA DEL TRANSFORMADOR HACIA LA CELDA EN S/E MORÓN.	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
MORÓN	TRANSF N°2	05/12/11	22:24	05/12/11	23:18		EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
MORÓN	TRANSF N°5	05/12/11	22:24	05/12/11	23:18		EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS

MORÓN	TRANSF N°2	09/12/11	05:40	09/12/11	06:05	POR FALLA EN LA DISTRIBUCIÓN.	FALLAS EN EL SISTEMA
MORÓN	TRANSF N°1	16/12/11	08:36	16/12/11	10:00	SE ENCONTRÓ BORNERA SULFATADA ASOCIADA AL DISPARO DE LOS TRANSF	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
MORÓN	TRANSF N°2	16/12/11	08:36	16/12/11	10:00		EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
MORÓN	TRANSF N°5	16/12/11	08:36	16/12/11	10:00		EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
PETROQUÍMICA	TRANSF N°1	30/12/11	02:10	30/12/11	11:54	PARARRAYO EXPLOTADO EN LA FASE R,	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
PLANTA CENTRO	AUTOTRANSF N° 1	04/01/2012	20:01	04/01/2012	20:42	POR RESPALDO ANTE UNA FALLA EN LA LÍNEA MORÓN – TUCACAS, NO DESPEJADA EN S/E MORÓN. AL PARECER POR PROBLEMAS DE PROTECCIONES EN MORÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
PLANTA CENTRO	AUTOTRANSF N° 3	04/01/2012	20:01	04/01/2012	20:19		
PLANTA CENTRO	AUTOTRANSF N° 4	04/01/2012	20:01	04/01/2012	20:17		
VALENCIA	AUTOTRANSF N° 1	22/01/2012	12:20	22/01/2012	12:23	ERROR HUMANO, PERSONAL TRABAJANDO EN EL ÁREA	ERROR HUMANO
CARABOBO	TRANSF N° 3	25/01/2012	14:15	25/01/2012	15:00	UN SECCIONADOR DE UN CIRCUITO DE RESERVA FASE "S" EXPLOTÓ POR UNA QUEMA CERCANA A LA BARRA N° 3 DE 13,8 kv. DISPAROS EN ALTA Y BAJA	INCENDIO
SANTA CLARA	TRANSF N° 3	26/01/2012	19:55	26/01/2012	20:49	SE ENCONTRABA PERSONAL TRABAJANDO Y DISPARARON EL LADO DE BAJA	ERROR HUMANO
GUAPARO	TRANSF N° 1	30/01/2012	12:30	30/01/2012	13:12	EXPLOSIÓN DEL INTERRUPTOR D305 SALIDA NORTE EN 13,8 kv.	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
GUAPARO	TRANSF N° 1	30/01/2012	13:20	30/01/2012	15:54	FALLA EN LOS SERVICIOS AUXILIARES DEL MISMO	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
BEJUMA	TRANSF N° 3	30/01/2012	13:20	30/01/2012	16:54	FALLA EN EL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
BEJUMA	TRANSF N° 3	31/01/2012	14:21	31/01/2012	21:43	PROBLEMAS CON CABLEADO	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
CARABOBO	TRANSF N°3	03/02/2012	02:05	03/02/2012	04:15	ACTUACIÓN DE PROTECCIÓN MASA-CUBA POR ROBO DE CABLE DE TIERRA	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
CARABOBO	TRANSF N°3	05/02/2012	17:05	05/02/2012	18:18	ACTUACIÓN DE PROTECCIÓN MASA-CUBA POR ROBO DE CABLE DE TIERRA	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
MORÓN	TRANSF N°2	10/02/2012	18:05	10/02/2012	18:25	SE INVESTIGA	DESCONOCIDA
MORÓN	TRANSF N°2	12/02/2012	16:15	12/02/2012	16:35	SE INVESTIGA	DESCONOCIDA
GUAPARO	TRANSF N°3	13/02/2012	05:28	13/02/2012	06:58	EXPLOSIÓN DE COPA TERMINAL EN LADO DE BAJA.	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
SANTA CLARA	TRANSF N°1	24/02/2012	16:20	23/02/2012	16:44	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA
CARABOBO	TRANSF N°2	01/03/12	10:32	1/3/12	10:41	FALLA EN DISTRIBUCIÓN.	FALLAS EN EL SISTEMA
MORÓN	TRANSF N°2	01/03/12	10:33	1/3/12	10:43	FALLA EN EL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN VISTA EL MAR.	FALLAS EN EL SISTEMA
SANTA CLARA	TRANSF N°2	10/03/12	07:20	10/3/12	07:35	FALLA EN DISTRIBUCIÓN.	FALLAS EN EL SISTEMA
GUACARA I	TRANSF N°3	10/03/12	20:14	10/3/12	20:59	PRESENCIA DE FUERTE LLUVIA EN LA ZONA.	FENÓMENOS NATURALES
GUACARA I	TRANSF N°4	10/03/12	20:20	10/3/12	21:00	PRESENCIA DE FUERTE LLUVIA EN LA ZONA.	FENÓMENOS NATURALES
PLANTA DEL ESTE	TRANSF N°3	10/03/12	20:40	10/3/12	20:46	PRESENCIA DE FUERTE LLUVIA EN LA ZONA.	FENÓMENOS NATURALES
PLANTA DEL ESTE	TRANSF N°3	10/03/12	22:33	10/3/12	22:40	SE DESCONOCE.	DESCONOCIDA
GUACARA I	TRANSF N°1	12/03/12	13:46	12/3/12	15:13	DEBIDO A EXPLOSIÓN EN CELDA DEL INTERRUPTOR D180 DE LA S/E GUACARA II, QUE CORRESPONDE AL TRANSFORMADOR N° 1 115/13,8 kv TAMBIÉN DISPARARON LAS LÍNEAS A 115 kv GUACARA II-SAN DIEGO EN S/E SAN DIEGO Y LÍNEA A 115 kv GUACARA I-GUACARA II,	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
GUACARA II	TRANSF N°1	15/03/12	17:45	15/3/12	18:32	FALLA EN EL CIRCUITO NARANJILLO (DISTRIBUCIÓN).	FALLAS EN EL SISTEMA
GUACARA II	TRANSF N°4	16/03/12	15:47	16/3/12	16:11	INCENDIO DE VEGETACIÓN BAJO LAS LÍNEAS DE 34.5 kv CERCANA A LA S/E GUACARA II.	INCENDIO
PETROQUÍMICA	TRANSF N°2	16/03/12	18:50	16/3/12	19:20	FALLA EN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN EMPRESAS MIXTAS.	FALLAS EN EL SISTEMA
FLORIDA	TRANSF N°1	18/03/12	10:45	18/3/12	13:48	POR FALLA EN LOS FUSIBLES Y PORTAFUSIBLES ASOCIADOS AL TP DE LA BARRA I A 13,8kv.	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
PLANTA DEL ESTE	TRANSF N°1	23/03/12	16:09	23/3/12	19:18	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	FENÓMENOS NATURALES
PLANTA DEL ESTE	TRANSF N°2	23/03/12	16:09	23/3/12	19:18	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	FENÓMENOS NATURALES
SANTA CLARA	TRANSF N°1	25/03/12	08:50	25/3/12	09:50	POR FALLA EN LA LÍNEA A 115 kv CAÑA DE AZÚCAR SANTA CLARA II LA CUAL SE ELONGO POR ALTA TRANSFERENCIA Y TOCO LA VEGETACIÓN DEBAJO DE LA LÍNEA	FALLAS EN EL SISTEMA

FLOR AMARILLO	TRANSF N°3	07/04/2012	19:59	07/04/2012	20:45	POR DISPARO DEL INTERRUPTOR H210 COMÚN EN EL LADO DE ALTA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES N°3 Y 4 115/34,5 KV.POR FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
FLOR AMARILLO	TRANSF N°4	07/04/2012	19:59	07/04/2012	20:45		FALLAS EN EL SISTEMA
TOCUYITO	TRANSF N°3	08/04/2012	04:54	08/04/2012	05:31	EXPLOSIÓN DEL TC DEL TRANSFORMADOR 3	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
TOCUYITO	TRANSF N°4	08/04/2012	04:54	08/04/2012	05:31		EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
PLANTA CENTRO	TRANSF N°4	13/04/2012	10:35	13/04/2012	11:54	BAJO NIVEL DE ACEITE DEL AUTOTRANSFORMADOR	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
BEJUMA	TRANSF N°4	16/04/2012	09:09	16/04/2012	10:04	EN INVESTIGACION	DESCONOCIDA
GUACARA II	TRANSF N°2	16/04/2012	13:52	16/04/2012	17:08	DEBIDO A DESPRENDIMIENTO DE CONDUCTOR DEL SECCIONADOR D134 ASOCIADO AL INTERRUPTOR D130 LADO DE BAJA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR N° 1, PROVOCANDO EL DISPARO DEL TRANSFORMADOR N°2.	FALLAS EN EL SISTEMA
GUACARA II	TRANSF N°1	16/04/2012	13:52	16/04/2012	17:08		EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
FLOR AMARILLO	TRANSF N°1	18/04/2012	14:53	18/04/2012	15:22	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA
FLOR AMARILLO	TRANSF N°1	19/04/2012	13:20	19/04/2012	15:54	ENTRO AGUA EN EL CUBÍCULO DEL TRANSFORMADOR 4	DESCONOCIDA
FLOR AMARILLO	TRANSF N°4	19/04/2012	13:20	19/04/2012	15:54		EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
LOS GUAYOS	TRANSF N°2	20/04/2012	14:49	20/04/2012	14:54	FALLA EN EL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN CONAL.	FALLAS EN EL SISTEMA
PEDRO CAMEJO	UNIDAD N°2	21/04/2012	08:56			DIFERENCIAL DE TEMPERATURA EN LA CÁMARA DE COMBUSTIÓN	DESCONOCIDA
FLOR AMARILLO	TRANSF	21/04/2012	12:55	21/04/2012	14:05	FALLA EN DISTRIBUCIÓN.	FALLAS EN EL SISTEMA
FLOR AMARILLO	TRANSF	22/04/2012	17:07	22/04/2012	17:35	FALLA EN DISTRIBUCIÓN.	FALLAS EN EL SISTEMA
FLOR AMARILLO	TRANSF N°1	23/04/2012	19:33	23/04/2012	19:58	FALLA EN DISTRIBUCIÓN.	FALLAS EN EL SISTEMA
GUACARA I	TRANSF N°1	24/04/2012	18:28	24/04/2012	19:22	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA
FLOR AMARILLO	TRANSF N°1	24/04/2012	19:10	24/04/2012	19:33	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA
FLOR AMARILLO	TRANSF N°1	24/04/2012	20:51	24/04/2012	21:07	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA
FLOR AMARILLO	TRANSF N° 4	02/05/2012	03:03	02/05/2012	03:20	FALLA EN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN TINAJA	FALLAS EN EL SISTEMA
SANTA CLARA	TRANSF N° 1	04/05/2012	12:45	04/05/2012	13:40	FALLA EN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN LIBERTAD CONDUCTOR ENREDADO	FALLAS EN EL SISTEMA
SANTA CLARA	TRANSF N° 1	05/05/2012	05:05	05/05/2012	05:30	FALLA EN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN LIBERTAD CONDUCTOR ENTORCHADO	FALLAS EN EL SISTEMA
SANTA CLARA	TRANSF N° 1	05/05/2012	12:32	05/05/2012	23:40	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA
SANTA CLARA	TRANSF N° 1	06/05/2012	15:20	06/05/2012	16:01	FALLA EN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN LIBERTAD	FALLAS EN EL SISTEMA
BEJUMA	TRANSF N° 1	06/05/2012	16:52	06/05/2012	17:14	FUERTES LLUVIAS EN LA ZONA	FENÓMENOS NATURALES
SAN DIEGO	AUTOTRANSF N° 2	06/05/2012	21:19	07/05/2012	00:24	FALLA DE ALIMENTACIÓN EN VENTILADORES DE ENFRIAMIENTO	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
SANTA CLARA	TRANSF N° 1	07/05/2012	08:05	07/05/2012	08:50	FALLA EN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN LIBERTAD	FALLAS EN EL SISTEMA
SANTA CLARA	TRANSF N° 1	09/05/2012	16:03	09/05/2012	19:57	DAÑOS INTERNOS EN EL DISYUNTOR DEL LADO DE ALTA DEL TRANSFORMADOR	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
SANTA CLARA	TRANSF N° 4	12/05/2012	16:10	12/05/2012	16:24	FALLA EN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN LIBERTAD	FALLAS EN EL SISTEMA
SANTA CLARA	TRANSF N° 4	12/05/2012	17:37	12/05/2012	21:00	SE ENCONTRÓ ENTORCHAMIENTO DE CONDUCTORES EN EL CIRCUITO DE 13,8 kv LIBERTAD CON LOS CIRCUITOS DE 13,8 kv MARIARA Y MONTANAGRÁFICA DE LA BARRA N° 2 DE 13,8 kv QUE VAN POR EL MISMO POSTE DE DISTRIBUCIÓN. Y CONDUCTORES DESPRENDIDOS AL FINAL DEL CIRCUITO DE 13,8 kv LIBERTAD	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
MORÓN	TRANSF N° 1 Y N° 5	16/05/2012	22:25	16/05/2012	23:50	EXPLOSIÓN DE LOS DISYUNTORES DE LOS CIRCUITOS: CALIFE PERTENECIENTE A LA BARRA N° 5 DE 13,8 kv Y SANTA ANA PERTENECIENTE A LA BARRA N° 1 DE 13,8 kv, POR LLUVIA EN LA ZONA	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
SANTA CLARA	TRANSF N° 1	17/05/2012	04:05	17/05/2012	04:25	FALLA EN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN LIBERTAD	FALLAS EN EL SISTEMA
SANTA CLARA	TRANSF N° 1	19/05/2012	03:30	19/05/2012	04:47	DEBIDO A FALLA EN DISTRIBUCIÓN. CIRCUITO SAN JOAQUÍN	FALLAS EN EL SISTEMA
GUACARA II	TRANSF N° 1	21/05/2012	15:05	21/05/2012	21:45	CORTOCIRCUITOS EN LOS CABLES DE POTENCIA ENTRE LOS BUSHING DEL LADO DE BAJA DEL TP Y EL DISYUNTOR DEL LADO DE BAJA, EN UN EMPALME QUE SE REALIZÓ PROVISIONALMENTE PARA CONECTAR EL DISYUNTOR DE TRANSFERENCIA (D130) COMO DISYUNTOR DEL LADO DE BAJA	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
VALLE SECO	TRANSF N° 1, N° 2, N° 3 Y N° 4	24/05/2012	16:50	24/05/2012	17:50	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA

MORÓN	TRANSF N° 1, N° 3 Y N° 4	26/05/2012	15:08	26/05/2012	23:20	POR EXPLOSIÓN DEL INTERRUPTOR D180, OCASIONANDO EL DISPARO DEL INTERRUPTOR H110 COMÚN PARA LOS TX1, 2 Y 5 DE 115/13,8 KV Y DEL INTERRUPTOR H210 COMÚN PARA LOS TX 3 Y 4 DE 115/34,5 KV	FALLAS EN EL SISTEMA
MORÓN	TRANSF N° 1	28/05/2012	15:25	28/05/2012	16:15	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA
PLANTA CENTRO	AUTOTRANSF N° 1	28/05/2012	19:26	28/05/2012	22:28	DISPARÓ AUTOTRANSFORMADOR N° 2 230/115 KV DE LA S/E PLANTA CENTRO POR FALLA	FALLAS EN EL SISTEMA
MORÓN	TRANSF N° 1	30/05/2012	08:15	30/05/2012	08:31	DEBIDO A FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
BEJUMA	TRANSF N°1	01/06/2012	22:20	01/06/2012	22:30	LA FALLA OCURRIÓ AL MOMENTO DE TRATAR DE NORMALIZAR UNA SECCIÓN DEL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN CAICARA, EL CUAL SE ENCONTRABA SECCIONADO POR FALLA. ESTE CIRCUITO NO SEÑALIZO NI DISPARO.	FALLAS EN EL SISTEMA
GUACARA II	TRANSF N°4	02/06/2012	14:21	02/06/2012	14:31	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
BEJUMA	TRANSF	03/06/2012	12:55	03/06/2012	13:32	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA
BEJUMA	TRANSF	03/06/2012	13:35	03/06/2012	14:33	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA
BEJUMA	TRANSF	03/06/2012	14:45	03/06/2012	15:19	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA
BEJUMA	TRANSF N°2	03/06/2012	16:35	03/06/2012	16:42	FALLA EN EL CIRCUITO SIRGUA A 13,8 KV.	FALLAS EN EL SISTEMA
TOCUYITO	TRANSF N°4	08/06/2012	14:33	08/06/2012	15:01	POR FALLA EN DISTRIBUCIÓN (CIRCUITO BARRIO BUENO).	FALLAS EN EL SISTEMA
MORÓN	TRANSF N°2	08/06/2012	15:40	08/06/2012	16:05	POR FALLA EN DISTRIBUCIÓN.	FALLAS EN EL SISTEMA
TOCUYITO	TRANSF N°4	09/06/2012	11:10	09/06/2012	11:19	ERROR HUMANO EN EL MOMENTO DE LA FALLA, EL PERSONAL ESTABA REALIZANDO PRUEBAS DE DISPARO AL T 3 DE 115/34.5 KV	ERROR HUMANO
BEJUMA	TRANSF N°1	11/06/2012	14:58	11/06/2012	15:19	POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS POR FUERTES LLUVIAS EN LA ZONA.	FENÓMENOS NATURALES
FLOR AMARILLO	TRANSF N°1	11/06/2012	20:47	11/06/2012	21:00	POR FALLA EN DISTRIBUCIÓN.	FALLAS EN EL SISTEMA
BEJUMA	TRANSF N°1	12/06/2012	04:02	12/06/2012	04:09	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA
BEJUMA	TRANSF N°1	12/06/2012	04:18	12/06/2012	04:25	FALLA NO DESPEJADA SELECTIVAMENTE, AL MOMENTO DE HACERLE PRUEBA AL CIRCUITO DE 13.8 KV PEDECA PROVOCA EL DISPARO DEL LADO DE BAJA.	FALLAS EN EL SISTEMA
BEJUMA	TRANSF N°1	12/06/2012	08:58	12/06/2012	09:06	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA
TOCUYITO	TRANSF N°3	16/06/2012	11:30	16/06/2012	12:22	AL EFECTUAR MANIOBRAS DE ENERGIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR N° 4 115/13,8 KV QUE ESTABA FUERA DE SERVICIO POR TRABAJOS PROGRAMADOS.	DESCONOCIDA
CARABOBO	TRANSF N°3	22/06/2012	20:43	22/06/2012	20:55	FALLA EN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
CARABOBO	TRANSF N°3	24/06/2012	20:40	24/06/2012	21:12	DESCONOCIDA	
CARABOBO	TRANSF N°3	25/06/2012	19:07	25/06/2012	19:22	CORTE DE 26 MW DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 15 MINUTOS EN CENTRO, ESTADO CARABOBO, EN LA SUBESTACIÓN CARABOBO DEBIDO AL DISPARO DEL TRANSFORMADOR 3 DE 115/13,8 KV.	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
MORÓN	TRANSF	29/06/2012	03:43	29/06/2012	04:36	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA
MORÓN	TRANSF	29/06/2012	12:25	29/06/2012	14:15	EN INVESTIGACIÓN	DESCONOCIDA
GUACARA II	TRANSF N°3	30/06/2012	21:57	30/06/2012	22:25	FALLA EN DISTRIBUCIÓN.	FALLAS EN EL SISTEMA
GUACARA II	TRANSF N°4	30/06/2012	23:20	30/06/2012	23:37	FALLA EN DISTRIBUCIÓN. EXPLOSIÓN PARARRAYO FASE S DEL CIRCUITO 34.5 KV PETROCASA.	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
TOCUYITO	TRANSF N°4	10/07/2012	21:12	10/07/2012	22:07	FALLA EN EL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN DE 13,8 KV. MAYORISTAS	FALLAS EN EL SISTEMA
MORÓN	TRANSF N°1	11/07/2012	04:41	11/07/2012	06:05	FALLA EN DISTRIBUCIÓN	FALLAS EN EL SISTEMA
MORÓN	TRANSF N°2	11/07/2012	04:41	11/07/2012	06:05		FALLAS EN EL SISTEMA
MORÓN	TRANSF N°5	11/07/2012	04:41	11/07/2012	06:05		FALLAS EN EL SISTEMA
VALLE SECO	TRANSF N°3	14/07/2012	09:37	14/07/2012	09:54		DESCONOCIDA
MORÓN	TRANSF N°2	16/07/2012	11:48	16/07/2012	12:18	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
GUACARA I	TRANSF N°1	16/07/2012	23:48	17/07/2012	03:18	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA
YAGUARA	TRANSF N°1	18/07/2012	09:43	18/07/2012	10:07	EN EL MOMENTO DE ABRIR EL H110 QUEDÓ LA FASE "R" CERRADA, DESPUES DE HABER TRANSFERIDO EL LADO DE ALTA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES AL H130	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
YAGUARA	TRANSF N°2	18/07/2012	09:43	18/07/2012	10:07		EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
SANTA CLARA	TRANSF MÓVIL N°4	19/07/2012	06:45	19/07/2012	07:11	POR RAMA ENCIMA DEL CIRCUITO DE DISTRIBUCION LIBERTAD.	FALLAS EN EL SISTEMA

GUACARA I	TRANSF	20/07/2012	17:16	21/07/2012	06:30	FALLA EN DISTRIBUCION. EXPLOSIÓN DEL INTERRUPTOR EN 13,8 kV SALIDA A LOMA LINDA	FALLAS EN EL SISTEMA
SANTA CLARA	TRANSF N°3	23/07/2012	07:30	23/07/2012	12:11	POR EXPLOSIÓN DEL BUSHING LADO DE BAJA. TENSIÓN DE FASE T.	EQUIPO, MATERIALES Y ACCESORIOS
MORÓN	TRANSF N°2	23/07/2012	11:10	23/07/2012	11:33	POR FALLA EN EL CIRCUITO DE 13,8 kV PALMA SOLA.	FALLAS EN EL SISTEMA
GUACARA II	TRANSF N°4	28/07/2012	22:50	28/07/2012	23:27	DESCONOCIDA	DESCONOCIDA

[ANEXO 4]

[Datos recolectados en las Inspecciones Realizadas a las S/E que Contienen a las Líneas de Transmisión de Interés]

[S/E CAÑA DE AZÚCAR]

Tabla 33: Datos de la S/E Caña de Azúcar.

DATOS DE LA S/E CAÑA DE AZÚCAR							
SUBESTACIÓN	CONFIGURACIÓN	CANTIDAD	OPERATIVA	CANTIDAD DE LLEGA DA S OPERATIVAS / RESERVA	NIVEL DE CORTOCIRCUITO [kA]	SLPERSICN	COORDENADAS

Tabla 35: Datos los transformadores de la S/E Caña de Azúcar.

