

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PROYECTO DE SUSTITUCIÓN DE PROTECCIÓN SECUNDARIA LÍNEAS: TACOA-CONVENTO Y BOYACÁ- CONVENTO 230 KV

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la Bachiller Márquez García, Indira
para optar al Título de
Ingeniera Electricista

Caracas, 2011

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PROYECTO DE SUSTITUCIÓN DE PROTECCIÓN SECUNDARIA LÍNEAS: TACOA-CONVENTO Y BOYACÁ- CONVENTO 230 KV

Profesor Guía: Ing. José Luis Mora
Tutor Industrial: Ing. Lisett Silva

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la Bachiller Márquez García, Indira
para optar al Título de
Ingeniera Electricista

Caracas, 2011

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 03 de noviembre de 2011

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 Indira Márquez G., titulado:

“PROYECTO DE SUSTITUCIÓN DE PROTECCIÓN SECUNDARIA LÍNEAS: TACOA-CONVENTO Y BOYACÁ-CONVENTO 230 kV.”

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

Prof. Antonio Clemente
Jurado

Prof. Julián Pérez
Jurado

Prof. José Mora
Prof. Guía

Márquez G., Indira

**PROYECTO DE SUSTITUCIÓN DE PROTECCIÓN SECUNDARIA
LÍNEAS: TACOA-CONVENTO Y BOYACÁ-CONVENTO 230 KV**

Profesor Guía: Ing. José Luis Mora. Tutor Industrial: Ing. Lisett Silva. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniera Electricista. Opción: Potencia. Institución: Electricidad de Caracas. 2011. 96 hojas + Anexos.

Palabras Claves: Protección de Distancia; Teleprotección; Protección Direccional de Sobre-Corriente de Neutro; Relé Multilin D60.

Resumen. Este trabajo tiene como finalidad realizar la ingeniería de proyecto correspondiente a la sustitución de las protecciones secundarias de las líneas Tocoa-Convento y Boyacá-Convento ambas de 230 kV operadas por la red de transmisión de la Electricidad de Caracas (EDC). Para ello se realizó un estudio de la filosofía de protección de la EDC para determinar los nuevos esquemas a implementar siguiendo los lineamientos establecidos por la empresa. Seguidamente se calcularon los ajustes asociados a la protección de distancia y se realizó el diseño de la unidad de sobrecorriente de neutro la cual funcionará como respaldo del esquema principal. Para generar una mayor eficacia de actuación de la protección se realizó el estudio de los distintos esquemas de teleprotección disponibles en el equipo a implementar (Relé Multilin D60) seleccionando el que más se ajustara a las necesidades. Una vez definidos los nuevos esquemas a implementar se procedió a realizar el ajuste, la configuración y calibración de los equipos, seguido del protocolo de pruebas funcionales a partir de lo cual se obtuvo que los ajustes introducidos funcionaban correctamente presentando mejoras en los niveles de confiabilidad, seguridad y selectividad de la protección. Como producto final se realizaron las modificaciones de los planos esquemáticos y físicos correspondientes a cada uno de los paneles de las protecciones a sustituir. Para culminar el proyecto queda por realizar la implementación en campo de los nuevos equipos, según lo indicado en los nuevos planos de gabinetes.

ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN	iii
RESUMEN	iv
ÍNDICE GENERAL	v
ÍNDICE DE FIGURAS	vii
ÍNDICE DE GRÁFICAS	ix
ÍNDICE DE TABLAS	xi
SIGLAS	xv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA	3
1.1. Historia.....	3
1.2. Misión.....	3
1.3. Visión.....	4
1.4. Estructura Organizativa.....	4
1.5. Gerencia Operativa de Transmisión.....	5
CAPÍTULO II	7
2. EL PROBLEMA	7
2.1. Planteamiento del Problema.....	7
2.2. Objetivos.....	8
CAPÍTULO III	10
3. MARCO TEÓRICO	10
3.1. Sistema Eléctrico de Potencia [1].....	10
3.2. Sistema de Protección [1].....	10
3.3. Características de un Sistema de protección [2].	11
3.4. Protecciones de Líneas de Transmisión [3].....	12
3.5. Principios de Actuación de los Relés de Protección [3].	12
3.6. Principios de Diseño de los Relés de Protección [5].	13