DATOS DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES													
N°	SUBESTACIÓN	TIPO		ID	NIVELES DE TENSIÓN [kv/kV]	AÑO DE FABRICACIÓN	MARCA	MODELO	SERIAL	CAPACIDAD NOMINAL [MVA]	REACTANCIA DE CORTOCIRCUITO	TIPO DE ENFRIAMIENTO	OBSERVACIONES
		TX	ATX										
1	CAÑA DE AZUCAR		X	AT1	230/115	1977	mitsubishi	CUB MRD	566133	100	7.48%	FOA	---
2	CAÑA DE AZUCAR		X	AT2	230/115	1982	FUJI	PPK 26406	AD69063T1	100	7.50%	FOA	---

Tabla 36: Datos los interruptores de la S/E Caña de Azúcar.

DATOS DE LOS INTERRUPTORES ASOCIADOS															
N°	SUBESTACIÓN	ID DEL INTERRUPTOR	AÑO DE FABRICACIÓN	MARCA	MODELO	EQUIPO ASOCIADO				TENSIÓN NOMINAL (KV)	CORRIENTE NOMINAL (A)	CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN (KA)	BIL (KV)	MEDIO DE EXTINCIÓN	MECANISMO DE ACCIONAMIENTO
						TX	L	B	R/C						
1	CAÑA DE AZUCAR	H-130	1979	ALSTOM	FL-170			X		115	2000	40	550	SF6	HIDRAULICO
2	CAÑA DE AZUCAR	H-120	1979	ALSTOM	FL-170			X		115	2000	40	550	SF6	HIDRAULICO
3	CAÑA DE AZUCAR	H-230	2012	SIEMENS	3APIFG			X		115 MAX 145	3150	40	650	SF6	MECANICO
4	CAÑA DE AZUCAR	H-380	1979	ALSTOM	FL-170	X				115	2000	40	550	SF6	HIDRAULICO
5	CAÑA DE AZUCAR	H-480	1988	ALSTOM	FX-12	X				145	3150	31.5	550	SF6	HIDRAULICO
6	CAÑA DE AZUCAR	H-305	1988	ALSTOM	FX-12		X			145	3150	31.5	550	SF6	HIDRAULICO
7	CAÑA DE AZUCAR	H-405	2012	SIEMENS	3APIF9		X			115	3150	40	650	SF6	MECANICO
8	CAÑA DE AZUCAR	H-505	1979	ALSTOM	F1-170		X			115	200	40	550	SF6	HIDRAULICO
9	CAÑA DE AZUCAR	H-605	1979	ALSTOM	F1-170		X			115	2000	40	550	SF6	HIDRAULICO
10	CAÑA DE AZUCAR	H-705	1979	ALSTOM	F1-170		X			115	2000	40	550	SF6	HIDRAULICO
11	CAÑA DE AZUCAR	H-805	2012	SIEMENS	3APIFG		X			115 MAX 145	3150	40	650	SF6	MANDO MOTOR

Tabla 37.1: Datos las protecciones de la S/E Caña de Azúcar.

DATOS DE LAS PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN											
N°	SUBESTACIÓN	ELEMENTO PROTEGIDO		ID	PROTECCIÓN PRIMARIA O PRINCIPAL						AJUSTES
		B	L		ANSI	MARCA	MODELO	TIPO	AÑO DE FABRICACIÓN	CONDICIÓN ACTUAL	
1	CAÑA DE AZUCAR		X	SANTA CLARA # 2 H-305	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	N1: 90,N2: 64, N3:33, T1:0.0, T2:0.4, T3:1.5, K0:0.7, C:1, WL: 2.4, IE:0.8, IB: 0.15
2	CAÑA DE AZUCAR		X	SANTA CLARA # 1 H-405	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN MAL ESTADO	N1: 90, N2: 64, N3:33, T1:0.0, T2:0.4, T3:1.5, K0:0.7, C:1, WL: 2.4, IE:0.8, IB: 0.15

3	CAÑA DE AZUCAR		X	SAN VICENTE H-505	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	N1: 60, N2: 43, N3:32, T1:0.0, T2:0.3, T3:1, K0:0.7, C:1, WL: 2.4, IE:0.8, IB: 0.15
4	CAÑA DE AZUCAR		X	SAN IGNACIO H-605	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	N1: 60, N2: 43, N3:32, T1:0.0, T2:0.3, T3:1, K0:0.7, C:1, WL: 2.4, IE:0.8, IB: 0.15
5	CAÑA DE AZUCAR		X	LIMON H-705	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	N1: 74, N2: 49, N3:44, T1:0.0, T2:0.3, T3:1.2, K0:0.7, C:0.5, WL: 0.96, IE:3, IB: 0.6
6	CAÑA DE AZUCAR		X	CENTRO H805	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	N1: 86, N2: 57, N3:52, T1:0.0, T2:0.3, T3:1.2, K0:0.7, C:0.5, WL: 0.21, IE:3, IB: 0.6
7	CAÑA DE AZUCAR	X		BARRAS NRO. 1 Y 2 115 KV	87B	ASEA	RADSS	ELECTRÓNICA	--	EN SERVICIO	RS:14.2, RD3:1.1

Tabla 37.2: Datos las protecciones de la S/E Caña de Azúcar (continuación).

DATOS DE LAS PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN (CONTINUACIÓN)								
N°	RTC MODELO DE TC	RTP MODELO DE TP	FUNCIÓN DE REENGANCHE		ESQUEMA DE TELEPROTECCIONES		CONDICIÓN OPERATIVA DEL TABLERO	OBSERVACIONES
			DISPONE	CONDICIÓN ACTUAL	DISPONE	CONDICIÓN ACTUAL	ESTADO GENERAL	
1	500/1	(115000/V3) / (110/V3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO
2	500/1	(115000/V3) / (110/V3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	DETERIORO, LA PROT. PRINCIPAL SOLO INDICA EL TIPO DE FALLA MAS NO OPERA.	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO
3	600/5	(115000/V3) / (110/V3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO
4	600/5	(115000/V3) / (110/V3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO
5	600/5	(115000/V3) / (110/V3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO
6	600/5	(115000/V3) / (110/V3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO
7	1500/1	(115000/V3) / (110/V3)	NO	---	NO	----	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO

NOTA: Según el Plan Nacional de Mejoramiento del Sistema Eléctrico Nacional, los tableros de protecciones para las líneas asociadas a la S/E Caña de Azúcar se cambiarán en mediano plazo.

Al final de las tablas recolectadas, en las distintas subestaciones eléctricas inspeccionadas, se encuentran las leyendas de los diferentes tipos de tablas trabajados.

[S/E CARABOBO]

Tabla 38: Datos de la S/E Carabobo.

DATOS DE LA S/E CARABOBO							
S U B E S T A C I Ó N	CONF GURAC IÓN	T I P O C E S / E	C A N T I D A D D E S A L I D A S O P E R A T I V A / R E S E R V A	CA NTI DA D E L L E G A D A S O P E R A T I V A S / R E S E R V A	N I V E L D E C O R T O C I R C U I T O I p i c o [k A]	S U P E R F I C I C I A	COORDENADAS

DATOS DE LOS INTERRUPTORES ASOCIADOS															
N°	SUBESTACIÓN	ID DEL INTERRUPTOR	AÑO DE FABRICACIÓN	MARCA	MODELO	EQUIPO ASOCIADO				TENSIÓN NOMINAL [kV]	CORRIENTE NOMINAL [A]	CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN [kA]	BIL [kV]	MEDIO DE EXTINCIÓN	MECANISMO DE ACCIONAMIENTO
						TX	L	B	R/C						
1	CARABOBO	H-130	2007	AREVA	GL 312F1			X		115	3150	40	650	SF6	AIRE COMPRIMIDO
2	CARABOBO	H-105	2012	SIEMENS	3AP1		X			115	3150	40	650	SF6	MECANICO
3	CARABOBO	H-205	2012	SIEMENS	3AP1		X			115	3150	40	650	SF6	MECANICO
4	CARABOBO	H-305	2012	SIEMENS	3AP1		X			115	3150	40	650	SF6	MECANICO
5	CARABOBO	H-405	2012	SIEMENS	3AP1		X			115	3150	40	650	SF6	MECANICO
6	CARABOBO	H-505	2007	AREVA	GL 312F1		X			115	3150	40	650	SF6	AIRE COMPRIMIDO
7	CARABOBO	H-605	2007	AREVA	GL 312F1		X			115	3150	40	650	SF6	AIRE COMPRIMIDO
8	CARABOBO	H-110	1978	SIEMENS	3AS1	X				115	2000	40	650	SF6	HIDRÁULICO
9	CARABOBO	H-210	1978	SIEMENS	3AS1	X				115	2000	40	650	SF6	HIDRÁULICO
10	CARABOBO	H-310	1978	SIEMENS	3AS1	X				115	2000	40	650	SF6	HIDRÁULICO
11	CARABOBO	H-410	1978	SIEMENS	3AS1	X				115	2000	40	650	SF6	HIDRÁULICO

Tabla 42.1: Datos de las protecciones de la S/E Carabobo.

DATOS DE LAS PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN											
N°	SUBESTACIÓN	ELEMENTO PROTEGIDO		ID	PROTECCIÓN PRIMARIA O PRINCIPAL						
		B	L		ANSI	MARCA	MODELO	TIPO	AÑO DE FABRICACIÓN	CONDICIÓN ACTUAL	AJUSTES
1	CARABOBO		X	H105 FLO AMAR #2	21	CEWE	LZ32	NUMÉRICO	1995	EN SERVICIO	NO DISPONIBLE
2	CARABOBO		X	H205 FLO AMAR #1	21	CEWE	LZ32	NUMÉRICO	1995	EN SERVICIO	NO DISPONIBLE
3	CARABOBO		X	H305 GUAC I #2	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	N1: 80, N2: 69, N3:25, T1:0.0, T2:0.3, T3:1, K0:0.7, C:1 WL: 0.48, IE:4, IB: 0.2
4	CARABOBO		X	H405 GUAC I #1	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	N1: 80, N2: 69, N3:25, T1:0.0, T2:0.3, T3:1, K0:0.7, C:1 WL: 0.48,, IE:4, IB: 0.2
5	CARABOBO		X	H505 PED CAM #2	21	CEWE	LZ32	NUMÉRICO	1995	FUERA DE SERVICIO	NO DISPONIBLE
6	CARABOBO		X	H605 PED CAM #1	21	CEWE	LZ32	NUMÉRICO	1995	EN SERVICIO	NO DISPONIBLE

Tabla 42.2: Datos de las protecciones de la S/E Carabobo (continuación).

DATOS DE LAS PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN (CONTINUACIÓN)								
N°	RTC MODELO DE TC	RTP MODELO DE TP	FUNCIÓN DE REENGANCHE		ESQUEMA DE TELEPROTECCIONES		CONDICIÓN OPERATIVA DEL TABLERO	OBSERVACIONES
			DISPONE	CONDICIÓN ACTUAL	DISPONE	CONDICIÓN ACTUAL	ESTADO GENERAL	
1	600/5	(115000/v3) / (110/v3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO, LOS TABLEROS NUEVOS SIEMENS (NUMERICOS) SE ENCONTRABAN EN LA SUBESTACION PARA REEMPLAZAR LOS EXISTENTES, CAMBIO A PARTIR DEL 03-12-2012 (MISMOS AJUSTES)
2	600/5	(115000/v3) / (110/v3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO, LOS TABLEROS NUEVOS SIEMENS (NUMERICOS) SE ENCONTRABAN EN LA SUBESTACION PARA REEMPLAZAR LOS EXISTENTES, CAMBIO A PARTIR DEL 03-12-2012 (MISMOS AJUSTES)
3	300/5	(115000/v3) / (110/v3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO, LOS TABLEROS NUEVOS SIEMENS (NUMERICOS) SE ENCONTRABAN EN LA SUBESTACION PARA REEMPLAZAR LOS EXISTENTES, CAMBIO A PARTIR DEL 03-12-2012 (MISMOS AJUSTES)
4	300/5	(115000/v3) / (110/v3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO, LOS TABLEROS NUEVOS SIEMENS (NUMERICOS) SE ENCONTRABAN EN LA SUBESTACION PARA REEMPLAZAR LOS EXISTENTES, CAMBIO A PARTIR DEL 03-12-2012 (MISMOS AJUSTES)
5	1500/5	(115000/v3) / (110/v3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	CRÍTICO	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO, LOS TABLEROS NUEVOS SIEMENS (NUMERICOS) SE ENCONTRABAN EN LA SUBESTACION PARA REEMPLAZAR LOS EXISTENTES, CAMBIO A PARTIR DEL 03-12-2012 (MISMOS AJUSTES)
6	1500/5	(115000/v3) / (110/v3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	CRÍTICO	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO, LOS TABLEROS NUEVOS SIEMENS (NUMERICOS) SE ENCONTRABAN EN LA SUBESTACION PARA REEMPLAZAR LOS EXISTENTES, CAMBIO A PARTIR DEL 03-12-2012 (MISMOS AJUSTES)

[S/E GUACARA I]

Tabla 43: Datos de la S/E Guacara I.

DATOS DE LA S/E GUACARA I										
SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN [kV]	CONFIGURACIÓN	TÍPICO	CANTIDAD DE SALIDAS OPERATIVAS / RESE RVA	CANTIDAD DE LLEGADAS OPERATIVAS / RESE RVA	NIVEL DE CORTOCIRCUITO [kA]	SUPERVISIÓN	COORDENADAS		
GUACARA	115			5 /	1 /	49.9	1	67.0		

C	/	SIMPL	E	6	N	1	5
A	3	E	N	0	D	3	1
R	4	SECCI	P		I	'	'
A	,	ONAD	E		D	1	2
	5	A	R		A	1	7
I	/	34.5	I			.	.
	1	kV Y	E			3	5
	3	13.8				7	6
	,	kV:				7	9
	8	BARRA					
		SIMPL				N	0
		E CON					
		BARRA					
		DE					
		TRANS					
		FEREN					
		CIA					

NOTA: Subestación con maleza a una altura promedio de 1.5 m, así mismo gran cantidad de escombros y chatarras dentro de la subestación, al igual que una unidad de transformación móvil dañada (explosión) que no se ha retirado de la subestación, del mismo modo, conexiones no seguras en el patio de equipos, presentando riesgos para los operadores. Condición de la subestación para el 28/11/2012: **crítica**.

Tabla 44: Datos de las líneas de transmisión asociadas a la S/E Guacara I.

LINEAS DE TRANSMISION ASOCIADAS												
N°	ESTADOS	LINEA	ID	NIVEL DE TENSIÓN [kV]	FECHA DE PUESTA EN SERVICIO	LONGITUD DE LÍNEAS [km]	NÚMERO DE CONDUCTOR ES POR FASE	COMPOSICIÓN DEL CONDUCTOR	CALIBRE DEL CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL CONDUCTOR [A]	TIPO Y CONFIGURACIÓN DE LA TORRE	PROM. DEL ANCHO DE LA SERVIDUMBRE [m]
1	CARABOBO	GUACARA I - SANTA CLARA T1	GUAC1-STC T1	115	1987	17	1	ACAR	350 (12/7)	550	VERTICAL - CELOSÍA	20
2	CARABOBO	GUACARA I - SANTA CLARA T2	GUAC1-STC T2	115	1987	17	1	ACAR	350 (12/7)	550	VERTICAL - CELOSÍA	20
3	CARABOBO	T-OFF POLAR	TPOL	115	1987	13.4	1	ACAR	350 (12/7)	550	VERTICAL - CELOSÍA	20
4	CARABOBO	CARABOBO - GUACARA I T1	CAR-GUAC1 T1	115	1987	10	1	ACAR	350 (12/7)	550	VERTICAL - CELOSÍA	20
5	CARABOBO	CARABOBO - GUACARA I T2	CAR-GUAC1 T2	115	1987	10	1	ACAR	350 (12/7)	550	VERTICAL - CELOSÍA	20

6	CARABOBO	GUACARA II - GUACARA I	GUAC2-GUAC1	115	1987	4	1	ACAR	350 (12/7)	550	TRIANGULAR - CELOSÍA	20
7	CARABOBO	SAN DIEGO - GUACARA I	SND-GUAC1	115	1987	8	1	ACSR	336,4 (12/7)	520	TRIANGULAR - CELOSÍA	20

Tabla 45: Datos de los transformadores de la S/E Guacara I.

DATOS DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES													
N°	SUBESTACIÓN	TIPO		ID	NIVELES DE TENSIÓN [kv/kv]	AÑO DE FABRICACIÓN	MARCA	MODELO	SERIAL	CAPACIDAD NOMINAL [MVA]	IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO	TIPO DE ENFRIAMIENTO	OBSERVACIONES
		TX	ATX										
1	GUACARA I	X		T1	115/13,8	1982	TOSHIBA	PP / 0710	820900114	30	10.37%	ONAF	TRAFO SOBRECARGADO HASTA UN (10 -15) % MAS DE SU CORRIENTE NOMINAL (1200 A). TERMOGRAFÍA HECHA AL TRAFO REVELO DIVERSOS PUNTOS CALIENTES
2	GUACARA I	X		T2	115/13,8	1982	TOSHIBA	PP / 0710	820900115	30	10.41%	ONAF	TRAFO SOBRECARGADO HASTA UN (10 -15) % MAS DE SU CORRIENTE NOMINAL (1200 A). TERMOGRAFÍA HECHA AL TRAFO REVELO DIVERSOS PUNTOS CALIENTES.
3	GUACARA I	X		T3	115/34,5	1987	BBC	TD34	30372	30	12.1%	ONAF	----
4	GUACARA I	X		T4	115/34,5	2012	EFACEC	---	C0448A	36	11.0%	ONAF	UNIDAD NUEVA INSTALADA EN MARZO 2012

Tabla 46: Datos de los interruptores de la S/E Guacara I.

DATOS DE LOS INTERRUPTORES ASOCIADOS																
N°	SUBESTACIÓN	ID DEL INTERRUPTOR	AÑO DE FABRICACIÓN	MARCA	MODELO	EQUIPO ASOCIADO				TENSIÓN NOMINAL [kV]	CORRIENTE NOMINAL (A)	CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN [kA]	BIL [kV]	MEDIO DE EXTINCIÓN	MECANISMO DE ACCIONAMIENTO	OBSERVACIONES
						TX	L	B	R/C							
1	GUACARA I	H-110	1981	BBC	ELF 123 NLA	X				115	1500	6,71	650	SF6	HIDRAULICO	PRESION BAJA DE SF6
2	GUACARA I	H-210	1981	BBC	ELF 123 NLA	X				115	1500	6,71	650	SF6	HIDRAULICO	PRESION BAJA DE SF6
3	GUACARA I	H-310	1977	ISODEL	HPF 51182F	X				115	2500	8500	650	ACEITE	RESORTE	----
4	GUACARA I	H-410	1977	ISODEL	HPF 51182F	X				115	2500	8500	650	ACEITE	RESORTE	----
5	GUACARA I	H-105	1981	MITSUBISHI	100-SSM32A		X			115	1250	6200	650	SF6	HIDRAULICO	----
6	GUACARA I	H-205	1977	ASEA	HLR 125/1252D		X			123	1250	62,5	650	SF6	RESORTE	----
7	GUACARA I	H-305	1976	SIEMENS	H801-110/800-		X			110/152	800	53/47	650	ACEITE	RESORTE	----
8	GUACARA I	H-405	1976	SIEMENS	H801-		X			110/152	800	53/47	650	ACEITE	RESORTE	PROBLEMAS CON EL

					110/800-400EG										COMPRESOR DE GAS. REQUIERE CAMBIO
9	GUACARA I	H-505	1976	SIEMENS	H801-110/800-400EG	X		110/152	800	53/47	650	ACEITE	RESORTE	----	
10	GUACARA I	H-605	1976	SIEMENS	H801-110/800-400EG	X		110/152	800	53/47	650	ACEITE	RESORTE	----	

Tabla 47.1: Datos de las protecciones de la S/E Guacara I.

DATOS DE LAS PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN													
N°	SUBESTACIÓN	ELEMENTO PROTEGIDO		ID	PROTECCIÓN PRIMARIA O PRINCIPAL								
		B	L		ANSI	MARCA	MODELO	TIPO	AÑO DE FABRICACIÓN	CONDICIÓN ACTUAL	AJUSTES		
1	GUACARA I		X	SANTA CLARA # 2 H-405	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	N1: 60,N2: 42, N3:23, T1:0.0, T2:0.4, T3:1.5, K0:0.7, C:1, WL: 0.48, IE:4, IB: 0.8		
2	GUACARA I		X	SANTA CLARA # 1 H-305	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	N1: 60,N2: 42, N3:23, T1:0.0, T2:0.4, T3:1.5, K0:0.7, C:1, WL: 0.48, IE:4, IB: 0.8		
3	GUACARA I		X	CARAB #2 H-205	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	N1: 80, N2: 69, N3:25, T1:0.0, T2:0.3, T3:1, K0:0.7, C:1 WL: 0.48, IE:4, IB: 0.8		
4	GUACARA I		X	CARAB #1 H-105	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	N1: 80, N2: 69, N3:25, T1:0.0, T2:0.3, T3:1, K0:0.7, C:1 WL: 0.48, IE:4, IB: 0.8		
5	GUACARA I		X	GUAC II H-505	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	FUERA DE SERVICIO	-----		
6	GUACARA I		X	SAN DIEGO H-605	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	N1: 73, N2:52, N3:40, T1:0.0, T2:0.3, T3:1.2, K0:0.7, C:1, WL: 0.24, IE:3, IB: 0.6		

Tabla 47.2: Datos de las protecciones de la S/E Guacara I (continuación).

DATOS DE LAS PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN (CONTINUACIÓN)								
N°	RTC MODELO DE TC	RTP MODELO DE TP	FUNCIÓN DE REENGANCHE		ESQUEMA DE TELEPROTECCIONES		CONDICIÓN OPERATIVA DEL TABLERO	
			DISPONE	CONDICIÓN ACTUAL	DISPONE	CONDICIÓN ACTUAL	ESTADO GENERAL	OBSERVACIONES
1	600/5	(115000/V3) / (110/V3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	REGULAR	TP INSTALADO EN MAYO 2012 (MARCA AREVA). PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO
2	300/5	(115000/V3) / (110/V3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO
3	300/5	(115000/V3) / (110/V3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO
4	300/5	(115000/V3) / (110/V3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO
5	800/5	(115000/V3) / (110/V3)	NO	UNIDAD EXTRAIDA DEL TABLERO	NO	----	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO
6	800/5	(115000/V3) / (110/V3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO

[S/E MORÓN]

Tabla 48: Datos de la S/E Morón.

DATOS DE LA S/E MORÓN									
SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN [kV]	CONFIGURACIÓN	CANTIDAD	CANTIDAD	NIVEL DE CORTOCIRCUITO [kA]	SUPERVISIÓN	COORDENADAS		
			DESALIDA	DELLEGADA					
			OPERATIVA	OPERATIVA					
			RESEA	RESEA					

Tabla 51: Datos de los interruptores de la S/E Morón.

DATOS DE LOS INTERRUPTORES ASOCIADOS															
N°	SUBESTACIÓN	ID DEL INTERRUPTOR	AÑO DE FABRICACIÓN	MARCA	MODELO	EQUIPO ASOCIADO				TENSIÓN NOMINAL [kV]	CORRIENTE NOMINAL [kA]	CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN [kA]	BIL [kV]	MEDIO DE EXTINCIÓN	MECANISMO DE ACCIONAMIENTO
						TX	L	B	R/C						
1	MORÓN	H-110	1977	ISODEL	HPF 5118/2F	X				123	1250	31.5	650	ACEITE	RESORTE
2	MORÓN	H-210	1977	ISODEL	HPF 5118/2F	X				123	1250	31.5	650	ACEITE	RESORTE
3	MORÓN	H-105	1979	ISODEL	HPF51/2F		X			123	1250	31.5	650	ACEITE	RESORTE
4	MORÓN	H-205	1979	ISODEL	HPF51/2F		X			123	1250	31.5	650	ACEITE	RESORTE
5	MORÓN	H-305	2001	ALSTOM	GL312F1		X			145	3150	31.5	650	SF6	HIDRAULICO
6	MORÓN	H-130	1979	ISODEL	HPF51/2F			X		123	1250	31.5	650	ACEITE	RESORTE
7	MORÓN	H-405	2012	SIEMENS	3AP1FG		X			115	3150	40	650	SF6	MECANICO
8	MORÓN	H-505	2001	ALSTOM	GL312F1		X			145	3150	40	650	SF6	HIDRAULICO

Tabla 52.1: Datos de las protecciones de la S/E Morón.

DATOS DE LAS PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN											
N°	SUBESTACIÓN	ELEMENTO PROTEGIDO		ID	PROTECCIÓN PRIMARIA O PRINCIPAL						
		B	L		ANSI	MARCA	MODELO	TIPO	AÑO DE FABRICACIÓN	CONDICIÓN ACTUAL	AJUSTES
1	MORÓN		X	PTA CENT #1 H-105	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	N1: 110,N2: 75, N3:33, T1:0.0, T2:0.4, T3:1.5, K0:0.7, C:1, WL: 0.48, IE:3, IB: 06
2	MORÓN		X	PTA CENT #2 H-205	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	N1: 110,N2: 75, N3:33, T1:0.0, T2:0.4, T3:1.5, K0:0.7, C:1, WL: 0.48, IE:3, IB: 06
3	MORÓN		X	TUCAC #1 H-305	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	N1: 86, N2: 57, N3:39, T1:0.0, T2:0.3, T3:1, K0:0.7, C:0.5, WL:0.48, IE:4, IB: 0.8
4	MORÓN		X	CARBO H-405	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	N1: 64, N2: 42, N3:20, T1:0.0, T2:0.3, T3:1, K0:0.7, C:0.5, WL: 0.96, IE:4, IB: 0.8
5	MORÓN		X	TUCAC #2 H-505	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	N1: 86, N2: 57, N3:39, T1:0.0, T2:0.3, T3:1, K0:0.7, C:0.5, WL:0.48, IE:4, IB: 0.8

Tabla 52.2: Datos de las protecciones de la S/E Morón (continuación).

DATOS DE LAS PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN								
N°	RTC MODELO DE TC	RTP MODELO DE TP	FUNCIÓN DE REENGANCHE		ESQUEMA DE TELEPROTECCIONES		CONDICIÓN OPERATIVA DEL TABLERO	OBSERVACIONES
			DISPONE	CONDICIÓN ACTUAL	DISPONE	CONDICIÓN ACTUAL	ESTADO GENERAL	
1	750/5	(115000/V3) / (110/V3)	SI	DESHABILITADA	SI	HABILITADA	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO
2	750/5	(115000/V3) / (110/V3)	SI	DESHABILITADA	SI	HABILITADA	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO

3	750/5	(115000/v3) / (110/v3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO
4	750/5	(115000/v3) / (110/v3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO
5	750/5	(115000/v3) / (110/v3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO

[S/E PLANTA CENTRO]

Tabla 53: Datos de la S/E Planta Centro.

DATOS DE LA S/E PLANTA CENTRO							
SUBESTACIÓN	NIVELES DE TENSION [kV]	CONFIGURACIÓN	CANTIDAD	CANTIDAD	NIVEL DE CORTOCIRCUITO [pico [kA]	SUPERVISIÓN	COORDENADAS
			DESALIDADAS OPERATIVA	DELEGADA			
			RESERVA	RESERVA			

2	CARABOBO	PLANTA CENTRO - PETROQUÍMICA T2	PC-PTQ T2	115	1980	17	1	ACSR	336,4	520		VERTICAL – CELOSÍA	20
3	CARABOBO	PLANTA CENTRO - GUAPARO	PC-GUA	115	1982	45.04	1	ACSR	336,4	520		VERTICAL – CELOSÍA	20
4	CARABOBO	PLANTA CENTRO - MORON T1	PC-MOR T1	115	1982	8	1	ACSR	336,4	520		VERTICAL – CELOSÍA	20
5	CARABOBO	PLANTA CENTRO - MORON T2	PC-MOR T2	115	1982	8	1	ACSR	336,4	520		VERTICAL - CELOSÍA	20
6	CARABOBO - YARACUY	PLANTA CENTRO - CARBONERO	PC-CARBO	115	1982	50.27	1	ACSR	336,4	520		VERTICAL – CELOSÍA	20
7	CARABOBO	VALLE SECO - PLANTA CENTRO	VS-PC	115	1982	13	1	ACSR	336,4	520		VERTICAL – CELOSÍA	20
8	CARABOBO	PLANTA CENTRO- CORPOVEN T1	PC-CORP T1	115	1982	1	1	ACSR	336,4	520		VERTICAL – CELOSÍA	20
9	CARABOBO	PLANTA CENTRO - CORPOVEN T2	PC-CORP T2	115	1982	1	1	ACSR	336,4	520		VERTICAL – CELOSÍA	20

Tabla 55: Datos de los transformadores de la S/E Planta Centro.

DATOS DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES													
N°	SUBESTACIÓN	TIPO		ID	NIVELES DE TENSIÓN [kv/kv]	AÑO DE FABRICACIÓN	MARCA	MODELO	SERIAL	CAPACIDAD NOMINAL [MVA]	IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO	TIPO DE ENFRIAMIENTO	OBSERVACIONES
		TX	ATX										
1	PLANTA CENTRO		X	AT1 - R	400/230/34,5	1977	MITSUBISHI	HE10486	7731960106	150	5,01%	FOA	----
2	PLANTA CENTRO		X	AT1 - S	400/230/34,5	1974	SAVIGLIANO	----	60823	150	5,42%	FOA	SUSTITUIRAN ESTA UNIDAD EN EL PRIMER TRIMESTRE DE 2013
3	PLANTA CENTRO		X	AT1 - T	400/230/34,5	1982	TOSHIBA	E-3582798	82900055	150	4,93%	FOA	----
4	PLANTA CENTRO		X	RESERVA	400/230/34,5	1974	SAVIGLIANO	----	60844	150	5,47%	FOA	----
5	PLANTA CENTRO		X	RESERVA	400/230/34,5	1977	MITSUBISHI	HE10486	7731960101	150	5,10%	FOA	----
6	PLANTA CENTRO		X	RESERVA	400/230/34,5	1977	MITSUBISHI	HE10486	7731960103	150	5,11%	FOA	----
7	PLANTA CENTRO		X	RESERVA	400/230/34,5	1977	MITSUBISHI	HE10486	7731960102	150	5,12%	FOA	----
8	PLANTA CENTRO		X	AT1	230/115	1977	MITSUBISHI	CUB-MRD	565699	100	7,49%	FOA	SE SUSTITUIRA POR TRAFOS DE 200 MVA EN EL 2013
9	PLANTA CENTRO		X	AT2	230/115	1983	FUJI	RPK-26407	AE69039T1	100	7,49%	FOA	E SUSTITUIRA POR TRAFOS DE 200 MVA EN EL 2013
10	PLANTA CENTRO		X	AT3	230/115	1977	MITSUBISHI	CUB-MRD	566008	100	7,37%	FOA	E SUSTITUIRA POR TRAFOS DE 200 MVA EN EL 2013
11	PLANTA CENTRO		X	AT4	230/115	1982	FUJI	RPK-26407	AD69063T2-1	100	7,49%	FOA	E SUSTITUIRA POR TRAFOS DE 200 MVA EN EL 2013
12	PLANTA CENTRO	X		T1	115/13,8	1969	PAUWELS TRAFO	----	7437035	10	8.35%	FOA	----

Tabla 56: Datos de los interruptores de la S/E Planta Centro.

DATOS DE LOS INTERRUPTORES ASOCIADOS																
N°	SUBESTACIÓN	ID DEL INTERRUPTOR	AÑO DE FABRICACIÓN	MARCA	MODELO	EQUIPO ASOCIADO				TENSIÓN NOMINAL [kV]	CORRIENTE NOMINAL [A]	CAPACIDAD DE INTERRUPTIÓN [kA]	BIL [kV]	MEDIO DE EXTINCIÓN	MECANISMO DE ACCIONAMIENTO	OBSERVACIONES
						TX	L	B	R/C							
1	PLANTA CENTRO	H-130	2012	SIEMENS	3AP1-F6			X		115	3150	40	650	SF6	MANDO MOTOR	----
2	PLANTA CENTRO	H-110	1977	BBC	ELF 123 NC1Z	X				115	2000	30.2	650	SF6	AIRE COMPRIMIDO	----
3	PLANTA CENTRO	H-180	1977	BBC	ELF 123 NC1Z	X				115	2000	30.2	650	SF6	AIRE COMPRIMIDO	----
4	PLANTA CENTRO	H-105	1991	AEG	SI-145		X			115	3150	31,5	650	SF6	AIRE COMPRIMIDO	----
5	PLANTA CENTRO	H-205	1993	ABB	HPL-145 A1		X			145	3150	50	650	SF6	MANDO MOTOR	---
6	PLANTA CENTRO	H-305	2011	ALSTOM	GL312F1		X			145	3150	40	650	SF6	MANDO MOTOR	---
7	PLANTA CENTRO	H-280	1985	BBC	ELF-123 NC1Z	X				123	2000	30,2	550	SF6	AIRE COMPRIMIDO	---
8	PLANTA CENTRO	H-120	1977	BBC	ELF-123 NC1Z			X		115	2000	30.2	650	SF6	AIRE COMPRIMIDO	---
9	PLANTA CENTRO	H-380	1977	BBC	ELF-123 NC1Z	X				115	2000	30.2	650	SF6	AIRE COMPRIMIDO	---
10	PLANTA CENTRO	H-405	2012	SIEMENS	3AP1-F6		X			115	3150	40	650	SF6	MANDO MOTOR	---
11	PLANTA CENTRO	H-505	---	---	---		X			---	---	---	---	---	---	NO HAY INTERRUPTOR EN LA S/E, LAS LINEAS A PETROQUIMICA ESTAN FUERA DE SERVICIO
12	PLANTA CENTRO	H-605	1977	BBC	ELF-123 NC1Z		X			115	2000	30.2	650	SF6	AIRE COMPRIMIDO	LINEAS A PETROQUIMICA ESTAN FUERA DE SERVICIO
13	PLANTA CENTRO	H-705	1979	BBC	ELF-123 NC1Z		X			115	2000	30,2	650	SF6	AIRE COMPRIMIDO	---
14	PLANTA CENTRO	H-805	1977	BBC	ELF-123 NC1Z		X			115	2000	30.2	650	SF6	AIRE COMPRIMIDO	SE CAMBIARA, DEBIDO A BAJA PRESION DE SF6 DETECTADO
15	PLANTA CENTRO	H-905	1993	ABB	HPL-145 A1		X			145	3150	50	650	SF6	MANDO MOTOR	---
16	PLANTA CENTRO	H-480	1977	BBC	ELF-123 NC1Z		X			115	2000	30.2	650	SF6	AIRE COMPRIMIDO	---

Tabla 57.1: Datos de las protecciones de la S/E Planta Centro.

DATOS DE LAS PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN															
---------------------------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

N°	SUBESTACIÓN	ELEMENTO PROTEGIDO		ID	PROTECCIÓN PRIMARIA O PRINCIPAL						
		B	L		ANSI	MARCA	MODELO	TIPO	AÑO DE FABRICACIÓN	CONDICIÓN ACTUAL	AJUSTES
1	PLANTA CENTRO		X	CARBO H-105	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	N1: 90, N2: 64, N3: 33, T1: 0.0, T2: 0.4, T3: 1.5, K0: 0.7, C: 1, WL: 2.4, IE: 4, IB: 0.8
2	PLANTA CENTRO		X	CORPO #1 H-205	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	NO DISPONIBLES
3	PLANTA CENTRO		X	VAL SECO H-305	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	N1: 72, N2: 48, N3: 13, T1: 0.0, T2: 0.3, T3: 1, K0: 0.7, C: 1, WL: 2.4, IE: 4, IB: 0.8
4	PLANTA CENTRO		X	GUAPARO H-405	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	N1: 60, N2: 43, N3: 32, T1: 0.0, T2: 0.3, T3: 1, K0: 0.7, C: 1, WL: 2.4, IE: 4, IB: 0.8
5	PLANTA CENTRO		X	PETRO #2 H-505	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	FUERA DE SERVICIO	NO OPERATIVO: N1: 79, N2: 52, N3: 31, T1: 0.0, T2: 0.4, T3: 1.5, K0: 0.7, C: 1, WL: 2.4, IE: 4, IB: 0.8
6	PLANTA CENTRO		X	PETRO #1 H-605	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	FUERA DE SERVICIO	NO OPERATIVO: N1: 99, N2: 63, N3: 38, T1: 0.0, T2: 0.4, T3: 1.5, K0: 0.7, C: 1, WL: 2.4, IE: 4, IB: 0.8
7	PLANTA CENTRO		X	MORON #2 H-705	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	N1: 99, N2: 75, N3: 13, T1: 0.0, T2: 0.4, T3: 1.5, K0: 0.7, C: 1, WL: 2.4, IE: 4, IB: 0.8
8	PLANTA CENTRO		X	MORON #1 H-805	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	N1: 86, N2: 57, N3: 39, T1: 0.0, T2: 0.3, T3: 1, K0: 0.7, C: 0.5, WL: 0.48, IE: 0.8, IB: 0.8
9	PLANTA CENTRO		X	CORO #2 H-905	21	BBC	LZ32	ELECTRO-MECÁNICA	1974	EN SERVICIO	NO DISPONIBLES

Tabla 57.2: Datos de las protecciones de la S/E Planta Centro (continuación).

DATOS DE LAS PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN (CONTINUACIÓN)									
N°	RTC MODELO DE TC	RTP MODELO DE TP	FUNCIÓN DE REENGANCHE		ESQUEMA DE TELEPROTECCIONES		CONDICIÓN OPERATIVA DEL TABLERO		OBSERVACIONES
			DISPONE	CONDICIÓN ACTUAL	DISPONE	CONDICIÓN ACTUAL	ESTADO GENERAL		
1	500/1	(115000/V3) / (110/V3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO.	
2	500/1	(115000/V3) / (110/V3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO.	
3	500/1	(115000/V3) / (110/V3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO SE CAMBIARON POR LAS PROTECCIONES NUMERICAS (SIEMENS). LOS TABLEROS NUEVOS YA SE ENCONTRABAN EN LA S/E	
4	500/1	(115000/V3) / (110/V3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	REGULAR	PROTECCIONES YA CUMPLIERON SU CICLO OPERATIVO	
5	500/1	(115000/V3) / (110/V3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	REGULAR	NO OPERATIVO DEBIDO A QUE LA LÍNEA ESTA	

4	CARABOBO	GUACARA I - SANTA CLARA T2	GUAC1-STC T2	115	1987	17	1	ACSR	350	550	VERTICAL – CELOSÍA	20
5	CARABOBO	T-OFF POLAR	TPOL	115	1987	0,6	1	ACSR	350	550	VERTICAL - CELOSÍA	20

Tabla 60: Datos de los transformadores de la S/E Santa Clara.

DATOS DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES													
N°	SUBESTACIÓN	TIPO		ID	NIVELES DE TENSIÓN [kV/kV]	AÑO DE FABRICACIÓN	MARCA	MODELO	SERIAL	CAPACIDAD NOMINAL [MVA]	IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO	TIPO DE ENFRIAMIENTO	OBSERVACIONES
		TX	ATX										
1	SANTA CLARA	X		T1	115/34,5	2006	SIEMENS	TLSN 7651	185580	36	9.68%	ONAF	----
2	SANTA CLARA	X		T2	115/13,8	1976	MITSUBISHI	CUB MRD	564781	30	14.78%	FAO	REEMPLAZO DE LA UNIDAD POR UN TRAFEO DE 36 MVA (EFACEC). LA UNIDAD SE ENCUENTRA EN LA S/E PERO NO SE HA INSTALADO DEBIDO A LA IMPORTANCIA DE LA CARGA QUE MANEJA LA UNIDAD ACTUALMENTE CONECTADA.
3	SANTA CLARA	X		T3	115/34,5	2010	EFACEC	----	C-0459A	36	10.1%	ONAF	----

Tabla 61: Datos de los interruptores de la S/E Santa Clara.

DATOS DE LOS INTERRUPTORES ASOCIADOS															
N°	SUBESTACIÓN	ID DEL INTERRUPTOR	AÑO DE FABRICACIÓN	MARCA	MODELO	EQUIPO ASOCIADO				TENSIÓN NOMINAL [kV]	CORRIENTE NOMINAL [A]	CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN [kA]	BIL [kV]	MEDIO DE EXTINCIÓN	MECANISMO DE ACCIONAMIENTO
						T	L	B	R/C						
1	SANTA CLARA	H-105	2012	SIEMENS	3AP1-FG		X			115	3150	40	650	SF6	MANDO MOTOR
2	SANTA CLARA	H-205	2012	SIEMENS	3AP1-FG		X			115	3150	40	650	SF6	MANDO MOTOR
3	SANTA CLARA	H-305	2012	SIEMENS	3AP1-FG		X			115	3150	40	650	SF6	MANDO MOTOR
4	SANTA CLARA	H-405	2012	SIEMENS	3AP1-FG		X			115	2500	40	650	SF6	MANDO MOTOR
5	SANTA CLARA	H-110	1979	ISODEL	HPF51/2F	X				115	2500	40	650	ACEITE	RESORTE
6	SANTA CLARA	H-210	1979	ISODEL	HPF51/2F	X				115	2500	40	650	ACEITE	RESORTE
7	SANTA CLARA	H-310	1979	ISODEL	HPF51/2F	X				115	2800	40	650	ACEITE	RESORTE

Tabla 62.1: Datos de las protecciones de la S/E Santa Clara.

DATOS DE LAS PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN												
N°	SUBESTACIÓN	ELEMENTO PROTEGIDO		ID	PROTECCIÓN PRIMARIA O PRINCIPAL							AJUSTES
		B	L		ANSI	MARCA	MODELO	TIPO	AÑO DE FABRICACIÓN	CONDICIÓN ACTUAL		

CATEGORIA	CANTIDAD	DESCRIPCION	UNIDAD		VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL	OBSERVACIONES
			UNIDAD	CANTIDAD			
MATERIALES	11538	BARRA PRINCIPAL CON BARRA DE TRNASFERENCIA	kg	2	2	6.12	56° 97' 00" E

Tabla 64: Datos de las líneas de transmisión asociadas a la S/E Tucacas.

LINEAS DE TRANSMISION ASOCIADAS													
N°	ESTADOS	LINEA	ID	NIVEL DE TENSION [kV]	FECHA DE PUESTA EN SERVICIO	LONGITUD DE LINEAS [km]	NÚMERO DE CONDUCTOR ES POR FASE	COMPOSICIÓN DEL CONDUCTOR	CALIBRE DEL CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL CONDUCTOR [A]	LÍMITE OPERATIVO [MVA]	TIPO Y CONFIGURACIÓN DE LA TORRE	PROM. DEL ANCHO DE LA SERVIDUMBRE [m]
1	CARABOBO - FALCÓN	MORON - TUCACAS L1	MOR-TUC L1	115	2005	40	1	ACSR	336,4	520		VERTICAL - CELOSÍA	20
2	CARABOBO - FALCÓN	MORON - TUCACAS L2	MOR-TUC L2	115	1983	40	1	ACSR	336,4	520		VERTICAL - CELOSÍA	20
3	FALCÓN	TUCACAS - YARACAL L1	TUC-YAR L1	115	2005	25	1	ACSR	336,4	520		VERTICAL - CELOSÍA	20
4	FALCÓN	TUCACAS - YARACAL L2	TUC-YAR L2	115	1983	25	1	ACSR	336,4	520		VERTICAL - CELOSÍA	20
5	FALCÓN	T - OFF CHICHIRIVICHE	T-OFF CHICHIR	115	2005	13	1	ACSR	336,4	520		VERTICAL - CELOSÍA	20

Tabla 65: Datos de los transformadores de la S/E Tucacas.

DATOS DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES													
N°	SUBESTACIÓN	TIPO		ID	NIVELES DE TENSION (KV/KV)	AÑO DE FABRICACIÓN	MARCA	MODELO	SERIAL	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO	TIPO DE ENFRIAMIENTO	OBSERVACIONES
		TX	ATX										
1	TUCACAS	X		T1	115/13.8	2003	ABB	TPAV42000	745-01	36	11.46%	ONAF	---
2	TUCACAS	X		T2	115/13.8	2003	ABB	TPAV42000	745-03	36	11.32%	ONAF	---
3	TUCACAS	X		T3	115/34.5	2003	ABB	TPAV42000	745-04	36	11.96%	ONAF	---

Tabla 66: Datos de los interruptores de la S/E Tucacas.

DATOS DE LOS INTERRUPTORES ASOCIADOS															
N°	SUBESTACIÓN	ID DEL INTERRUPTOR	AÑO DE FABRICACIÓN	MARCA	MODELO	EQUIPO ASOCIADO				TENSION NOMINAL [kV]	CORRIENTE NOMINAL [A]	CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN [kA]	BIL [kV]	MEDIO DE EXTINCIÓN	MECANISMO DE ACCIONAMIENTO
						TX	L	B	R/C						
1	TUCACAS	H-105	2003	ABB	LTB145D1/B		X			115	3150	40	650	SF6	HIDRAULICO
2	TUCACAS	H-205	2003	SIEMENS	3AP1-FG		X			123	2500	31.5	550	SF6	MANDO MOTOR
3	TUCACAS	H-305	2003	ABB	LTB145D1/B		X			115	3150	40	650	SF6	HIDRAULICO
4	TUCACAS	H-405	2003	ABB	LTB145D1/B		X			115	3150	40	650	SF6	HIDRAULICO
5	TUCACAS	H-110	2006	ABB	LTB145D1/B			X		115	3150	40	650	SF6	HIDRAULICO
6	TUCACAS	H-210	2006	ABB	LTB145D1/B			X		115	3150	40	650	SF6	HIDRAULICO
7	TUCACAS	H-130	2006	AREVA	GL312F1			X		145	3150	40	650	SF6	HIDRAULICO

Tabla 67.1: Datos de las protecciones de la S/E Tucacas.