3.7.	Transformadores de Medida [6].	15
3.8.	Protección de Distancia [10]	19
3.9.	Protección de Sobre-Corriente [9].	29
3.10.	Esquemas de Teleprotección [9]	31
CAPÍTULO IV		34
4.	MARCO METODOLÓGICO	34
4.1.	Filosofía del Sistema de Protecciones 230 kV de la Electricidad de Caracas [11].	35
4.2.	Descripción del Relé Multifuncional Multilin D60 [10].	42
4.3.	Ajustes de Actuación [2]	47
4.4.	Estudio Comparativo Esquemas PUTT y POTT [1] [13] [9]	73
4.5.	Protección Direccional de Sobre-Corriente de Neutro	75
4.6.	Modificación de Planos	80
4.7.	Calibración y Prueba de los Relés D60	86
5.	Análisis de Resultados	90
CONCLUSIONES		91
RECOMENDACIONES		92
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		93
BIBLIOGRAFÍA		95

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Estructura Organizativa de la Electricidad de Caracas.....	4
Figura 2: Relé Electromecánico	14
Figura 3: Diagrama de Bloques Típico del Funcionamiento de Relés Numéricos y Digitales	15
Figura 4: Circuito equivalente de un Transformador de Corriente	17
Figura 5: Zonas de Protección.....	21
Figura 6: Falla con Impedancia y una Fuente de Alimentación.....	22
Figura 7: Falla con Impedancia y doble Fuente de Alimentación	22
Figura 8: Efecto Infeed.....	24
Figura 9: Relé Tipo Impedancia.....	26
Figura 10: Relé Tipo Reactancia.....	27
Figura 11: Relé Tipo Mho.....	28
Figura 12: Característica Cuadrilateral	29
Figura 13: Esquema de Teleprotección PUTT	32
Figura 14: Esquema de teleprotección POTT	33
Figura 15: Sistema de Generación/Transmisión de la EDC.....	36
Figura 16: Protecciones asociadas a equipos de Potencia en 230 kV	37
Figura 17: Diagrama Unifilar Típico de Protecciones para una Línea de Transmisión	39
Figura 18: Diagrama Lógico Típico de Protecciones en cada Subestación	40
Figura 19: Línea Tocoa-Convento y adyacentes, vista desde el extremo Convento...53	
Figura 20: Ubicación de Fallas en las Líneas Adyacentes para las Simulaciones	57
Figura 21: Ubicación de fallas para las simulaciones correspondientes al ajuste de la Zona 3.....	62
Figura 22: Falla en Línea Tocoa-Junquito 230 kV.....	69

Figura 23: Esquema Lógico asociado al Envío del Disparo Transferido de la Unidad Direccional de Sobre-Corriente de Neutro.....	78
Figura 24: Esquema Lógico asociado a la recepción del Disparo Transferido de la Unidad Direccional de Sobre-Corriente de Neutro	79
Figura 25: Esquema Lógico asociado a la Orden de Disparo de la Unidad Direccional de Sobre-Corriente de Neutro	80
Figura 26: Esquema de Conexiones del Relé Biestable BJ8.....	88
Figura 27: Conductores con camino de retorno	100
Figura 28: Conductores e Imágenes	102
Figura 29: Torre tipo asociada a la Línea Tocoa-Convento	106
Figura 30: Torre tipo asociada a la línea Boyacá-Convento 230 kV	111
Figura 31: Línea Boyacá-Convento y adyacentes, vista desde el extremo Convento	122
Figura 32: Ubicación de fallas para las simulaciones correspondientes al ajuste de la Zona2.....	126
Figura 33: Ubicación de Fallas para determinar el alcance de la Zona 3	131
Figura 34: Línea Tocoa-Convento y adyacentes, vista desde el extremo Convento.	142
Figura 35: Ubicación de fallas en las líneas adyacentes para las simulaciones	145
Figura 36: Línea Boyacá-Convento y líneas adyacentes vistas desde el Extremo Boyacá.....	153
Figura 37: Ubicación de fallas para las simulaciones correspondientes al ajuste de la Zona 2.....	157
Figura 38: Esquema lógico de la función de distancia entre fases.....	207
Figura 39: Esquema lógico de la función de distancia a tierra (Zona 1).....	209
Figura 40: Esquema lógico de la función de distancia a tierra (Zonas 2, 3, 4 y 5) ...	210
Figura 41: Esquema lógico de la función temporizada de sobre-corriente	211
Figura 42: Esquema lógico de la función direccional de sobre-corriente de neutro.	213
Figura 43: Esquema lógico de la función POTT	221