DATOS DE LAS PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN											
N°	SUBESTACIÓN	ELEMENTO PROTEGIDO		ID	PROTECCIÓN PRIMARIA O PRINCIPAL						
		B	L		ANSI	MARCA	MODELO	TIPO	AÑO DE FABRICACIÓN	CONDICIÓN ACTUAL	AJUSTES
1	TUCACAS		X	YAR-CHI #1 H-105	21	SIEMENS	7S52A	NUMERICO	2012	EN SERVICIO	NO DADOS
2	TUCACAS		X	YARAC #2 H-205	21	SIEMENS	7S52A	NUMERICO	2012	NO ESTA EL TABLERO	NO DISPONIBLE
3	TUCACAS		X	MORON #2 H-305	21	SIEMENS	7S52A	NUMERICO	2012	NO HAY RELÉ	N1: 86, N2: 57, N3:39, T1:0.0, T2:0.3, T3:1, K0:0.7, C:1, WL: 0.48, IE:4, IB: 0.8
4	TUCACAS		X	MORON #1 H-405	21	SIEMENS	7S52A	NUMERICO	2012	EN SERVICIO	N1: 86, N2: 57, N3:39, T1:0.0, T2:0.3, T3:1, K0:0.7, C:1, WL: 0.48, IE:4, IB: 0.8

Tabla 67.2: Datos de las protecciones de la S/E Tucacas (continuación).

DATOS DE LAS PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN (CONTINUACIÓN)									
N°	RTC MODELO DE TC	RTP MODELO DE TP	FUNCIÓN DE REENGANCHE		ESQUEMA DE TELEPROTECCIONES		CONDICIÓN OPERATIVA DEL TABLERO		OBSERVACIONES
			DISPONE	CONDICIÓN ACTUAL	DISPONE	CONDICIÓN ACTUAL	ESTADO GENERAL		
1	600/5	(115000/v3) / (110/v3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	EXCELENTE		PROTECCIONES NUEVAS
2	600/5	(115000/v3) / (110/v3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	EXCELENTE		PROTECCIONES NUEVAS. FALTA EL MODULO DE PROT. PRINCIPAL
3	600/5	(115000/v3) / (110/v3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	EXCELENTE		PROTECCIONES NUEVAS
4	600/5	(115000/v3) / (110/v3)	SI	DESHABILITADA	NO	----	EXCELENTE		PROTECCIONES NUEVAS

[Leyendas aplicadas a las Tablas utilizadas]

Tabla 68: Leyenda datos de la subestación.

DATOS DE LA SUBESTACIÓN

Municipio: Indicar la ubicación municipal de la subestación. Ej: Municipio Guacara.

Subestación: Indicar el nombre de la subestación. Ej: Arenosa, Planta centro.

Niveles de Tensión (kV): Indicar los niveles de tensión de la subestación en kV. Ej: 400/230/115.

Año de puesta en servicio: Indicar el año de puesta en servicio de la subestación. Ej: 2010/2011.

Capacidad Nominal / Operativa (MVA/MVA): Indicar la capacidad nominal y operativa de la subestación en MVA. Ej: 300/250

Configuración: Indicar tipo de configuración de la subestación. Ej: Interruptor y medio, anillo, doble barra, entre otros.

Tipo de construcción: Indicar el tipo de la subestación. Ej: Intemperie, Interior, Encapsulada.

Cantidad de salidas operativas / de reserva: Indicar la cantidad de salidas operativas y de reserva de la subestación por niveles de tensión. Ej: 4:230 / 3:115

Cantidad de llegadas operativas / de reserva: Indicar la cantidad de llegadas operativas y de reserva de la subestación por niveles de tensión. Ej: 4:230 / 3:115

Nivel de Cortocircuito (kA): Indicar la máxima corriente en kA que puede ser soportada por los equipos de la subestación. Ej: 20 kA
Supervisión: Indicar el tipo de a supervisión Ej: Atendida, Desatendida.
Coordenadas: Indicar las coordenadas de la subestación. Ej: 351495 E 6233158 N
Observaciones: Indicar cualquier otro detalle importante. Ej: Transformadores de reserva, entre otros.
Espacios en Blanco o con la simbología ----: El ítem no es aplicable, o se desconoce la información.

Tabla 69: Leyenda datos de las líneas de transmisión asociadas a la subestación.

DATOS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Estado: Indicar la ubicación geopolítica de la línea. Ej: Estado Lara.
Nombre: Indicar el nombre de la Línea. Ej: Cuatricentenario-Trinidad.
ID: Indicar la identificación de la línea. Ej: MOR-B.VISTA
Niveles de Tensión (kV): Indicar los niveles de tensión de la línea en kV. Ej: 400/230/115.
Fecha de Puesta en Servicio: Indicar el año de Puesta en servicio de la Línea. Ej: 2010.
Longitud de Líneas (km): Distancia del recorrido de la línea
Total: Sumatoria de longitud de líneas Aérea, Sublacustre y Subterránea
Número de Conductores por Fase: Indicar el número de conductores por fase.
Composición del Conductor: Indicar la composición del conductor. Ejem: ACSR, ACAR, etc.
Calibre del Conductor: Indicar el calibre del conductor. Ejem: 4/0, 3/0, 500 MCM, etc.
Capacidad de Corriente del Conductor (Amp): Indicar la capacidad de corriente del conductor en Ampere.
Límite Operativo de Emergencia (MVA): Indicar el límite operativo de emergencia en MVA.
Promedio del Ancho de la Servidumbre (metros): Indicar el ancho promedio de servidumbre en metros.
N° de caminos de accesos: Indicar el número de caminos de acceso.
Observaciones: Indicar cualquier otro detalle importante.
Espacios en Blanco o con la simbología ----: El ítem no es aplicable, o se desconoce la información.

Tabla 70: Leyenda datos de los transformadores de la subestación.

DATOS DE LOS TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

Subestación: Indicar el nombre de la subestación. Ej: Arenosa, Planta centro.
Tipo: Marcar con una "X" en caso de ser un transformador o un autotransformador.
ID: Indicar el código de identificación del equipo.
Niveles de Tensión (kV/kV): Indicar los niveles de tensión del transformadores o autotransformadores en kV. Ej: 230/115.
Año de Fabricación: Indicar el año de fabricación del equipo. Ej: 2010/2011
Año de Instalación: Indicar el año de instalación del equipo. Ej: 2010/2011
Marca: Indicar la marca del equipo.
Modelo: Indicar el modelo del equipo.
Serial: Indicar el serial del equipo.
Capacidad Nominal (MVA): Indicar la capacidad nominal del equipo en MVA.

Impedancia de Cortocircuito: Indicar la impedancia de cortocircuito del equipo en por unidad.
Tipo de Enfriamiento: Indicar el tipo de enfriamiento. Ej: ONAN, ONAF.
Observaciones: Indicar cualquier otro detalle importante.
Espacios en Blanco o con la simbología ---: El ítem no es aplicable, o se desconoce la información.

Tabla 71: Leyenda datos de los interruptores de la subestación.

DATOS DE LOS INTERRUPTORES ASOCIADOS	
Subestación:	Indicar el nombre de la subestación. Ej: Arenosa, Planta centro.
ID del Interruptor:	Indicar el código que identifica al interruptor.
Año de Fabricación:	Indicar el año de fabricación del interruptor. Ej: 2010/2011
Año de Instalación:	Indicar el año de instalación del interruptor. Ej: 2010/2011
Marca:	Indicar la marca del interruptor.
Modelo:	Indicar el modelo del interruptor.
Serial:	Indicar el serial del interruptor.
Equipo asociado:	Indicar con una "X" el equipo asociado al interruptor. -TX: Transformador. -L: Línea. -B: Barra. -R/C: Reactancia o Compensador.
Tensión Nominal (kV):	Indicar la tensión nominal del interruptor en kV.
Corriente Nominal (A):	Indicar la corriente nominal de interruptor en A.
Capacidad de Interrupción (kA):	Indicar la corriente ruptura del interruptor en kA.
BIL (kV):	Indica el nivel básico de aislamiento, expresado en kV.
Medio de Extinción:	Indicar el medio de extinción del equipo. Ej: Aceite, SF6, Vacío.
Mecanismo de Accionamiento:	Indicar el mecanismo de accionamiento del interruptor. Ej: Hidráulico, resorte, neumático
Seccionador:	Indicar las características del seccionador asociado al interruptor: - Marca: Indicar la marca del seccionador asociado al interruptor. - Serial: Indicar el serial del seccionador asociado al interruptor. - Modelo: Indicar el modelo del seccionador asociado al interruptor. - Sistema de Accionamiento: Indicar el tipo de sistema de accionamiento del seccionador. Ej: Mecánico, Motorizado.
Observaciones:	Indicar cualquier otro detalle importante.
Espacios en Blanco o con la simbología ---:	El ítem no es aplicable, o se desconoce la información.

279

Tabla 72: Leyenda datos de las protecciones de la subestación.

DATOS DE LAS PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN	
RTC:	Relación de transformación del Transformador de Corriente.
RTP:	Relación de transformación del Transformador de Potencial.
Función de Reenganche:	Indicar las características de la función de reenganche: - Dispone: Indicar si dispone de la función.

-**Condición Actual:** Indicar la condición actual de la función. Ej: Operativa, Obsoleta, Crítica.

Esquema de teleprotecciones: Indicar las características del sistema de teleprotecciones:

-**Dispone:** Indicar si dispone del sistema.

-**Condición Actual:** Indicar la condición actual del sistema. Ej: Operativo, Obsoleto, Crítico.

Condición Operativa del tablero: Indicar las condiciones operativas del tablero de protecciones:

-**Estado General:** Indicar el estado actual del tablero. Ej: Bueno, regular, crítico.

-**Fecha del último mantenimiento:** Indicar la fecha en que se ejecutó el último mantenimiento.

Observaciones: Indicar cualquier otro detalle importante.

Subestación: Indicar el nombre de la subestación. Ej: Arenosa, Planta Centro.

Elemento protegido: Indicar con una "X" si el elemento protegido es:

-**ATX:** Autotransformador

-**TX:** Transformador.

-**B:** Barra.

-**R/C:** Reactancia o Compensador.

-**L:** Línea.

Protección: Indicar las características de las protecciones primaria o principal y secundaria o de respaldo:

-**ANSI:** Identificar la protección según el código ANSI.

-**Marca:** Indicar la marca de la protección. Ej: ABB, BBC.

-**Modelo:** indicar el modelo del equipo de protección. Ej: REL 513.

-**Tipo:** Indicar el tipo del equipo de protección. Ej: Numérica, Digital, Electromecánica.

-**Año de Fabricación / Instalación:** Indicar el año de fabricación e instalación de las protecciones. Ej: 2010/2011.

-**Condición Actual:** Indicar la condición actual de la protección del equipo. Ej: Operativa, Obsoleta, Crítica.

-**Ajustes:** Indicar los parámetros de ajuste de la protección.

[ANEXO 5]

[Relé de Distancia BBC – LZ32]

El relé de distancia tipo BBC – LZ32, es uno de los dispositivos de vigilancia usado con mayor frecuencia en las líneas de transmisión del SEN, en niveles de tensión de 115kV, 230kV, este relé es operación electromecánica con curva de operación tipo MHO como se puede apreciar a continuación.

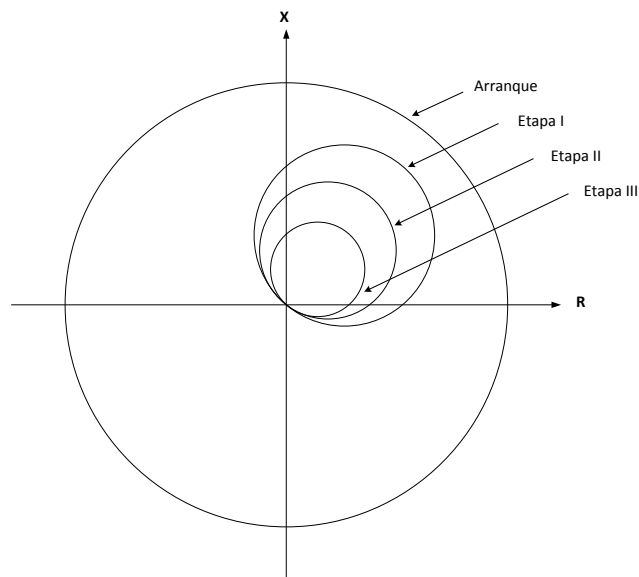


Figura 105: Curva de operación del relé LZ32.

La etapa del relé es el alcance de impedancia y tiempo de operación para cada una de las zonas de protección de la línea de acuerdo con los ajustes de la coordinación.

[Características y Principios de Operación]

1. El relé LZ32 está diseñado para la protección de líneas en sistema de mediana y alta tensión en los cuales, la reactancia de la línea es mayor que la resistencia.

Este relé puede detectar cortocircuitos bifásicos o trifásicos, y fallas monofásicas y polifásicas a tierra, en sistemas sólidamente aterrados, o fallas dobles a tierra en sistemas con neutro aislado o con impedancia de puesta a tierra.

El arranque del LZ32 es a través de la medición de la impedancia o por la corriente suma.

2. Dependiendo del tipo de falla, los valores asociados de voltaje y corriente alimentan el sistema de medición M+PU (SK2-6899) por medio de los contactores CR, CS y CT a través de los relés de impedancia ZR, ZS y ZT.

El valor de la impedancia de arranque de estos relés es infinitamente variable dentro de un rango e independiente de la corriente a valores por encima de 3.5 veces la corriente nominal ($3.5 \cdot I_n$). Para incrementar el rango de protección a bajas corrientes, los relés Z se diseñan de tal manera que la impedancia de arranque a bajas corrientes es mayor que el valor ajustado. Cuando el voltaje cae a cero se comportan como relés de corriente con un valor de arranque de 0.25 veces la corriente nominal ($0.25 \cdot I_n$).

3. La distancia y la dirección es determinada en una unidad, y comprende la impedancia réplica M, el relé comparador de fase PU y el transformador igualador HG8.

Este sistema hace capas a las circunferencias que se obtienen en la característica de disparo R-X, los puntos centrales y los radios dependen del tipo de falla y de la impedancia de la fuente, pero son severamente afectados por la corriente de falla. Sin embargo, los cambios de la frecuencia no afectan las mediciones.

La impedancia de secuencia positiva de la línea se mide continuamente, independientemente del tipo de falla y posibles corrientes transitorias o de servicio que puedan sobrepasarse. El sistema de medición M+PU opera selectivamente, aun en el caso de fallas, cortocircuitos entre las dos mitades de una línea de dos circuitos y fallas involucrando transformadores con conexión Estrella – Delta.

4. La característica distancia – tiempo es escalonada a todo lo largo, lo cual asegura el tiempo de disparo más corto para cualquier distancia.

La característica de operación tiene cuatro escalones de tiempo, de los cuales el último (arranque) es no direccional. Cada escalón de tiempo puede variarse entre 0.1 y 0.5, uno independiente del otro. La medición de la distancia en cada escalón individual puede ajustarse dentro de los amplios límites que presentan cada etapa.

5. El tiempo de operación más corto es de 40 ± 0.5 ms.
6. El relé LZ32 es adecuado también para sistemas con recierre automático o manual.
7. Este relé de distancia está equipado con reactancia de reforzamiento para los relés de arranque, Z, esto es especialmente útil para la protección de líneas largas.
8. Los contactos “sin potencial” de los contactores de arranque, falla a tierra, escalón y recierre se sacan de los terminales, lo cual es muy útil para análisis de fallas y para llevar a cabo pruebas de funcionamiento y operatividad, entre otras pruebas.
9. Los terminales de prueba permiten que el relé de distancia pueda ser desconectado fácilmente de los transformadores principales y del circuito de disparo en el interruptor, para que sea probado en el sitio con los equipos especiales requeridos.
10. Todos los relés de bobina móvil, los cuales forman parte de la unidad de arranque Z, el relé de falla a tierra I y del relé de fase PU, son del tipo atracción de armadura y excepto para el perteneciente al relé de fase PU, pueden intercambiarse.

[Los Principales Componentes del Relé]

- Una unidad de medida (PU), para determinar la distancia y dirección de la falla.
- Una unidad de arranque por mínima impedancia por fase (z).
- Dos unidades de sobrecorriente (IE, IB) para fallas a tierra.
- Una unidad de temporización de las etapas (T).
- Un transformador de corriente (SH1) por fase y un transformador de tensión (HG8) para ajustar el alcance de las etapas.
- Cuatro bobinas de compensación de la característica de arranque.
- Una unidad de impedancia imagen (M). Bornes de prueba (K).
- Una unidad auxiliar de señalización (opcional).

[Datos Técnicos]

- Voltaje nominal: (100 – 110) V o una variante para (200 – 220) V.
- Corriente nominal: 1, 2 ó 5 A.
- Fuente auxiliar en DC: (24 – 220) Vdc. Tolerancia $\pm 10\%$
- Frecuencia: 50 ó 60 Hz.

Todas las impedancias en ohmios a las cuales se le hacen mención en los datos técnicos de cada relé están referidos a los valores nominales del relé $U_n = 110V$ y $I_n = 5A$, para una alimentación a $U_n = 220V$ los valores de impedancia son el doble, para $I_n = 2A$ los valores son 2.5 veces los valores citados y para $I_n = 1A$ los valores citados son 5 veces los mencionados.

Relé de impedancia Z:

- Impedancia de arranque ajustable entre: (1 – 7) Ω /fase. ($a I > 3.5 \cdot I_n$).
Para $0.65I_n$ la impedancia de arranque es 30% mayor.

A tensión igual a cero $U_n = 0$:

- Corriente de arranque: $0.25 \cdot I_n$.
- Corriente de reposición: $0.20 \cdot I_n$.

Relé de falla a tierra IE:

- Corriente de arranque ajustable entre: $0.2 \cdot I_n$ y $2 \cdot I_n$.
- Relación de reposición: 93%.

Relé de respaldo de falla a tierra IB:

- Corriente de arranque ajustable entre: $0.1 I_n$ y $1 I_n$.
- Relación de reposición: 93%.

Sistema de medición de distancia M+PU:

- Ajuste mínimo para la reactancia medida: $W_{L_{\min}} = 0.075 \Omega/\text{fase}$.
- Relés LZ32 con reforzamiento: $W_{L_{\min}} = 0.2 \Omega/\text{fase}$.

Sensibilidad direccional:

- Para falla trifásica: $0.1 V$ (a $I > 0.75 \cdot I_n$)
- Para fallas bifásicas o fallas de una o dos fases a tierra: ilimitada

Tiempo de disparo:

- Tiempo mínimo de disparo para fallas a tierra y cortocircuitos bifásicos: (40 ± 5) ms.
- Para cortocircuito franco en la localidad del relé cuando $U_n \approx 0$: 120 ms.

Factor de potencia de impedancia réplica:

- Ajustable entre: 0.1 y 0.8

Coefficientes de la corriente de secuencia cero, K_0 :

- Ajustable en pasos de: 0, 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9, 1.0 y 1.5

Número de escalones de la característica de disparo:

- 4, de los cuales el último no es direccional.

Tiempo de los escalones:

- Ajustables independientemente entre sí: 0.1 a 0.5 s.

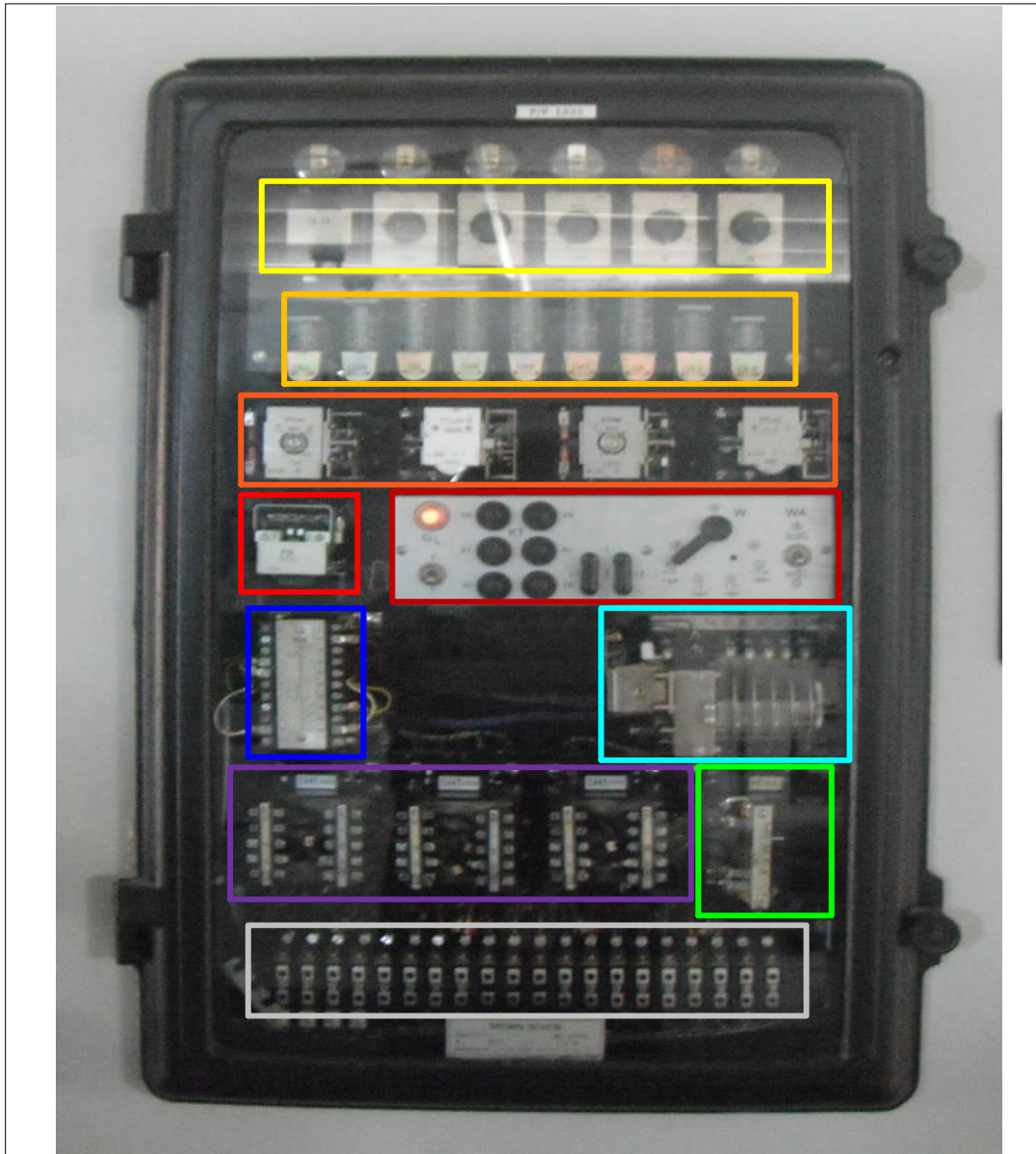
Impedancia de reforzamiento X:

- Ajustables en pasos de 0.4 Ω /fase, entre 0 y 5.2 Ω /fase.

Sobrecorrientes:

- Corriente sostenida permisible: $2 \cdot I_n$.
- Corriente permisible por 5 segundos: $30 \cdot I_n$.
- Corriente permisible por 1 segundo: $60 \cdot I_n$.

A continuación se muestra una imagen del relé de distancia BBC – LZ32 donde se señalan las principales unidades que este posee y posteriormente se muestran las fórmulas y metodología de ajuste del mismo.



Leyenda:

- Unidades de: Medida **PU**, Arranque por mínima impedancia **Z** y de Sobrecorriente (**IE** y **IB**).
- Indicadores del evento registrado, para el cual el relé opera.
- Bobinas de compensación de la característica de arranque (compoundaje).
- Alimentación auxiliar (DC).
- Panel del relé donde se tienen los interruptores **W** y **Wa** y de encendido.
- Transformador de tensión igualador "**HG8**".
- Unidad de temporización de las etapas "**T**".
- Transformadores de corriente por fase "**SH1**".
- Unidad de impedancia imagen (factor de potencia) "**M**".
- Bornes de prueba "**K**".

Figura 106: Principales unidades del relé BBC LZ32.

[Transformador de Tensión Igualador HG8]

Es la unidad del relé donde podemos encontrar el valor de las etapas a la cual ha sido ajustado el relé las cuales están ligados a los valores de las reactancias pertenecientes a las impedancias de las distintas zonas de protección. El mismo posee dos regletas de porcentajes, los cuales se traducen en valores de “Ni”, siendo i el indicativo de la etapa o zona equivalente. A continuación se muestra una imagen del transformador igualador HG8.

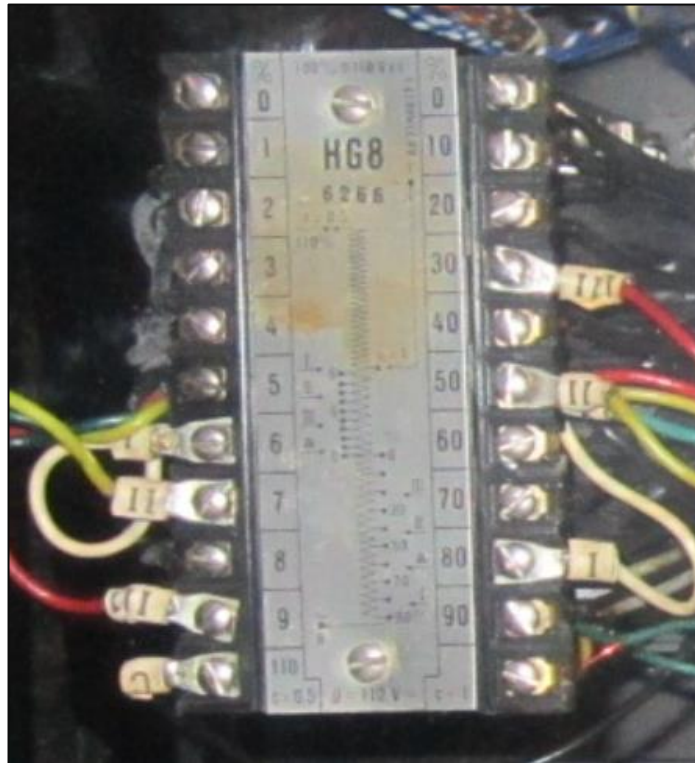


Figura 107: Transformador igualador HG8.

En la imagen podemos apreciar las dos reglas de porcentaje, teniéndose del lado izquierdo valores de porcentaje en unidades, y del lado derecho los propios pero en valores de decenas. En la parte inferior de cada regleta, podemos apreciar el valor de la constante **C**, la cual es un valor propio del relé con el cual podemos determinar el ajuste necesario, como es apreciable, esta constante toma valores de $C = 0.5$ ó 1 .

La conexión para obtener los porcentajes necesarios para el ajuste deseado, se realizan a través de conexiones físicas entre los bornes de los porcentajes del lado de las decenas y del lado de las unidades, así mismo se debe asignar un valor para la constante C. Es un criterio usado por los operadores asignar los siguientes colores a las conexiones de cada una de las etapas Ni, que como sabemos se traducen a valores de reactancia asociados a las impedancias de cada zona de protección.

- Blanco: Etapa I (NI).
- Amarillo: Etapa II (NII).
- Rojo: Etapa II (NIII).
- Verde: Arranque (A).
- Negro: Valor dado a la constante C.

De esta forma podemos lograr conseguir el valor en porcentaje de cada una de las etapas a la cual fue ajustado el relé.

[Transformador de Corriente SH1]

El transformador de corriente SH1, es el encargado de reducir los valores de corrientes nominales secundarios a valores aún más pequeños de corriente con la finalidad de asegurar un consumo mínimo de potencias en los circuitos medidores de corriente del relé, así mismo, en este transformador de corriente se asigna el valor del factor de compensación de la corriente de secuencia cero, el cual es requerido para fallas monofásicas, el cual se les denomina “Ko”.

De igual forma, en el transformador SH1, se introduce otra constante propia del relé, la cual lleva el nombre de WL, y este valor depende de la alimentación del relé. Para la alimentación establecida para los relés instalados, tenemos que WL toma valores de 0.48 Ω /fase si la alimentación $I = 5A$, y 2.4 si la corriente de alimentación es 1A.

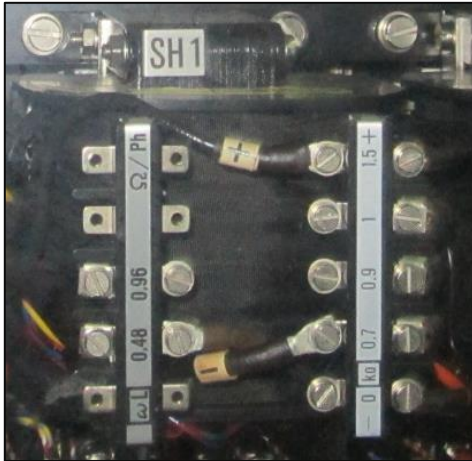


Figura 108: Transformador de Corriente SH1.

Una vez localizado todos los valores de N_i , C y WL , para lograr determinar el valor de la reactancia del ajuste de la protección debemos aplicar la ecuación que se muestra a continuación.

$$X_i = \frac{100 \cdot \omega l}{c \cdot N_i} \quad (49)$$

Ahora en la unidad M, podemos identificar el valor del factor de potencia o coseno de la impedancia imagen, la cual nos permitiría hallar la resistencia del ajuste.

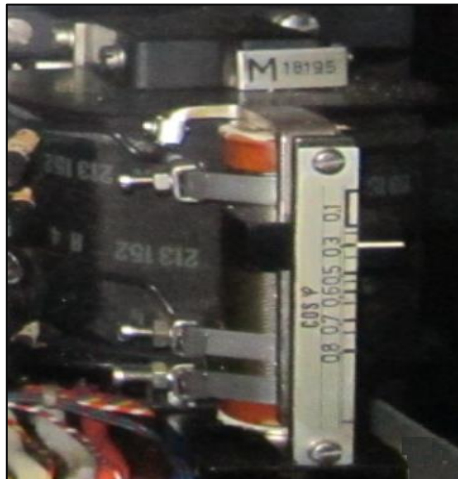


Figura 109: Unidad de impedancia imagen M.

Una vez obtenido el valor del factor de potencia, podemos determinar matemáticamente el valor de la resistencia de la impedancia del ajuste, a través de la ecuación que se muestra a continuación.

$$\cos \Phi = \frac{R}{\sqrt{R^2 + X^2}} \quad (50)$$

Operamos la ecuación para obtener el único parámetro desconocido,

$$R = \sqrt{\frac{X^2 * \cos^2 \Phi}{1 - \cos^2 \Phi}} \quad (51)$$

Esta es la metodología para obtener los valores de ajuste que se encuentran implementados en los distintos relés ubicados en las subestaciones de interés, del mismo modo, esta misma metodología es aplicable, una vez obtenidos los ajustes a implementar en los relés, para realizar los ajustes pertinentes determinados a través de cálculos y estudios de cortocircuito.

[ANEXO 6]

[Calculo Típico para la Obtención de los Ajustes Requeridos]

A continuación ejemplificamos la metodología a seguir para el cálculo que permite obtener los ajustes de las distintas zonas de protección de los relés de distancia, se demuestra dichos pasos con un caso particular, el cual corresponde a la línea de transmisión de MORÓN – TUCACAS N°1 y N°2, dichos ajustes son idénticos para las dos líneas ya que sus parámetros y longitudes son las mismas, los ajustes que se obtienen bajo este caso particular de estudio corresponden a los que se deben implementar en los relés que se encuentran en la S/E Morón.

PASO 1: Datos de las líneas de transmisión (a proteger y la línea adyacente más corta).

Del Gráfico 13, podemos verificar que la línea a proteger es la Morón – Tucacas N°1 y N°2, y la línea adyacente más corta es la línea Tucacas – Yaracal N°1.

Tabla 73: Datos de las líneas de interés para el cálculo.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN				TIPO DE CONDUCTOR	SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA			SECUENCIA CERO		
M				A						

O R Ó N - T U C A C A S N° 1					C S R 3 3 6 , 4 M C M						
T U C A C A S - Y A R A C A L N° 1					A C S R 3 3 6 , 4 M C M						

PASO 2: Como trabajaremos con una falla monofásica, es necesario calcular el factor de compensación (m), para que la impedancia censada por el relé corresponda con la impedancia que existe al momento de la falla.

Con los parámetros de la línea a proteger podemos obtener el factor de compensación (m), que recordamos depende únicamente de los valores de la impedancia de secuencia cero y de secuencia positiva de la línea trabajada.

Para este cálculo, usamos la ecuación 26 que se muestra en el Capítulo II.

$$m = \left(\frac{Z_{1F0} - Z_{1F+}}{Z_{1F+}} \right) = \left| \frac{21,10848 - 57,96396j}{6,638136 + 18,782116j} \right| = 2,0967$$

$$m \in \text{Reales}$$

$$1.5 < m < 2.5$$

PASO 3: Identificar las relaciones de los transformadores de medición (RTC y RTP).

En el [ANEXO 4], se tienen las distintas tablas recolectadas durante las inspecciones a las subestaciones de interés, en la Tabla 52.2 podemos verificar que la relación de transformación de los transformadores de medida es la siguiente:

$$RTP = \frac{115000}{\sqrt{3}} / \frac{110}{\sqrt{3}}$$

$$RTC = \frac{750}{5}$$

PASO 4: Obtención de las variables eléctricas correspondientes con el estudio de cortocircuito.

Con el *software* de simulación DIGSILENT, realizamos las fallas correspondientes para obtener los ajustes de cada zona de protección. Como se explicó con anterioridad en el Capítulo IV, las simulaciones se realizaron en los valores umbrales de las zonas de protección y de igual modo, en las cercanías del relé, es decir, a un diez (10%) de la longitud de la línea, así mismo, en el capítulo mencionado anteriormente se establecen todas las premisas y consideraciones para la realización de las simulaciones correspondientes.

Tabla 74: Variables eléctricas obtenidas con las simulaciones en valores primarios.

MORÓN - TUCACAS N°1 y N°2				
% de la Línea	FALLA 1φ			
	Parámetros	Fase A	Fase B	Fase C
10% L1	Sk'' [MVA]	482,1 1	13,38	12,01

	Ik'' [kA]	7,261	0,201	0,181
	θIk [deg]	- 71,63	105,04	106,8
	Vf [kV]	24,77 1	125,79 2	79,632
	θVf [deg]	- 5,613	- 127,17 7	125,40 4
	Io [kA]	2,29	θIo [deg]	-71,49
80% L2	Sk'' [MVA]	143,7 7	24,23	22,48
	Ik'' [kA]	2,165	0,365	0,339
	θIk [deg]	- 69,86	103,58	104,32
	Vf [kV]	52,37 4	126,13 4	73,054
	θVf [deg]	- 2,784	- 120,04 9	119,96 3
	Io [kA]	0,49	θIo [deg]	-66,9
100% L1 + 20% L2	Sk'' [MVA]	95,49	27,57	25,64
	Ik'' [kA]	1,438	0,415	0,386
	θIk [deg]	- 69,03	101,7	102,35
	Vf [kV]	55,69 5	126,17 5	71,938
	θVf [deg]	- 2,528	- 118,74 2	118,99
	Io [kA]	0,22	θIo [deg]	-58,1
100% L1 + 100% L2	Sk'' [MVA]	67,71	19,54	18,17
	Ik'' [kA]	1,02	0,294	0,274
	θIk [deg]	- 66,77	103,96	104,61
	Vf [kV]	60,82	126,26 5	72,292
	θVf [deg]	- 2,096	- 119,13	119,26 4

			3	
	Io [kA]	0,16	θIo [deg]	-55,86

Todos los datos expresados en la Tabla 74 están en valores primarios, y es bien sabido que al momento de trabajar ajustes de relés, dichos ajustes deben estar expresados en valores secundarios, por lo que estos valores anteriores se deben llevar a valores secundarios.

PASO 5: Pasamos los valores de las variables eléctricas a valores secundarios, para ello hacemos uso de las relaciones de transformación mostradas en el Paso 3, que corresponden con los equipos de medición.

Usando las Relaciones de TC y TP, conseguimos los valores de tensión y corriente para las unidades de tierra y fase:

$$\begin{bmatrix} V_{as} \\ V_{bs} \\ V_{cs} \end{bmatrix} = \frac{1}{RTP} * \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (52)$$

$$\begin{bmatrix} I_{as} \\ I_{bs} \\ I_{cs} \end{bmatrix} = \frac{1}{RTC} * \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (53)$$

Aplicando las formulas expresadas anteriormente, podemos encontrar las variables expresadas en la Tabla 74 ahora en valores secundarios.

Tabla 75: Variables eléctricas obtenidas con las simulaciones en valores secundarios.

MORÓN - TUCACAS N°1 y N°2				
% de la Línea	FALLA 1φ			
	Parámetros	Fase A	Fase B	Fase C
10% L1	Ik'' [kA]	0,0484	0,0013	0,0012

	θ_{lk} [deg]	-71,63	105,04	106,8
	V_f [kV]	0,023 7	0,1203	0,0762
	θ_{Vf} [deg]	-5,613	- 127,177	125,404
	I_o [kA]	0,015 3	θ_{I_o} [deg]	-71,49
80% L2	$I_{k''}$ [kA]	0,014 4	0,0024	0,0023
	θ_{lk} [deg]	-69,86	103,58	104,32
	V_f [kV]	0,050 1	0,1206	0,0699
	θ_{Vf} [deg]	-2,784	- 120,049	119,963
	I_o [kA]	0,003 3	θ_{I_o} [deg]	-66,9
100% L1 + 20% L2	$I_{k''}$ [kA]	0,009 6	0,0028	0,0026
	θ_{lk} [deg]	-69,03	101,7	102,35
	V_f [kV]	0,053 3	0,1207	0,0688
	θ_{Vf} [deg]	-2,528	- 118,742	118,99
	I_o [kA]	0,001 5	θ_{I_o} [deg]	-58,1
100% L1 + 100% L2	$I_{k''}$ [kA]	0,006 8	0,0020	0,0018
	θ_{lk} [deg]	-66,77	103,96	104,61
	V_f [kV]	0,058 2	0,1208	0,0691
	θ_{Vf} [deg]	-2,096	- 119,133	119,264
	I_o [kA]	0,001 1	θ_{I_o} [deg]	-55,86

PASO 6: Cálculo de las corrientes compensadas.

Este paso se realiza para posteriormente poder obtener las impedancias censadas por las unidades de tierra del relé de distancia. Para obtener la corriente compensada usamos la siguiente ecuación.

$$\begin{aligned}
 I_{as}' &= I_{as} + m * I_{os} \\
 I_{bs}' &= I_{bs} + m * I_{os} \\
 I_{cs}' &= I_{cs} + m * I_{os}
 \end{aligned}
 \tag{54}$$

Usando las expresiones mencionadas anteriormente obtenemos,

Tabla 76: Corrientes de fase compensadas.

CORRIENTES DE FASE COMPENSADAS			
% de Línea	Corrientes	Módulo [kA]	Ángulo [deg]
10% L1	ias'	0,0804	-71,5743
	lbs'	0,0307	-71,3385
	lcs'	0,0308	-71,4230
80% L2	ias'	0,0213	-68,9075
	lbs'	0,0045	-61,7318
	lcs'	0,0046	-62,6259
100% L1 + 20% L2	ias'	0,0126	-66,3817
	lbs'	0,0011	5,2840
	lcs'	0,0011	-5,1571
100% L1 + 100% L2	ias'	0,0090	-64,0760
	lbs'	0,0008	3,7304
	lcs'	0,0008	-6,0003

PASO 7: Finalmente calculamos las impedancias censadas por las unidades de fases y unidades de tierra.

Unidades de Tierra:

$$\mathbf{A} \rightarrow \frac{V_{as}}{I_{as}'} \tag{55}$$

$$\mathbf{B} \rightarrow \frac{V_{bs}}{I_{bs}'} \tag{56}$$

$$\mathbf{C} \rightarrow \frac{V_{cs}}{I_{cs}'} \tag{57}$$

Unidades de Fase:

$$AB \rightarrow \frac{V_{as} - V_{bs}}{I_{as} - I_{bs}} \quad (58)$$

$$BC \rightarrow \frac{V_{bs} - V_{cs}}{I_{bs} - I_{cs}} \quad (59)$$

$$CA \rightarrow \frac{V_{cs} - V_{as}}{I_{cs} - I_{as}} \quad (60)$$

Utilizando las ecuaciones 55 a la 60, conseguimos las impedancias vistas por las unidades de fase y tierra de los relés de distancia, que como sabemos, para una falla monofásica, de manera teórica, la unidad que debe censar dicha falla en la unidad de tierra A. Cabe destacar que las unidades de fase, no presentan ningún tipo de compensación de corriente.

Tabla 77: Impedancia censada por las unidades de fase y tierra.

		MEDICIÓN DE UNIDADES DE FASE Y TIERRA		MODULO	ÁNGULO
10% L1	FASE – TIERRA	A	0,1200+0,2691j	0,2946	65,9613
		B	2,2027-3,2459j	3,9228	-55,8385
		C	-2,366-0,7158j	2,4727	-163,1730
	FASE – FASE	AB	-1,1785+2,4278j	2,6988	115,8938
		BC	-1138,39+197,16083j	1155,3457	170,1743
		CA	1,66145+0,88719j	1,8835	28,1017
80% L1	FASE – TIERRA	A	0,95304+2,1530j	2,3546	66,1235
		B	14,18340-22,9803j	27,0049	-58,3172
		C	-15,0811-0,6819j	15,0966	-177,4111
	FASE – FASE	AB	-3,5611+8,17939j	8,9210	113,5272
		BC	-925,0454+210,5611j	948,7070	167,1767
		CA	5,24841+3,5527j	6,3378	34,0943
100% L1 + 20% L2	FASE – TIERRA	A	1,8602+3,7895j	4,2215	63,8537
		B	-63,2007-93,6073j	112,9454	-124,0260
		C	-35,7952+52,7758j	63,7698	124,1471
	FASE – FASE	AB	-5,0188+11,25914j	12,3271	114,0253
		BC	-840,2025+172,1427j	857,6558	168,4213
		CA	7,2073+5,0479j	8,7992	35,0069
100% L1 +	FASE – TIERRA	A	3,0346+5,7024j	6,4596	61,9800
		B	-83,5935-129,39725j	154,0504	-122,8634

100% L2		C	-49,9788+70,6812j	86,5662	125,2643
	FASE – FASE	AB	-6,2000+16,7462j	17,8571	110,3164
		BC	-1206,3541+294,2055j	1241,7114	166,2943
		CA	10,6500+7,29359j	12,9081	34,4050

Se resaltan en amarillo los valores de las impedancias de las unidades de tierra de la fase A, los cuales corresponden a la impedancia de falla censada, dicha impedancia debe corresponder al ajuste que debe existir en los relés de distancia para asegurar el ajuste adecuado del relé debido a las condiciones y actualidad del sistema de potencia.

[ANEXO 7]

[Resultados de las Simulaciones en las Líneas de Interés]

[S/E Caña de Azúcar]

Tabla 78: Simulación en línea Caña de Azúcar – Santa Clara N°1 y N°2.

SANTA CLARA - CAÑA DE AZÚCAR N°1 y N°2																
% de la Línea	FALLA 1φ				FALLA 2φ				FALLA 2φ-t				FALLA 3φ			
	Parámetros	Fase A	Fase B	Fase C	Parámetros	Fase A	Fase B	Fase C	Parámetros	Fase A	Fase B	Fase C	Parámetros	Fase A	Fase B	Fase C
10% L1	Sk" [MVA]	944,07	26,72	26,47	Sk" [MVA]	0,87	881,74	881,60	Sk" [MVA]	24,99	989,51	981,80	Sk" [MVA]	1019,34	1017,09	1017,03
	Ik" [kA]	14,22	0,40	0,40	Ik" [kA]	0,01	13,28	13,28	Ik" [kA]	0,38	14,90	14,79	Ik" [kA]	15,35	15,32	15,32

	Øk [deg]	-76,61	-75,94	-77,79	Øk [deg]	82,41	-166,86	13,09	Øk [deg]	102,65	166,63	39,85	Øk [deg]	-76,90	163,14	43,32
	Vf [kV]	10,36	126,40	73,96	Vf [kV]	73,09	10,93	35,94	Vf [kV]	75,55	10,93	8,72	Vf [kV]	6,32	10,91	6,30
	ØVf [deg]	-10,26	-121,53	122,11	ØVf [deg]	-0,08	-171,82	171,43	ØVf [deg]	0,32	-151,55	131,21	ØVf [deg]	-10,56	-130,37	109,85
	Io [kA]	5,01	Ølo [deg]	-76,62	Io [kA]	0,00	Ølo [deg]	25,04	Io [kA]	4,56	Ølo [deg]	103,66	Io [kA]	0,01	Ølo [deg]	-177,13
80% L1	Sk" [MVA]	397,96	28,17	28,26	Sk" [MVA]	0,96	382,22	381,98	Sk" [MVA]	25,15	425,39	421,84	Sk" [MVA]	441,42	440,74	440,64
	Ik" [kA]	5,99	0,42	0,43	Ik" [kA]	0,02	5,76	5,75	Ik" [kA]	0,38	6,41	6,35	Ik" [kA]	6,65	6,64	6,64
	Øk [deg]	-74,79	-77,94	-79,26	Øk [deg]	72,12	-165,08	14,81	Øk [deg]	100,77	169,36	40,61	Øk [deg]	-75,13	164,88	45,00
	Vf [kV]	27,16	126,44	74,25	Vf [kV]	73,12	37,27	38,31	Vf [kV]	75,51	37,26	23,79	Vf [kV]	21,53	37,21	21,48
	ØVf [deg]	-7,56	-121,71	122,02	ØVf [deg]	-0,08	-155,00	151,30	ØVf [deg]	0,12	-138,03	121,91	ØVf [deg]	-9,12	-129,04	111,09
	Io [kA]	2,28	Ølo [deg]	-75,26	Io [kA]	0,00	Ølo [deg]	23,72	Io [kA]	1,97	Ølo [deg]	105,18	Io [kA]	0,00	Ølo [deg]	-170,13
100% L1 + 20% L2	Sk" [MVA]	214,43	20,43	20,77	Sk" [MVA]	1,07	212,81	212,48	Sk" [MVA]	17,94	235,71	231,44	Sk" [MVA]	245,25	245,19	245,00
	Ik" [kA]	3,23	0,31	0,31	Ik" [kA]	0,02	3,21	3,20	Ik" [kA]	0,27	3,55	3,49	Ik" [kA]	3,69	3,69	3,69
	Øk [deg]	-72,69	-77,70	-79,06	Øk [deg]	65,80	-163,43	16,36	Øk [deg]	100,57	172,22	41,19	Øk [deg]	-73,48	166,49	46,52
	Vf [kV]	39,49	126,47	73,78	Vf [kV]	73,14	56,28	43,17	Vf [kV]	74,49	56,27	35,09	Vf [kV]	32,51	56,22	32,45
	ØVf [deg]	-6,12	-121,02	121,19	ØVf [deg]	-0,08	-145,20	139,73	ØVf [deg]	0,02	-134,62	121,50	ØVf [deg]	-7,39	-127,35	112,74
	Io [kA]	1,28	Ølo [deg]	-73,60	Io [kA]	0,00	Ølo [deg]	23,77	Io [kA]	1,06	Ølo [deg]	107,24	Io [kA]	0,00	Ølo [deg]	-140,44
100% L1 + 100% L2	Sk" [MVA]	145,03	3,37	3,40	Sk" [MVA]	2,82	147,64	146,38	Sk" [MVA]	4,93	162,61	157,02	Sk" [MVA]	168,83	169,75	168,87
	Ik" [kA]	2,18	0,05	0,05	Ik" [kA]	0,04	2,22	2,21	Ik" [kA]	0,07	2,45	2,37	Ik" [kA]	2,54	2,56	2,54
	Øk [deg]	-70,40	154,95	-169,74	Øk [deg]	48,95	-161,59	17,84	Øk [deg]	24,34	175,41	41,69	Øk [deg]	-71,68	168,16	47,96
	Vf [kV]	42,65	126,57	71,75	Vf [kV]	73,30	58,08	44,32	Vf [kV]	70,06	58,06	37,77	Vf [kV]	33,36	57,99	33,36
	ØVf [deg]	-5,52	-117,55	117,32	ØVf [deg]	-0,19	-143,97	139,28	ØVf [deg]	-0,63	-136,01	125,09	ØVf [deg]	-5,81	-125,97	113,82
	Io [kA]	0,71	Ølo [deg]	-72,71	Io [kA]	0,01	Ølo [deg]	16,92	Io [kA]	0,63	Ølo [deg]	108,66	Io [kA]	0,00	Ølo [deg]	-66,30

[S/E Carabobo]

Tabla 79: Simulación en línea Carabobo – Guacara I N°1.