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1: Curvas de saturación de un transformador de corriente de multiples ajustes	18
Gráfica 2: Comparación de Curvas de Sobre-Corriente	31
Gráfica 3: Característica Mho. Línea Tocoa-Convento. Extremo Convento	66
Gráfica 4: Característica Cuadrilateral Línea Tocoa-Convento. Extremo Convento..	68
Gráfica 5: Característica Cuadrilateral e Impedancias de Falla. Línea Tocoa-Convento. Extremo Convento	72
Gráfica 6: Curva característica de Tiempo Inverso asociada al Elemento Direccional de Sobre-Corriente de Neutro. Extremo Convento. Línea Tocoa-Convento	76
Gráfica 7: Característica Mho. Línea Tocoa-Convento. Extremo Tocoa.....	168
Gráfica 8: Característica Mho. Extremo Convento (Considerando: Ajuste Actual Zona 1 Tocoa-Boyacá)	170
Gráfica 9: Característica Mho. Extremo Convento (Considerando: Ajuste Sugerido Zona 1 Tocoa-Boyacá)	170
Gráfica 10: Característica Mho. Extremo Boyacá (Considerando: Ajuste Actual Zona 1 Convento-Curupao y Ajuste Actual Zona1 Tocoa-Junquito).....	172
Gráfica 11: Característica Mho. Extremo Boyacá (Considerando: Ajuste Sugerido Zona 1 Convento-Curupao y Ajuste Actual Zona1 Tocoa-Junquito)	172
Gráfica 12: Característica Cuadrilateral. Línea Tocoa-Convento. Extremo Convento	173
Gráfica 13: Característica Cuadrilateral. Línea Boyacá-Convento. Extremo Convento. Considerando: Ajuste Actual Zona 1 Tocoa-Boyacá	174
Gráfica 14: Característica Cuadrilateral. Línea Boyacá-Convento. Extremo Convento. Considerando: Ajuste Sugerido Zona 1 Tocoa-Boyacá	174
Gráfica 15: Característica Cuadrilateral. Línea Boyacá-Convento. Extremo Boyacá . Considerando: Ajuste Actual Zona 1 Convento-Curupao	175
Gráfica 16: Característica Cuadrilateral. Línea Boyacá-Convento. Extremo Boyacá . Considerando: Ajuste Sugerido Zona 1 Convento-Curupa.....	175

Gráfica 17: Curva característica de Tiempo Inverso asociada al Elemento Direccional de Sobre-Corriente de Neutro. Extremo Convento. Línea Boyacá-Convento 198

Gráfica 18: Curva característica de Tiempo Inverso asociada al Elemento Direccional de Sobre-Corriente de Neutro. Extremo Boyacá. Línea Boyacá-Convento..... 199