CARABOBO - GUACARA I N°1																
% de la Línea	FALLA 1φ				FALLA 2φ				FALLA 2φ-t				FALLA 3φ			
	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C
10% L1	Sk" [MVA]	1459,56	144,83	18,76	Sk" [MVA]	1,72	1350,74	1351,13	Sk" [MVA]	14,24	1572,07	1471,42	Sk" [MVA]	1573,35	1578,00	1574,03
	Ik" [kA]	21,98	0,22	0,28	Ik" [kA]	0,03	20,34	20,35	Ik" [kA]	0,22	23,68	22,16	Ik" [kA]	23,69	23,77	23,71
	Øk [deg]	-77,40	-74,77	-65,66	Øk [deg]	-7,06	-170,05	10,03	Øk [deg]	114,1	163,77	37,90	Øk [deg]	-80,36	159,58	39,48
	Vf [kV]	19,25	127,24	73,36	Vf [kV]	73,72	21,25	35,91	Vf [kV]	71,62	21,32	15,99	Vf [kV]	12,38	21,49	12,38
	ØVf [deg]	-11,34	-118,99	117,6	ØVf [deg]	-0,33	-165,59	162,96	ØVf [deg]	-1,46	-151,43	128,79	ØVf [deg]	-14,10	-134,17	105,73
	Io [kA]	7,49	Ølo [deg]	-77,23	Io [kA]	0,00	Ølo [deg]	20,30	Io [kA]	7,04	Ølo [deg]	104,63	Io [kA]	0,00	Ølo [deg]	158,85
80% L1	Sk" [MVA]	388,82	18,15	13,23	Sk" [MVA]	2,73	431,38	429,84	Sk" [MVA]	12,68	475,40	443,67	Sk" [MVA]	498,31	502,77	500,23

	Ik'' [kA]	5,86	0,27	0,20	Ik'' [kA]	0,04	6,50	6,47	Ik'' [kA]	0,19	7,16	6,68	Ik'' [kA]	7,51	7,57	7,53
	θIk [deg]	-72,58	100,55	84,15	θIk [deg]	10,85	-165,99	14,06	θIk [deg]	-75,11	174,60	34,80	θIk [deg]	-76,17	163,83	43,45
	Vf [kV]	44,74	126,95	71,64	Vf [kV]	73,53	54,93	42,19	Vf [kV]	69,07	55,06	36,84	Vf [kV]	31,78	55,52	31,92
	θVf [deg]	-6,33	-116,64	115,7	θVf [deg]	-0,23	-146,83	139,85	θVf [deg]	-1,12	-141,51	127,45	θVf [deg]	-9,63	-129,68	109,91
	Io [kA]	1,80	θIo [deg]	-71,40	Io [kA]	0,01	θIo [deg]	25,01	Io [kA]	1,54	θIo [deg]	110,31	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	161,92
100% L1 + 20% L2	Sk'' [MVA]	213,62	30,00	23,83	Sk'' [MVA]	3,09	242,65	240,77	Sk'' [MVA]	23,12	266,15	246,17	Sk'' [MVA]	279,89	283,20	281,45
	Ik'' [kA]	3,22	0,45	0,36	Ik'' [kA]	0,05	3,66	3,63	Ik'' [kA]	0,35	4,01	3,71	Ik'' [kA]	4,22	4,27	4,24
	θIk [deg]	-72,64	99,05	88,87	θIk [deg]	11,09	-166,09	14,00	θIk [deg]	-78,17	175,81	33,46	θIk [deg]	-76,43	163,70	43,20
	Vf [kV]	43,86	126,98	70,50	Vf [kV]	75,53	52,74	41,84	Vf [kV]	66,66	52,91	36,36	Vf [kV]	30,10	53,58	30,54
	θVf [deg]	-5,97	-114,76	113,9	θVf [deg]	-0,23	-147,62	141,29	θVf [deg]	-1,15	-142,47	129,27	θVf [deg]	-8,89	-129,17	109,48
100% L1 + 100% L2	Sk'' [MVA]	135,02	28,45	25,62	Sk'' [MVA]	1,18	144,39	144,14	Sk'' [MVA]	27,27	158,67	150,15	Sk'' [MVA]	170,31	168,89	169,41
	Ik'' [kA]	2,03	0,43	0,39	Ik'' [kA]	0,02	2,18	2,17	Ik'' [kA]	0,41	2,39	2,26	Ik'' [kA]	2,57	2,54	2,55
	θIk [deg]	-73,89	95,67	89,96	θIk [deg]	-72,92	-166,00	14,49	θIk [deg]	-87,54	174,44	35,09	θIk [deg]	-76,70	163,82	44,47
	Vf [kV]	45,35	126,98	69,47	Vf [kV]	73,47	60,88	44,65	Vf [kV]	64,19	61,11	39,70	Vf [kV]	43,50	61,85	35,13
	θVf [deg]	-4,61	-113,37	112,7	θVf [deg]	-0,12	-143,50	137,30	θVf [deg]	-0,59	-137,91	126,64	θVf [deg]	-7,12	-127,54	110,75
Io [kA]	0,42	θIo [deg]	-65,42	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	-175,29	Io [kA]	0,41	θIo [deg]	1114,4	Io [kA]	0,01	θIo [deg]	179,85	

[S/E Guacara I]

Tabla 80: Simulación en línea Guacara I – Carabobo N°1.

GUACARA I - CARABOBO N°1																
% de la Línea	FALLA 1φ				FALLA 2φ				FALLA 2φ-t				FALLA 3φ			
	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C
10% L1	Sk'' [MVA]	1026,0 2	24,35	18,35	Sk'' [MVA]	3,33	1037,64	1039,5 8	Sk'' [MVA]	17,53	1165,72	1100,5 2	Sk'' [MVA]	1216,2	1202,94	1208,8
	Ik'' [kA]	15,45	0,37	0,28	Ik'' [kA]	0,05	15,63	15,66	Ik'' [kA]	0,26	17,56	16,58	Ik'' [kA]	18,32	18,12	18,21
	θIk [deg]	-74,65	-79,78	-93,08	θIk [deg]	-166,3	-167,27	12,72	θIk [deg]	104,7	169,89	36,93	θIk [deg]	-77,82	162,58	43,39
	Vf [kV]	13,07	126,76	78,83	Vf [kV]	73,49	16,27	36,10	Vf [kV]	79,75	16,28	10,90	Vf [kV]	9,50	16,29	9,42
	θVf [deg]	-8,71	-125,35	123,7 8	θVf [deg]	-0,57	-168,30	167,14	θVf [deg]	-1,69	-143,13	125,21	θVf [deg]	-12,04	-131,14	109,97
Io [kA]	5,36	θIo [deg]	-75,08	Io [kA]	0,01	θIo [deg]	-155,69	Io [kA]	4,64	θIo [deg]	107,14	Io [kA]	0,06	θIo [deg]	175,52	
80%	Sk'' [MVA]	330,97	7,68	11,73	Sk'' [MVA]	1,42	337,51	337,39	Sk'' [MVA]	7,47	376,84	356,10	Sk'' [MVA]	393,05	390,37	391,62

L1	Ik" [kA]	4,99	0,12	0,18	Ik" [kA]	0,02	5,08	5,08	Ik" [kA]	0,11	5,68	5,36	Ik" [kA]	5,92	5,88	5,90
	θIk [deg]	-72,91	110,45	122,37	θIk [deg]	122,10	-165,42	14,33	θIk [deg]	-59,29	172,22	38,01	θIk [deg]	-75,81	164,32	44,74
	Vf [kV]	35,32	126,94	72,42	Vf [kV]	73,53	42,73	39,55	Vf [kV]	69,90	42,75	29,43	Vf [kV]	24,49	42,78	24,73
	θVf [deg]	-6,84	-117,55	116,53	θVf [deg]	-0,34	-152,39	147,60	θVf [deg]	-1,44	-142,63	128,72	θVf [deg]	-9,58	-129,21	111,37
	Io [kA]	1,57	θIo [deg]	-73,56	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	-157,54	Io [kA]	1,40	θIo [deg]	108,63	Io [kA]	0,01	θIo [deg]	-5,98
100 % L1 + 20% L2	Sk" [MVA]	168,20	28,12	32,19	Sk" [MVA]	2,35	164,21	163,00	Sk" [MVA]	29,67	183,55	173,69	Sk" [MVA]	189,05	188,23	189,21
	Ik" [kA]	2,53	0,42	0,48	Ik" [kA]	0,04	2,47	2,46	Ik" [kA]	0,45	2,76	2,62	Ik" [kA]	2,86	2,84	2,85
	θIk [deg]	-72,30	99,11	105,91	θIk [deg]	85,29	-163,77	15,46	θIk [deg]	-74,78	172,81	40,45	θIk [deg]	-74,25	165,96	46,43
	Vf [kV]	25,91	127,22	68,33	Vf [kV]	73,66	27,97	37,84	Vf [kV]	60,83	27,94	22,81	Vf [kV]	16,19	27,89	16,15
	θVf [deg]	-6,33	-111,25	110,72	θVf [deg]	-0,38	-160,41	158,21	θVf [deg]	-0,93	-148,76	136,85	θVf [deg]	-7,35	-126,93	113,75
100 % L1 + 100 % L2	Sk" [MVA]	161,21	36,62	40,50	Sk" [MVA]	2,66	154,19	152,79	Sk" [MVA]	41,80	172,38	164,39	Sk" [MVA]	177,66	176,46	177,31
	Ik" [kA]	2,43	0,55	0,61	Ik" [kA]	0,04	2,32	2,30	Ik" [kA]	0,63	2,60	2,48	Ik" [kA]	2,77	2,66	2,67
	θIk [deg]	-73,63	95,61	101,5	θIk [deg]	81,36	-164,48	14,62	θIk [deg]	-80,73	171,33	40,28	θIk [deg]	-74,98	165,22	45,62
	Vf [kV]	23,13	127,32	66,80	Vf [kV]	73,68	26,19	37,51	Vf [kV]	56,45	26,15	20,82	Vf [kV]	15,12	26,08	15,10
	θVf [deg]	-5,84	-108,85	108,5	θVf [deg]	-0,38	-161,64	159,47	θVf [deg]	0,10	-148,01	136,19	θVf [deg]	-7,86	-127,47	113,16
Io [kA]	0,43	θIo [deg]	-66,77	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	-168,74	Io [kA]	0,50	θIo [deg]	112,81	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	166,52	

Tabla 81: Simulación en línea Guacara I – Santa Clara N°1.

GUACARA I - SANTA CLARA N°1																
% de la Línea	FALLA 1φ				FALLA 2φ				FALLA 2φ-t				FALLA 3φ			
	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C
10% L1	Sk" [MVA]	958,04	3,01	4,39	Sk" [MVA]	2,23	1042,15	1042,9	Sk" [MVA]	5,29	1150,97	1083,0	Sk" [MVA]	1217,96	1209,59	1213,0
	Ik" [kA]	14,43	0,05	0,07	Ik" [kA]	0,03	15,70	15,71	Ik" [kA]	0,08	17,34	16,31	Ik" [kA]	18,34	18,22	18,27
	θIk [deg]	-73,13	62,23	68,66	θIk [deg]	-127,41	-166,23	13,85	θIk [deg]	-166,52	173,52	35,30	θIk [deg]	-76,64	163,18	44,22
	Vf [kV]	23,13	127,32	66,80	Vf [kV]	73,44	28,01	36,91	Vf [kV]	78,92	28,04	18,20	Vf [kV]	16,33	28,11	16,24
	θVf [deg]	-5,84	-108,85	108,8	θVf [deg]	-0,51	-160,68	158,02	θVf [deg]	-1,30	-140,51	123,62	θVf [deg]	-11,00	-130,33	110,41
	Io [kA]	4,78	θIo [deg]	-72,84	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	-160,29	Io [kA]	4,00	θIo [deg]	109,27	Io [kA]	0,05	θIo [deg]	175,02
80% L1	Sk" [MVA]	284,94	20,84	21,19	Sk" [MVA]	1,10	334,30	334,67	Sk" [MVA]	18,31	358,81	345,53	Sk" [MVA]	388,81	387,30	387,76
	Ik" [kA]	4,29	0,31	0,32	Ik" [kA]	0,02	5,04	5,04	Ik" [kA]	0,28	5,40	5,20	Ik" [kA]	5,86	5,83	5,84
	θIk [deg]	-69,86	102,32	100,9	θIk [deg]	-114,19	-161,97	18,16	θIk [deg]	-79,40	-179,71	36,59	θIk [deg]	-72,08	168,02	48,30

	Vf [kV]	48,42	126,58	73,44	Vf [kV]	73,28	71,90	48,58	Vf [kV]	73,13	71,94	43,59	Vf [kV]	41,76	72,04	41,61
	θVf [deg]	-4,20	-120,01	119,73	θVf [deg]	-0,23	-138,47	132,60	θVf [deg]	-0,55	-131,36	121,50	θVf [deg]	-6,27	-126,01	114,33
	Io [kA]	1,22	θIo [deg]	-68,48	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	-156,21	Io [kA]	1,01	θIo [deg]	-71,54	Io [kA]	0,01	θIo [deg]	-176,15
100% L1 + 20% L2	Sk'' [MVA]	183,32	28,76	28,86	Sk'' [MVA]	0,99	218,41	218,71	Sk'' [MVA]	25,68	233,25	224,27	Sk'' [MVA]	254,07	253,22	253,43
	Ik'' [kA]	2,76	0,43	0,44	Ik'' [kA]	0,02	3,29	3,29	Ik'' [kA]	0,39	3,51	3,38	Ik'' [kA]	3,83	3,82	3,82
	θIk [deg]	-69,35	102,08	100,7	θIk [deg]	-107,96	-161,35	18,85	θIk [deg]	-79,22	-177,96	36,14	θIk [deg]	-71,42	48,92	48,92
	Vf [kV]	49,58	126,57	72,45	Vf [kV]	73,26	73,94	49,46	Vf [kV]	71,60	73,98	44,96	Vf [kV]	42,93	74,09	42,78
	θVf [deg]	-3,91	-118,75	118,5	θVf [deg]	-0,20	-137,52	131,93	θVf [deg]	-0,45	-131,07	121,92	θVf [deg]	-5,80	-125,57	114,72
	Io [kA]	0,64	θIo [deg]	-65,16	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	-156,26	Io [kA]	0,55	θIo [deg]	115,54	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	-175,66
100% L1 + 100% L2	Sk'' [MVA]	181,07	29,99	29,63	Sk'' [MVA]	0,92	189,90	190,14	Sk'' [MVA]	29,52	205,82	201,84	Sk'' [MVA]	220,64	220,25	220,15
	Ik'' [kA]	2,73	0,45	0,45	Ik'' [kA]	0,01	2,86	2,86	Ik'' [kA]	0,45	3,10	3,04	Ik'' [kA]	3,32	3,32	3,32
	θIk [deg]	-70,13	103,27	101,33	θIk [deg]	-96,21	-160,85	19,39	θIk [deg]	-78,69	178,38	40,55	θIk [deg]	-70,86	169,19	49,37
	Vf [kV]	46,73	126,57	71,84	Vf [kV]	73,24	73,39	49,58	Vf [kV]	70,20	73,46	43,82	Vf [kV]	42,59	73,59	42,47
	θVf [deg]	-3,51	-117,88	117,73	θVf [deg]	-0,17	-137,36	132,50	θVf [deg]	-0,41	-128,86	120,67	θVf [deg]	-5,08	-124,92	115,30
	Io [kA]	0,61	θIo [deg]	-66,45	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	-154,72	Io [kA]	0,59	θIo [deg]	113,31	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	-174,57

[S/E Morón]

Tabla 82: Simulación en línea Morón – Planta Centro N°1 y N°2.

MORÓN - PLANTA CENTRO N°1 y N°2																
% de la Línea	FALLA 1φ				FALLA 2φ				FALLA 2φ-t				FALLA 3φ			
	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C
10% L1	Sk'' [MVA]	429,4	11,88	10,21	Sk'' [MVA]	1,50	455,31	454,01	Sk'' [MVA]	8,27	506,43	468,6	Sk'' [MVA]	516,01	518,65	515,6
	Ik'' [kA]	6,47	0,18	0,15	Ik'' [kA]	0,02	6,86	6,84	Ik'' [kA]	0,13	7,63	7,06	Ik'' [kA]	7,77	7,81	7,77
	θIk [deg]	-74,68	80,30	-76,88	θIk [deg]	-20,69	-168,30	11,80	θIk [deg]	95,57	171,00	34,32	θIk [deg]	-77,65	162,11	41,96
	Vf [kV]	3,45	125,43	83,25	Vf [kV]	71,93	5,51	35,46	Vf [kV]	83,40	5,49	3,06	Vf [kV]	3,13	5,43	3,12
	θVf [deg]	-7,90	-130,45	127,1	θVf [deg]	0,45	-175,39	176,07	θVf [deg]	-1,27	-132,99	112,96	θVf [deg]	-11,76	-132,01	107,84
	Io [kA]	2,27	θIo [deg]	-74,88	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	-148,4	Io [kA]	1,86	θIo [deg]	107,9	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	-5,05

80% L1	Sk'' [MVA]	176,79	1,14	3,15	Sk'' [MVA]	1,42	158,41	157,34	Sk'' [MVA]	3,10	183,81	172,93	Sk'' [MVA]	179,00	179,84	178,74
	Ik'' [kA]	2,66	0,02	0,05	Ik'' [kA]	0,02	2,39	2,37	Ik'' [kA]	0,05	2,77	2,61	Ik'' [kA]	2,70	2,71	2,69
	θIk [deg]	-78,34	114,36	84,33	θIk [deg]	-33,84	-170,31	10,04	θIk [deg]	-64,7	162,62	39,26	θIk [deg]	-79,24	160,48	40,36
	Vf [kV]	12,01	124,77	72,73	Vf [kV]	71,62	15,43	34,69	Vf [kV]	69,65	15,35	10,03	Vf [kV]	8,75	15,19	8,74
	θVf [deg]	-10,58	-119,58	118,2	θVf [deg]	0,57	-168,28	168,09	θVf [deg]	-0,84	-144,62	123,2	θVf [deg]	-13,10	-133,37	106,5
	Io [kA]	0,87	θIo [deg]	-78,11	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	-151,7	Io [kA]	0,84	θIo [deg]	103,9	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	-14,63
100% L1 + 20% L2	Sk'' [MVA]	50,33	8,84	11,29	Sk'' [MVA]	1,54	47,15	46,18	Sk'' [MVA]	12,15	54,06	49,93	Sk'' [MVA]	53,84	53,78	53,84
	Ik'' [kA]	0,76	0,13	0,17	Ik'' [kA]	0,02	0,71	0,70	Ik'' [kA]	0,18	0,81	0,75	Ik'' [kA]	0,81	0,81	0,81
	θIk [deg]	-76,33	94,35	86,13	θIk [deg]	-41,53	-168,96	12,54	θIk [deg]	-84,34	167,36	39,87	θIk [deg]	-76,60	163,45	43,49
	Vf [kV]	9,13	124,14	66,15	Vf [kV]	71,37	9,47	34,82	Vf [kV]	58,73	9,45	8,02	Vf [kV]	5,43	9,41	5,42
	θVf [deg]	-11,39	-111,14	112,2	θVf [deg]	0,73	-172,23	173,10	θVf [deg]	1,74	-155,96	134,3	θVf [deg]	-12,31	-132,50	107,4
	Io [kA]	0,16	θIo [deg]	-67,65	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	-154,5	Io [kA]	0,17	θIo [deg]	112,6	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	162,0
100% L1 + 100% L2	Sk'' [MVA]	44,94	8,02	10,19	Sk'' [MVA]	1,51	44,98	44,08	Sk'' [MVA]	10,42	51,02	45,67	Sk'' [MVA]	51,36	51,29	51,38
	Ik'' [kA]	0,68	0,12	0,15	Ik'' [kA]	0,02	0,68	0,66	Ik'' [kA]	0,16	0,77	0,69	Ik'' [kA]	0,77	0,77	0,77
	θIk [deg]	-74,21	96,76	88,64	θIk [deg]	-43,74	-168,23	13,38	θIk [deg]	-80,52	171,42	37,66	θIk [deg]	75,85	164,23	44,27
	Vf [kV]	16,34	124,25	67,01	Vf [kV]	71,33	15,07	34,54	Vf [kV]	60,71	15,06	14,04	Vf [kV]	8,67	15,04	8,65
	θVf [deg]	-13,24	-112,64	112,93	θVf [deg]	0,71	-168,37	168,47	θVf [deg]	0,92	-160,40	136,0	θVf [deg]	-12,99	-133,32	106,5
	Io [kA]	0,14	θIo [deg]	-65,32	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	-153,85	Io [kA]	0,14	θIo [deg]	116,5	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	158,3

Tabla 83: Simulación en línea Morón – Tucacas N°1 y N°2.