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Funciones Disponibles en el Relé D60	43
Tabla 2: Datos de las Líneas Adyacentes a S/E Tocoa	55
Tabla 3: Ajuste Reactivo Zona 2. Considerando el Efecto Infeed con Máxima Generación. Línea Tocoa-Convento. Extremo Convento	58
Tabla 4: Ajuste Reactivo Zona 2. Considerando el Efecto Infeed con Mínima Generación. Línea Tocoa-Convento. Extremo Convento	58
Tabla 5: Ajuste Reactivo Zona 3. Considerando el Efecto Infeed con Máxima Generación. Línea Tocoa-Convento. Extremo Convento	63
Tabla 6: Ajuste Reactivo Zona 3. Considerando el efecto infeed con Mínima Generación. Línea Tocoa-Convento. Extremo Convento	63
Tabla 7: Ajustes Reactivos.....	64
Tabla 8: Blinder derecho de la Característica Cuadrilateral	67
Tabla 9: Fluctuaciones de Carga. Línea Tocoa-Convento 230 kV	71
Continuación a 10: Fluctuaciones de Carga. Línea Tocoa-Convento 230 kV	72
Tabla 11: Características Relé 67N. Extremo Convento. Línea Tocoa-Convento.....	76
Tabla 12: Distancia entre conductores. Torres asociadas a la línea Tocoa-Convento	106
Tabla 13: Características de los Conductores Línea Tocoa-Convento. Tramo 1	107
Tabla 14: Características de los Conductores Línea Tocoa-Convento. Tramo 2	108
Tabla 15: Distancia entre conductores. Línea Boyacá-Convento 230 kV	111
Tabla 16: Características de los Conductores. Línea Boyacá-Convento	112
Tabla 17: Datos de las Líneas Adyacentes a S/E Boyacá	123
Tabla 18: Ajuste Zona 2. Considerando el efecto Infeed Máxima Generación. Considerando el Ajuste Actual asociado a la Zona 1 de la Línea Tocoa-Boyacá 1 ..	126
Tabla 19: Ajuste Zona 2. Considerando el efecto Infeed Máxima Generación. Considerando el Ajuste Sugerido asociado a la Zona 1 de la Línea Tocoa-Boyacá 1	126

Tabla 20: Ajuste Zona 2. Considerando el efecto Infeed Mínima Generación. Considerando el Ajuste Actual asociado a la Zona 1 de la Línea Tocoa-Boyacá 1..	127
Tabla 21: Ajuste Zona 2. Considerando el efecto Infeed Mínima Generación. Considerando el Ajuste Sugerido asociado a la Zona 1 de la Línea Tocoa-Boyacá 1	127
Tabla 22: Ajuste Zona 3. Considerando el efecto Infeed Máxima Generación	132
Tabla 23: Ajuste Zona 3. Considerando el efecto Infeed Máxima Generación	132
Tabla 24: Datos de las Líneas adyacentes a S/E Convento.....	143
Tabla 25: Ajuste Reactivo Zona 2. Considerando el Efecto Infeed con Máxima Generación	146
Tabla 26: Ajuste Reactivo Zona 2. Considerando el Efecto Infeed con Mínima Generación	146
Tabla 27: Datos de Líneas Adyacentes a S/E Convento	154
Tabla 28: Características Relé 67N. Extremo Tocoa. Línea Tocoa-Convento	196
Tabla 29: Características Relé 67N. Extremo Convento. Línea Boyacá-Convento .	196
Tabla 30: Características Relé 67N. Extremo Boyacá. Línea Boyacá-Convento	198
Tabla 31: Ajuste Fault Report	222
Tabla 32: Ajuste Oscilography.....	222
Tabla 33: Ajuste Panel anunciadores 1	224
Tabla 34: Ajuste panel de anunciadores 3.....	224
Tabla 35: Ajuste Current Banks	225
Tabla 36: Ajuste Voltage Banks	226
Tabla 37: Ajuste Power System	226
Tabla 38: Ajuste Signal Sources	226
Tabla 39: Ajuste Phase Distance.....	234
Tabla 40: Ajuste Ground Distance	235
Tabla 41: Ajuste Neutral Time Overcurrent	237
Tabla 42: Ajuste Directional Time Overcurrent	237
Tabla 43: Ajuste Synchrocheck 1 Tabla 44: Ajuste Synchrocheck 2	238
Tabla 45: Ajuste Autoreclose.....	239