MORÓN - TUCACAS N°1 y N°2																
% de la Línea	FALLA 1φ				FALLA 2φ				FALLA 2φ-t				FALLA 3φ			
	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C
10% L1	Sk'' [MVA]	482,11	13,38	12,01	Sk'' [MVA]	1,41	580,19	581,5	Sk'' [MVA]	9,49	624,08	591,3	Sk'' [MVA]	660,95	663,99	660,7
	Ik'' [kA]	7,26	0,20	0,18	Ik'' [kA]	0,02	8,74	8,76	Ik'' [kA]	0,14	9,40	8,91	Ik'' [kA]	9,96	10,00	9,95
	θIk [deg]	-71,63	105,04	106,8	θIk [deg]	175,25	-164,87	15,08	θIk [deg]	-79,7	178,04	33,09	θIk [deg]	-74,65	165,16	45,02
	Vf [kV]	24,77	125,79	79,63	Vf [kV]	72,22	35,88	37,77	Vf [kV]	79,83	35,80	21,42	Vf [kV]	20,42	35,46	20,41
	θVf [deg]	-5,61	-127,18	125,4	θVf [deg]	0,32	-155,19	152,3	θVf [deg]	-0,63	-133,63	120,0	θVf [deg]	-8,31	-128,50	111,3
	Io [kA]	2,29	θIo [deg]	-71,49	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	33,54	Io [kA]	1,80	θIo [deg]	110,70	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	0,61
80% L1	Sk'' [MVA]	143,7	24,23	22,48	Sk'' [MVA]	1,70	169,89	171,5	Sk'' [MVA]	19,99	179,29	177,1	Sk'' [MVA]	195,7	196,19	195,7
	Ik'' [kA]	2,17	0,37	0,34	Ik'' [kA]	0,03	2,56	2,58	Ik'' [kA]	0,30	2,70	2,67	Ik'' [kA]	2,95	2,96	2,95

	θlk [deg]	-69,86	103,58	104,3 2	θlk [deg]	-	-175,77	-160,36	19,49	θlk [deg]	-	80,52	-177,29	36,59	θlk [deg]	-70,36	169,56	49,48
	Vf [kV]	52,37	126,13	73,05	Vf [kV]	72,65	84,36	53,54	Vf [kV]	72,57	84,25	49,39	Vf [kV]	48,36	48,47	48,37		
	θVf [deg]	-2,78	-120,05	119,9	θVf [deg]	0,25	-132,98	128,4	θVf [deg]	0,10	-126,53	119,5	θVf [deg]	-4,02	-124,10	115,8		
	Io [kA]	0,49	θIo [deg]	-66,90	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	38,42	Io [kA]	0,42	θIo [deg]	113,4 4	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	6,72		
100% L1 + 20% L2	Sk" [MVA]	95,49	27,57	25,64	Sk" [MVA]	1,70	111,55	113,2	Sk" [MVA]	24,92	117,16	116,3	Sk" [MVA]	128,8	129,12	128,8		
	Ik" [kA]	1,44	0,42	0,39	Ik" [kA]	0,03	1,68	1,71	Ik" [kA]	0,38	1,77	1,75	Ik" [kA]	1,94	1,95	1,94		
	θlk [deg]	-69,03	101,70	102,3	θlk [deg]	-	175,30	-158,80	20,96	θlk [deg]	-	83,06	-175,02	37,16	θlk [deg]	-69,02	170,91	50,84
	Vf [kV]	55,70	126,18	71,94	Vf [kV]	72,72	91,70	56,67	Vf [kV]	71,09	91,58	53,51	Vf [kV]	112,8 5	12,87	12,85		
	θVf [deg]	-2,53	-118,74	118,9	θVf [deg]	0,24	-130,42	126,3	θVf [deg]	0,40	-125,31	119,3	θVf [deg]	-5,41	-125,46	114,5		
	Io [kA]	0,22	θIo [deg]	-58,10	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	39,28	Io [kA]	0,21	θIo [deg]	120,7 0	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	11,21		
100% L1 + 100% L2	Sk" [MVA]	67,71	19,54	18,17	Sk" [MVA]	1,30	85,00	86,25	Sk" [MVA]	16,61	88,95	87,41	Sk" [MVA]	98,24	98,40	98,24		
	Ik" [kA]	1,02	0,29	0,27	Ik" [kA]	0,02	1,28	1,30	Ik" [kA]	0,25	1,34	1,32	Ik" [kA]	1,48	1,48	1,48		
	θlk [deg]	-66,77	103,96	104,6 1	θlk [deg]	-	173,69	-157,36	22,40	θlk [deg]	-	80,65	-171,61	36,72	θlk [deg]	-67,73	172,21	52,15
	Vf [kV]	60,82	126,27	72,29	Vf [kV]	72,79	100,09	60,35	Vf [kV]	71,70	100,01	58,54	Vf [kV]	27,21	27,24	27,22		
	θVf [deg]	-2,10	-119,13	119,2	θVf [deg]	0,18	-127,77	124,2	θVf [deg]	0,24	-124,65	119,7	θVf [deg]	-4,12	-124,15	115,8		
	Io [kA]	0,16	θIo [deg]	-55,86	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	40,72	Io [kA]	0,14	θIo [deg]	123,6	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	13,23		

[S/E Planta Centro]

Tabla 84: Simulación en línea Planta Centro – Morón N°1 y N°2.

PLANTA CENTRO - MORÓN N°1 y N°2																
% de la Línea	FALLA 1φ				FALLA 2φ				FALLA 2φ-t				FALLA 3φ			
	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C
10% L1	Sk" [MVA]	1316,7	4,49	6,74	Sk" [MVA]	1,48	1089,95	1091,0 6	Sk" [MVA]	6,79	1297,54	1253,8	Sk" [MVA]	1223,5	1233,49	1220,6
	Ik" [kA]	19,83	0,07	0,10	Ik" [kA]	0,02	16,42	16,43	Ik" [kA]	0,10	19,54	18,89	Ik" [kA]	18,43	18,58	18,38
	θlk [deg]	-81,98	-81,05	-92,5	θlk [deg]	142,80	-172,76	7,19	θlk [deg]	102,8	155,68	39,88	θlk [deg]	-82,16	157,37	37,13
	Vf [kV]	13,49	124,37	67,69	Vf [kV]	71,42	13,48	34,36	Vf [kV]	62,53	13,36	11,56	Vf [kV]	7,56	13,15	7,55
	θVf [deg]	-15,71	-114,02	114,2 3	θVf [deg]	0,61	-169,75	169,73	θVf [deg]	0,92	-160,49	130,35	θVf [deg]	-15,78	-136,31	103,42

	Io [kA]	6,67	θIo [deg]	-82,03	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	26,87	Io [kA]	6,84	θIo [deg]	99,36	Io [kA]	0,01	θIo [deg]	-19,31
80% L1	Sk'' [MVA]	431,76	10,30	8,64	Sk'' [MVA]	1,45	470,09	471,34	Sk'' [MVA]	7,10	517,88	482,13	Sk'' [MVA]	531,95	535,49	531,45
	Ik'' [kA]	6,50	0,16	0,13	Ik'' [kA]	0,02	7,08	7,10	Ik'' [kA]	0,11	7,80	7,26	Ik'' [kA]	8,01	8,07	8,00
	θIk [deg]	-74,67	99,31	103,41	θIk [deg]	158,19	-168,17	11,74	θIk [deg]	-85,58	172,13	32,83	θIk [deg]	-77,89	161,80	41,61
	Vf [kV]	41,54	125,34	70,31	Vf [kV]	71,85	47,31	38,75	Vf [kV]	67,28	47,12	32,83	Vf [kV]	26,74	46,48	26,72
	θVf [deg]	-8,55	-116,55	116,06	θVf [deg]	0,39	-150,08	143,66	θVf [deg]	-0,12	-145,60	128,35	θVf [deg]	-11,16	-131,49	108,29
	Io [kA]	2,07	θIo [deg]	-74,48	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	31,57	Io [kA]	1,72	θIo [deg]	108,27	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	-5,06
100% L1 + 20% L2	Sk'' [MVA]	169,05	12,93	11,68	Sk'' [MVA]	1,29	216,20	217,40	Sk'' [MVA]	9,09	229,38	219,94	Sk'' [MVA]	246,97	248,04	246,93
	Ik'' [kA]	2,55	0,20	0,18	Ik'' [kA]	0,02	3,26	3,27	Ik'' [kA]	0,14	3,46	3,31	Ik'' [kA]	3,72	3,74	3,72
	θIk [deg]	-70,11	104,37	106,16	θIk [deg]	171,92	-162,98	16,87	θIk [deg]	-80,3	-178,39	32,85	θIk [deg]	-73,00	166,84	46,70
	Vf [kV]	57,68	125,91	71,69	Vf [kV]	72,34	82,01	51,35	Vf [kV]	69,81	81,86	49,86	Vf [kV]	46,77	81,21	46,77
	θVf [deg]	-4,23	-118,09	117,60	θVf [deg]	0,21	-135,04	127,74	θVf [deg]	-0,21	-132,73	122,37	θVf [deg]	-6,49	-126,65	113,22
	Io [kA]	0,73	θIo [deg]	-69,3	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	36,74	Io [kA]	0,56	θIo [deg]	112,48	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	3,24
100% L1 + 100% L2	Sk'' [MVA]	116,35	33,70	31,29	Sk'' [MVA]	1,95	127,06	128,91	Sk'' [MVA]	32,42	133,60	135,26	Sk'' [MVA]	146,60	146,99	146,61
	Ik'' [kA]	1,75	0,51	0,47	Ik'' [kA]	0,03	1,91	1,94	Ik'' [kA]	0,49	2,01	2,04	Ik'' [kA]	2,21	2,21	2,21
	θIk [deg]	-71,68	98,38	99,62	θIk [deg]	-179,2	-160,44	19,28	θIk [deg]	-86,5	-178,93	37,47	θIk [deg]	-70,54	169,37	49,28
	Vf [kV]	61,67	126,02	71,28	Vf [kV]	72,62	100,40	59,85	Vf [kV]	141,4	228,73	132,78	Vf [kV]	48,24	83,69	48,24
	θVf [deg]	-2,41	-117,32	117,04	θVf [deg]	0,21	-128,31	123,40	θVf [deg]	0,04	-122,53	120,19	θVf [deg]	-3,84	-123,92	116,00
	Io [kA]	0,27	θIo [deg]	-60,5	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	39,35	Io [kA]	0,27	θIo [deg]	117,12	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	7,39

[S/E Santa Clara]

Tabla 85: Simulación en línea Santa Clara – Caña de Azúcar N°1 y N°2.

SANTA CLARA - CAÑA DE AZÚCAR N°1 y N°2																
% de la Línea	FALLA 1φ				FALLA 2φ				FALLA 2φ-t				FALLA 3φ			
	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C
10% L1	Sk'' [MVA]	653,71	30,72	30,86	Sk'' [MVA]	1,02	687,47	687,77	Sk'' [MVA]	27,96	746,31	734,7	Sk'' [MVA]	797,4	795,56	795,56
	Ik'' [kA]	9,49	0,46	0,47	Ik'' [kA]	0,02	10,35	10,36	Ik'' [kA]	0,42	11,24	11,07	Ik'' [kA]	12,01	11,98	11,98
	θIk [deg]	-72,44	101,20	99,94	θIk [deg]	-109,3	-163,15	16,92	θIk [deg]	-80,2	175,31	38,82	θIk [deg]	-73,21	47,06	47,06
	Vf [kV]	7,87	124,40	76,43	Vf [kV]	73,17	8,57	36,33	Vf [kV]	78,99	8,58	6,68	Vf [kV]	4,97	8,58	4,95
	θVf [deg]	-7,44	-124,17	124,4	θVf [deg]	-0,12	-173,45	173,26	θVf [deg]	0,04	-146,83	132,4	θVf [deg]	-6,80	-126,60	113,65

	Io [kA]	2,98	θlo [deg]	-71,72	Io [kA]	0,00	θlo [deg]	-156,70	Io [kA]	2,62	θlo [deg]	108,63	Io [kA]	0,01	θlo [deg]	-174,92
80% L1	Sk" [MVA]	259,64	25,17	24,99	Sk" [MVA]	0,85	285,34	285,55	Sk" [MVA]	22,83	307,71	299,84	Sk" [MVA]	331,06	330,34	330,35
	Ik" [kA]	3,91	0,38	0,38	Ik" [kA]	0,01	4,30	4,30	Ik" [kA]	0,34	4,64	4,52	Ik" [kA]	4,99	4,98	4,98
	θIk [deg]	-70,88	104,36	102,60	θIk [deg]	-99,04	-162,14	18,01	θIk [deg]	-76,84	178,26	38,14	θIk [deg]	-72,15	167,90	48,07
	Vf [kV]	20,03	126,46	75,05	Vf [kV]	73,14	28,03	37,76	Vf [kV]	76,70	28,04	18,14	Vf [kV]	16,25	28,06	16,20
	θVf [deg]	-6,10	-122,58	122,7	θVf [deg]	-0,10	-159,85	158,35	θVf [deg]	0,01	-135,33	123,4	θVf [deg]	-6,11	-125,97	114,23
	Io [kA]	1,05	θlo [deg]	-69,53	Io [kA]	0,00	θlo [deg]	-155,1	Io [kA]	0,93	θlo [deg]	111,1	Io [kA]	0,00	θlo [deg]	-173,9
100% L1 + 20% L2	Sk" [MVA]	137,04	24,36	24,03	Sk" [MVA]	0,75	155,84	156,01	Sk" [MVA]	22,57	167,28	161,3	Sk" [MVA]	181,02	180,74	180,68
	Ik" [kA]	2,06	0,37	0,36	Ik" [kA]	0,01	2,35	2,35	Ik" [kA]	0,34	2,52	2,43	Ik" [kA]	2,73	2,72	2,72
	θIk [deg]	-67,49	106,31	104,45	θIk [deg]	-92,26	-159,18	21,06	θIk [deg]	-74,83	-176,98	39,51	θIk [deg]	-69,18	170,86	51,01
	Vf [kV]	25,51	126,45	74,12	Vf [kV]	73,12	38,75	39,44	Vf [kV]	72,21	38,76	23,83	Vf [kV]	22,44	38,79	22,39
	θVf [deg]	-6,05	-121,45	121,65	θVf [deg]	-0,09	-153,51	150,79	θVf [deg]	0,01	-132,04	119,82	θVf [deg]	-6,38	-126,30	113,83
	Io [kA]	0,45	θlo [deg]	-63,63	Io [kA]	0,00	θlo [deg]	-152,4	Io [kA]	0,41	θlo [deg]	116,9	Io [kA]	0,00	θlo [deg]	-172,7
100% L1 + 100% L2	Sk" [MVA]	76,69	18,10	17,73	Sk" [MVA]	0,46	96,94	96,97	Sk" [MVA]	15,93	102,12	98,63	Sk" [MVA]	112,67	112,39	112,44
	Ik" [kA]	1,16	0,27	0,27	Ik" [kA]	0,01	1,46	1,46	Ik" [kA]	0,24	1,54	1,49	Ik" [kA]	1,70	1,69	1,69
	θIk [deg]	-64,02	110,98	109,40	θIk [deg]	-78,17	-155,94	24,32	θIk [deg]	-69,63	-170,38	39,26	θIk [deg]	-65,97	174,09	54,28
	Vf [kV]	46,94	126,47	72,48	Vf [kV]	73,10	70,71	48,65	Vf [kV]	46,94	126,47	72,48	Vf [kV]	40,82	70,75	40,81
	θVf [deg]	-3,99	-119,22	119,3	θVf [deg]	-0,07	-138,28	133,61	θVf [deg]	-3,99	-119,34	119,3	θVf [deg]	-4,83	-124,82	115,15
	Io [kA]	0,21	θlo [deg]	-65,33	Io [kA]	0,00	θlo [deg]	-144,6	Io [kA]	0,21	θlo [deg]	-59,00	Io [kA]	0,00	θlo [deg]	-170,6

Tabla 86: Simulación en línea Santa Clara – Guacara I N°1.

SANTA CLARA - GUACARA I N°1																
% de la Línea	FALLA 1φ				FALLA 2φ				FALLA 2φ-t				FALLA 3φ			
	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C
10% L1	Sk" [MVA]	672,8	26,46	26,74	Sk" [MVA]	1,09	674,40	674,07	Sk" [MVA]	23,70	742,85	732,1	Sk" [MVA]	780,00	778,64	778,55
	Ik" [kA]	10,13	0,40	0,40	Ik" [kA]	0,02	10,16	10,15	Ik" [kA]	0,36	11,19	11,03	Ik" [kA]	11,75	11,73	11,73
	θIk [deg]	-72,94	-78,34	-79,61	θIk [deg]	67,52	-163,57	16,36	θIk [deg]	100,20	172,67	40,49	θIk [deg]	-73,64	166,39	46,53
	Vf [kV]	15,67	126,49	75,79	Vf [kV]	73,18	18,12	36,49	Vf [kV]	77,50	18,12	13,30	Vf [kV]	10,48	10,46	10,45
	θVf [deg]	-8,14	-123,49	123,7	θVf [deg]	-0,12	-166,64	165,75	θVf [deg]	0,09	-144,78	129,1	θVf [deg]	-7,77	-127,65	112,51
	Io [kA]	3,64	θlo [deg]	-73,39	Io [kA]	0,00	θlo [deg]	23,50	Io [kA]	3,12	θlo [deg]	107,2	Io [kA]	0,01	θlo [deg]	-171,8
80% L2	Sk" [MVA]	223,86	5,31	6,41	Sk" [MVA]	1,83	248,57	247,85	Sk" [MVA]	6,41	270,25	259,34	Sk" [MVA]	286,79	286,76	286,52

	Ik'' [kA]	3,37	0,08	0,10	Ik'' [kA]	0,03	3,74	3,73	Ik'' [kA]	0,10	4,07	3,91	Ik'' [kA]	4,32	4,32	4,32
	θIk [deg]	-70,05	-92,41	-93,64	θIk [deg]	55,15	-162,15	17,61	θIk [deg]	80,59	177,77	38,55	θIk [deg]	-72,28	167,72	47,76
	Vf [kV]	41,20	126,55	73,22	Vf [kV]	73,27	53,36	42,88	Vf [kV]	73,17	53,36	35,23	Vf [kV]	30,82	30,84	30,78
	θVf [deg]	-5,50	-119,92	119,8	θVf [deg]	-0,19	-146,20	141,75	θVf [deg]	-0,33	-137,35	126,2	θVf [deg]	-6,39	-126,33	113,72
	Io [kA]	1,18	θIo [deg]	-71,17	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	21,32	Io [kA]	0,96	θIo [deg]	110,3	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	-169,5
100% L1 + 20% L2	Sk'' [MVA]	127,87	5,17	4,46	Sk'' [MVA]	2,36	132,89	131,75	Sk'' [MVA]	4,64	144,74	141,0	Sk'' [MVA]	152,79	152,54	152,38
	Ik'' [kA]	1,93	0,08	0,07	Ik'' [kA]	0,04	2,00	1,98	Ik'' [kA]	0,07	2,18	2,12	Ik'' [kA]	2,30	2,30	2,30
	θIk [deg]	-69,67	132,03	150,6	θIk [deg]	52,27	-160,47	18,96	θIk [deg]	-7,03	177,29	41,86	θIk [deg]	-70,82	169,29	49,57
	Vf [kV]	37,88	126,64	71,80	Vf [kV]	73,33	49,05	42,05	Vf [kV]	70,29	49,08	33,06	Vf [kV]	27,94	49,19	28,15
	θVf [deg]	-5,30	-117,64	117,5	θVf [deg]	-0,24	-148,09	144,43	θVf [deg]	-0,58	-137,95	127,4	θVf [deg]	-5,28	-125,69	113,41
	Io [kA]	0,60	θIo [deg]	-71,96	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	17,44	Io [kA]	0,53	θIo [deg]	109,2	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	178,54
100% L1 + 100% L2	Sk'' [MVA]	92,55	15,56	15,51	Sk'' [MVA]	1,15	96,58	95,73	Sk'' [MVA]	14,09	102,93	102,9	Sk'' [MVA]	112,3	110,32	111,34
	Ik'' [kA]	1,39	0,23	0,23	Ik'' [kA]	0,02	1,46	1,44	Ik'' [kA]	0,21	1,55	1,55	Ik'' [kA]	1,69	1,66	1,68
	θIk [deg]	-68,18	109,50	113,89	θIk [deg]	77,01	-157,68	21,77	θIk [deg]	-66,30	-179,00	43,41	θIk [deg]	-68,47	172,14	53,39
	Vf [kV]	43,82	126,70	70,15	Vf [kV]	73,26	63,27	46,45	Vf [kV]	66,96	63,35	39,97	Vf [kV]	35,82	63,66	36,28
	θVf [deg]	-3,45	-115,41	115,3	θVf [deg]	-0,03	-141,21	137,18	θVf [deg]	-0,03	-132,80	124,8	θVf [deg]	-4,00	-124,59	114,01
	Io [kA]	0,31	θIo [deg]	-68,11	Io [kA]	0,00	θIo [deg]	-163,82	Io [kA]	0,30	θIo [deg]	111,9	Io [kA]	0,01	θIo [deg]	178,97

[S/E Tucacas]

Tabla 87: Simulación en línea Tucacas – Morón N°1 y N°2.

TUCACAS - MORÓN N°1 y N°2																
% de la Línea	FALLA 1φ				FALLA 2φ				FALLA 2φ-t				FALLA 3φ			
	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C	Parámetros	fase A	fase B	fase C
10% L1	Sk'' [MVA]	240,2	28,97	26,91	Sk'' [MVA]	1,86	202,80	200,96	Sk'' [MVA]	25,42	233,23	239,4	Sk'' [MVA]	232,5	232,90	232,61
	Ik'' [kA]	3,62	0,44	0,41	Ik'' [kA]	0,03	3,05	3,03	Ik'' [kA]	0,38	3,51	3,61	Ik'' [kA]	3,50	3,51	3,50
	θIk [deg]	-77,76	-78,10	-77,41	θIk [deg]	4,05	-166,44	13,65	θIk [deg]	97,60	162,08	44,77	θIk [deg]	-75,30	164,66	44,60
	Vf [kV]	13,83	126,35	70,16	Vf [kV]	72,86	12,47	35,80	Vf [kV]	72,39	12,47	11,73	Vf [kV]	7,18	12,46	7,18

	ØVf [deg]	-11,86	-118,17	121,1 3	ØVf [deg]	0,70	-170,05	170,84	ØVf [deg]	2,96	-158,76	135,6 3	ØVf [deg]	-8,97	-129,01	110,94
	Io [kA]	1,49	ØIo [deg]	-77,76	Io [kA]	0,00	ØIo [deg]	-141,7	Io [kA]	1,36	ØIo [deg]	101,7	Io [kA]	0,00	ØIo [deg]	13,19
80% L1	Sk'' [MVA]	84,26	13,72	12,46	Sk'' [MVA]	1,34	85,62	84,31	Sk'' [MVA]	9,81	96,24	89,68	Sk'' [MVA]	97,50	97,69	97,52
	Ik'' [kA]	1,27	0,21	0,19	Ik'' [kA]	0,02	1,29	1,27	Ik'' [kA]	0,15	1,45	1,35	Ik'' [kA]	1,47	1,47	1,47
	ØIk [deg]	-74,18	-74,21	-72,82	ØIk [deg]	-1,41	-167,03	13,20	ØIk [deg]	100,8	170,06	38,27	ØIk [deg]	-75,84	164,10	44,03
	Vf [kV]	39,92	126,09	71,20	Vf [kV]	72,56	41,99	38,25	Vf [kV]	70,95	41,94	30,86	Vf [kV]	24,09	41,79	24,10
	ØVf [deg]	-8,22	-118,22	119,1 2	ØVf [deg]	0,56	-152,39	147,97	ØVf [deg]	1,06	-147,12	131,2	ØVf [deg]	-9,51	-129,56	110,37
	Io [kA]	0,55	ØIo [deg]	-74,03	Io [kA]	0,00	ØIo [deg]	-144,7	Io [kA]	0,43	ØIo [deg]	107,8	Io [kA]	0,00	ØIo [deg]	18,90
100% L1 + 20% L2	Sk'' [MVA]	44,67	11,24	9,65	Sk'' [MVA]	1,45	37,07	35,67	Sk'' [MVA]	8,06	45,86	40,10	Sk'' [MVA]	41,86	41,85	41,87
	Ik'' [kA]	0,67	0,17	0,15	Ik'' [kA]	0,02	0,56	0,54	Ik'' [kA]	0,12	0,69	0,60	Ik'' [kA]	0,63	0,63	0,63
	ØIk [deg]	-77,98	-77,09	-73,88	ØIk [deg]	-11,7	-172,50	8,35	ØIk [deg]	98,11	158,38	43,28	ØIk [deg]	-79,88	160,15	40,16
	Vf [kV]	34,26	125,66	70,30	Vf [kV]	72,18	32,36	35,41	Vf [kV]	67,94	32,29	25,90	Vf [kV]	18,55	32,16	18,55
	ØVf [deg]	-11,05	-116,61	116,7	ØVf [deg]	0,72	-158,18	154,58	ØVf [deg]	0,61	-154,03	134,0	ØVf [deg]	-12,98	-133,04	106,92
	Io [kA]	0,33	ØIo [deg]	-77,23	Io [kA]	0,00	ØIo [deg]	-149,9	Io [kA]	0,27	ØIo [deg]	105,5	Io [kA]	0,00	ØIo [deg]	-178,4
100% L1 + 100% L2	Sk'' [MVA]	43,13	5,49	8,08	Sk'' [MVA]	1,45	38,15	36,91	Sk'' [MVA]	8,12	45,41	40,88	Sk'' [MVA]	43,13	43,13	43,13
	Ik'' [kA]	0,65	0,08	0,12	Ik'' [kA]	0,02	0,58	0,56	Ik'' [kA]	0,12	0,68	0,62	Ik'' [kA]	0,65	0,65	0,65
	ØIk [deg]	-80,07	76,90	74,08	ØIk [deg]	-27,6	-173,17	8,08	ØIk [deg]	-95,31	160,37	39,91	ØIk [deg]	-80,33	159,66	39,66
	Vf [kV]	25,78	124,63	65,10	Vf [kV]	71,71	29,25	34,74	Vf [kV]	52,33	29,21	21,94	Vf [kV]	16,82	29,14	16,82
	ØVf [deg]	-9,90	-106,95	107,6	ØVf [deg]	0,96	-159,69	157,10	ØVf [deg]	1,80	-151,17	132,7	ØVf [deg]	-13,19	-133,19	106,82
	Io [kA]	0,16	ØIo [deg]	-69,64	Io [kA]	0,00	ØIo [deg]	-156,6	Io [kA]	0,18	ØIo [deg]	110,0	Io [kA]	0,00	ØIo [deg]	-154,3

[ANEXO 8]

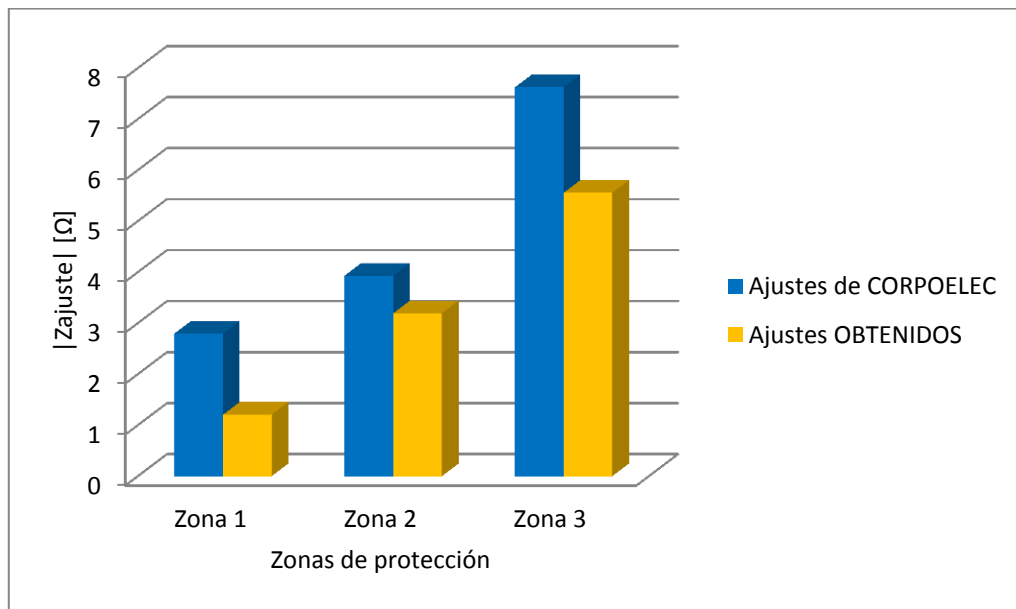
[Diferencias entre los Ajustes de CORPOELEC y OBTENIDOS]

Los distintos gráficos mostrados a continuación corresponden a los valores de los ajustes que se encuentran implementados por la empresa CORPOELEC en los relés en las distintas subestaciones trabajadas y los ajustes obtenidos mediante las simulaciones pertinentes.

En los distintos gráficos se visualiza la diferencia porcentual existente entre los ajustes mencionados anteriormente, dicha diferencia porcentual está expresada en la Tabla 25, la cual corresponde a la comparación entre las magnitudes de las impedancias de ajuste para las distintas zonas de protección.

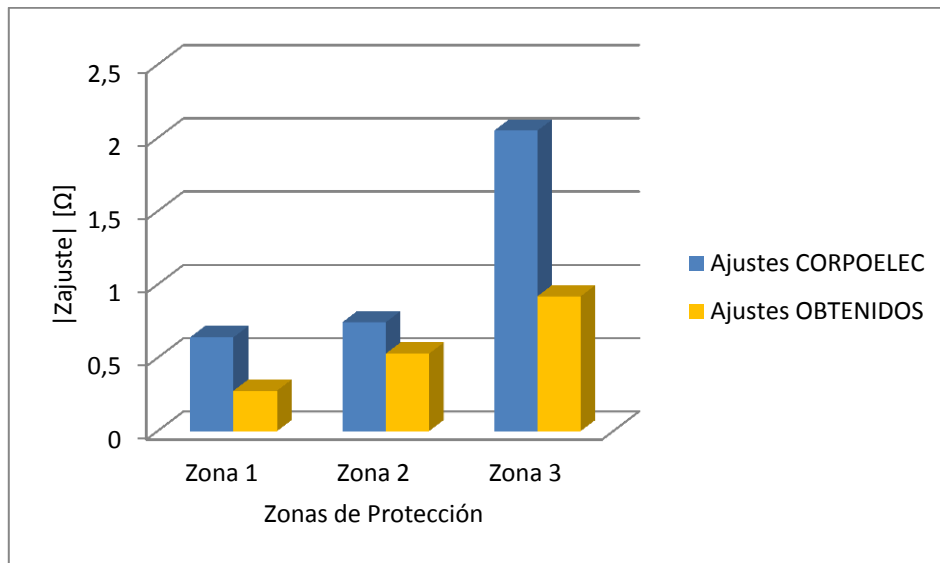
[S/E CAÑA DE AZÚCAR]

[Caña de Azúcar – Santa Clara N° 1 y N°2]



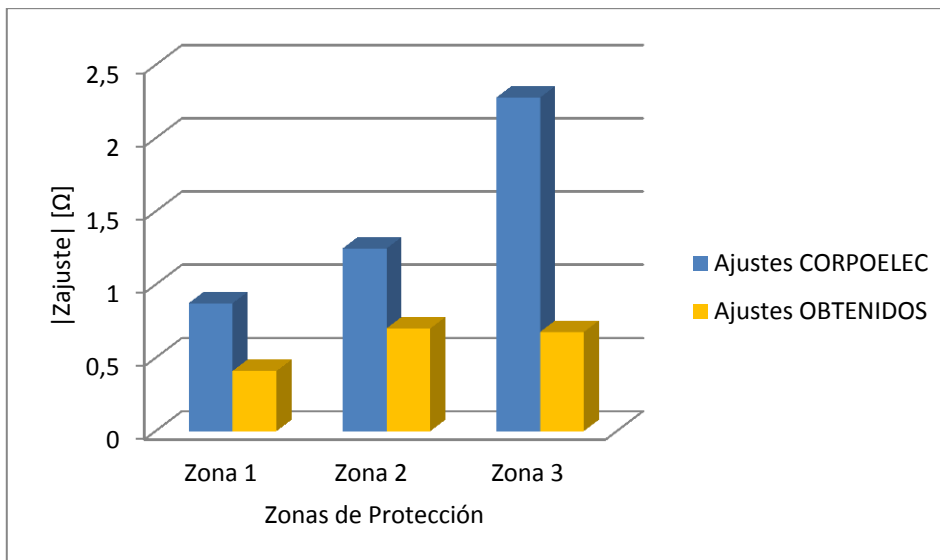
[S/E CARABOBO]

[Carabobo – Guacara I N° 1]

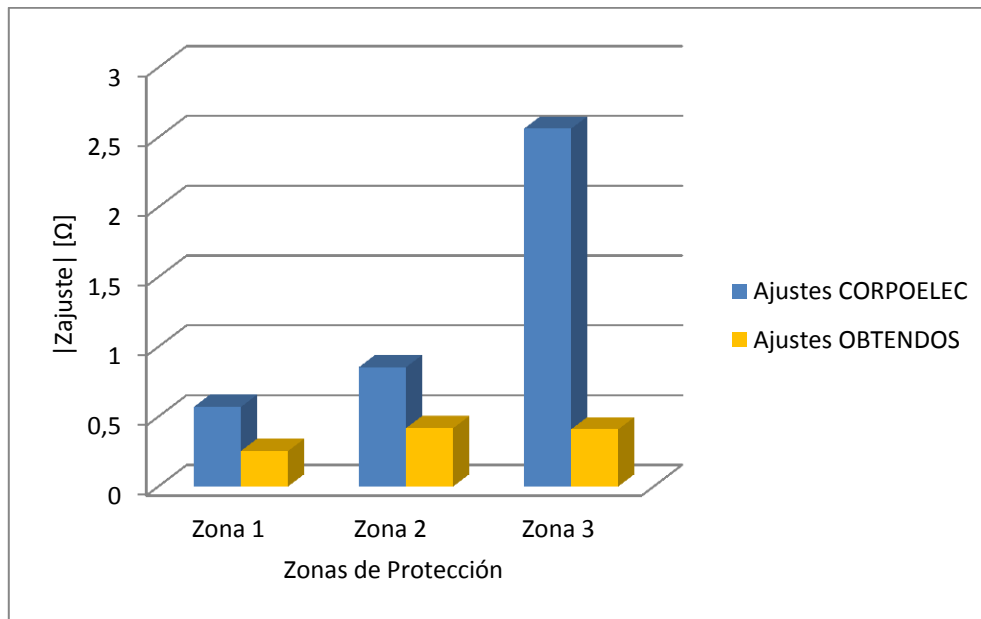


[S/E GUACARA I]

[Guacara I – Santa Clara N° 1]

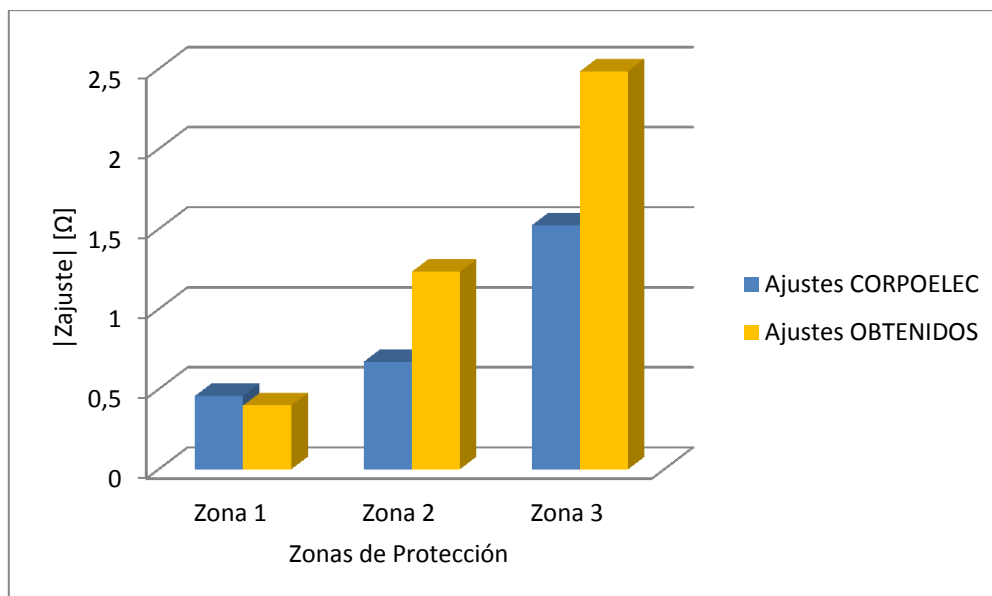


[Guacara I – Carabobo N°1]

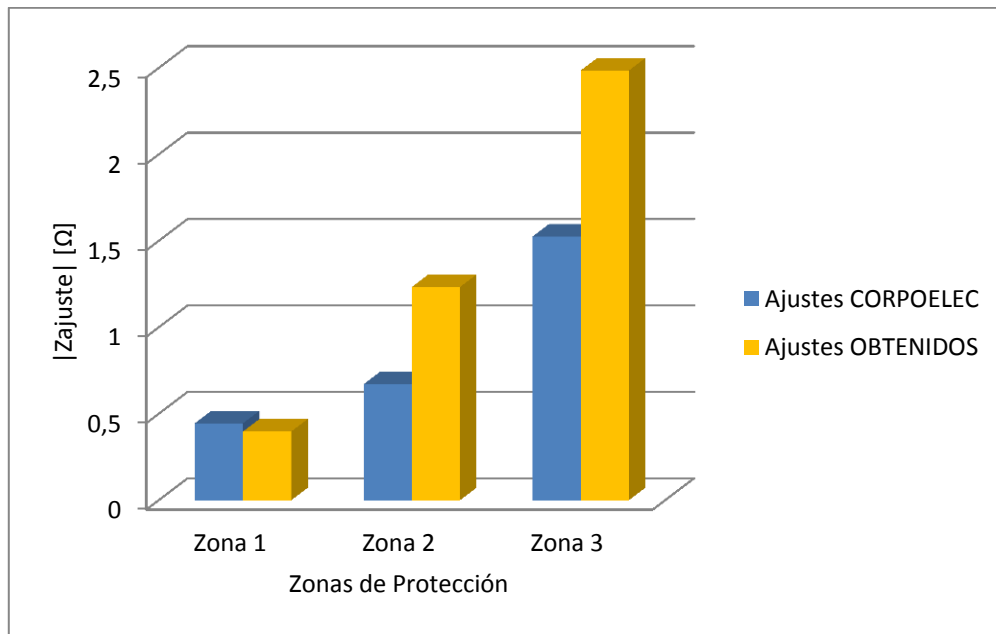


[S/E MORÓN]

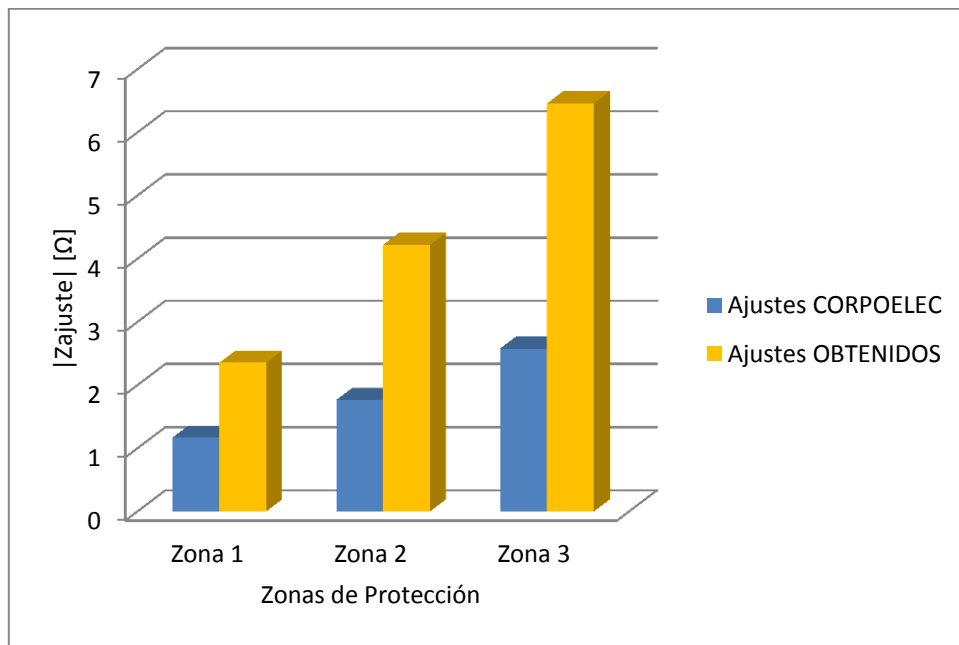
[Morón – Planta Centro N° 1]



[Morón – Planta Centro N° 2]

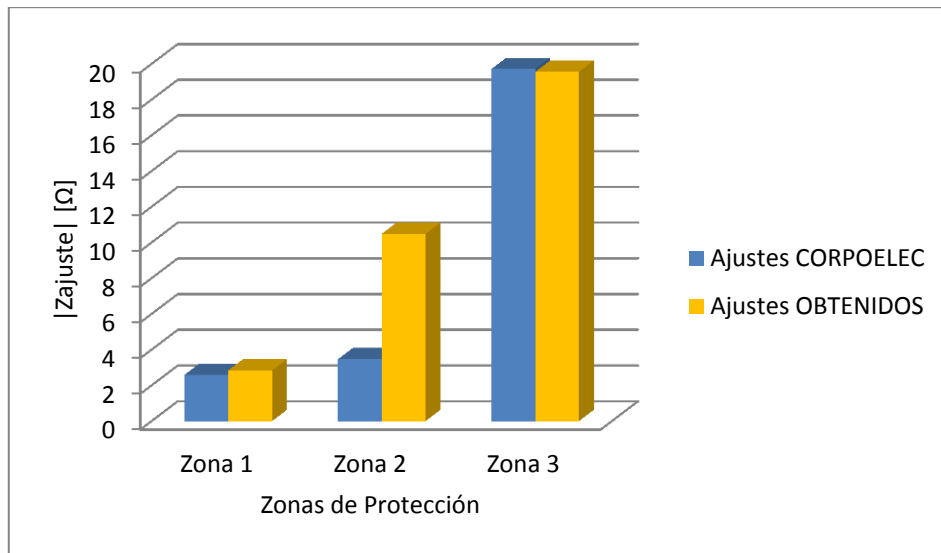


[Morón – Tucacas N° 1 y N° 2]



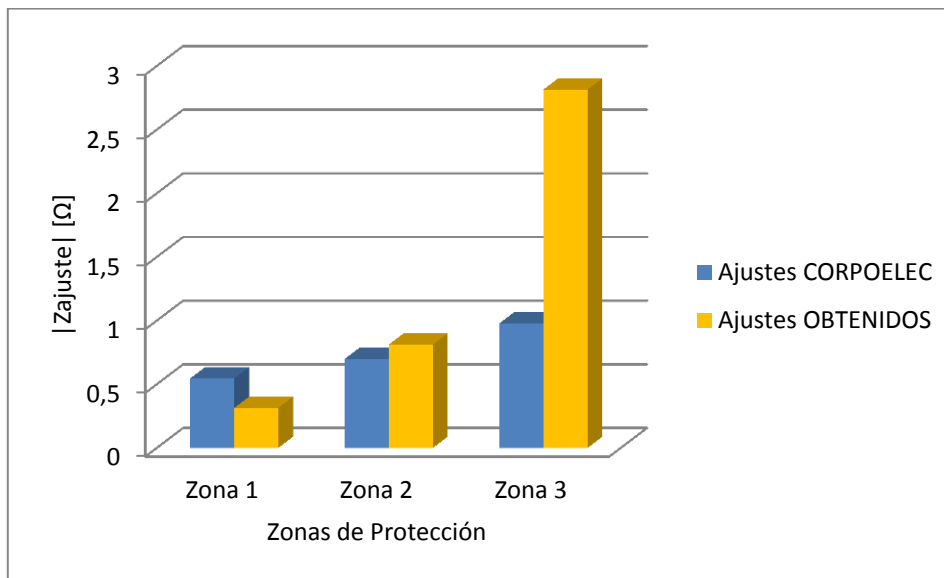
[S/E PLANTA CENTRO]

[Planta Centro – Morón N° 1 y N° 2]

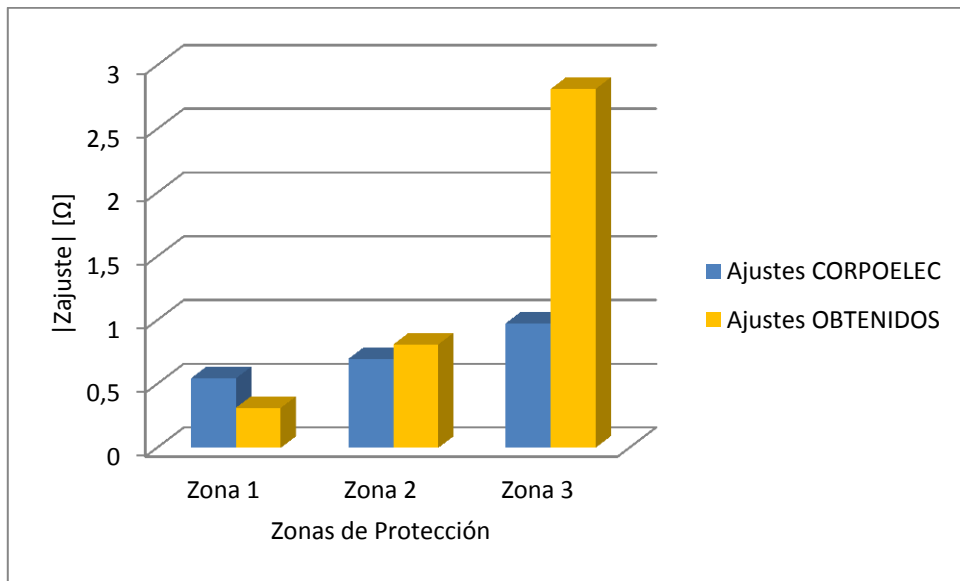


[S/E SANTA CLARA]

[Santa Clara – Caña de Azúcar N° 1 y N° 2]



[Santa Clara – Guacara I N°1]



[S/E TUCACAS]

[Tucacas – Morón N°1 y N° 2]