Tabla 46: Ajuste Permivise Overreaching Transfer Trip	240
Tabla 47: Ajuste Fault Report	241
Tabla 48: Ajuste Oscilography.....	241
Tabla 49: Ajuste Panel anunciadores 1	243
Tabla 50: Ajuste panel de anunciadores 3.....	243
Tabla 51: Ajuste Current Banks.....	244
Tabla 52: Ajuste Voltage Banks	245
Tabla 53: Ajuste Power System	245
Tabla 54: Ajuste Signal Sources	245
Tabla 55: Ajuste Phase Distance.....	253
Tabla 56: Ajuste Ground Distance.....	254
Tabla 57: Ajuste Neutral Time Overcurrent	256
Tabla 58: Ajuste Directional Time Overcurrent	256
Tabla 59: Ajuste Synchrocheck 1 Tabla 60: Ajuste Synchrocheck 2	257
Tabla 61: Ajuste Autoreclose.....	258
Tabla 62: Ajuste Permivise Overreaching Transfer Trip.....	259
Tabla 63: Ajuste Fault Report.....	260
Tabla 64: Ajuste Oscilography.....	260
Continuación Tabla 65: Ajuste Oscilography	261
Tabla 66: Ajuste Panel anunciadores 1	262
Tabla 67: Ajuste panel de anunciadores 3.....	262
Tabla 68: Ajuste Current Banks.....	263
Tabla 69: Ajuste Voltage Banks	264
Tabla 70: Ajuste Power System	264
Tabla 71: Ajuste Signal Sources	264
Tabla 72: Ajuste Phase Distance.....	272
Tabla 73: Ajuste Ground Distance.....	273
Tabla 74: Ajuste Neutral Time Overcurrent	275

Tabla 75: Ajuste Directional Time Overcurrent	275
Tabla 76: Ajuste Synchrocheck 1 Tabla 77: Ajuste Synchrocheck 2	276
Tabla 78: Ajuste Autoreclose.....	277
Continuación Tabla 6879: Ajuste Autoreclose	278
Tabla 80: Ajuste Permivise Overreaching Transfer Trip	278
Tabla 81: Ajuste Fault Report	279
Tabla 82: Ajuste Oscilography.....	279
Tabla 83: Ajuste Panel anunciadores 1	281
Tabla 84: Ajuste panel de anunciadores 3.....	281
Tabla 85: Ajuste Current Banks	282
Tabla 86: Ajuste Voltage Banks	283
Tabla 87: Ajuste Power System	283
Tabla 88: Ajuste Signal Sources	283
Tabla 89: Ajuste Phase Distance.....	291
Tabla 90: Ajuste Ground Distance	292
Tabla 91: Ajuste Neutral Time Overcurrent	294
Tabla 92: Ajuste Directional Time Overcurrent	294
Tabla 93: Ajuste Synchrocheck 1 Tabla 94: Ajuste Synchrocheck 2	295
Tabla 95: Ajuste Autoreclose.....	296
Tabla 96: Ajuste Permivise Overreaching Transfer Trip	297

SIGLAS

EDC	Electricidad de Caracas
IEC	International Electrotechnical Comission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
kA	kilo Ampere
kV	kilo Voltio
MW	Megavatio
MVA	Megavoltio Ampere
POTT	Permisive Overreaching Transfer Trip
PUTT	Permisive Underreaching Transfer Trip
S/E	Subestación

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de protección representan un elemento fundamental en el correcto funcionamiento de los Sistemas Eléctricos de Potencia ya que de ellos depende que las posibles fallas en el sistema permanezcan la menor cantidad de tiempo, evitando así daños a los equipos producidos por las altas corrientes y las depresiones de tensiones que se generan bajo condiciones de falla. Para garantizar la calidad y continuidad del servicio se debe disponer de equipos de protección capaces de actuar rápidamente en presencia de cualquier tipo de falla para asegurar así la continuidad y calidad del servicio brindado.

La Electricidad de Caracas es una empresa del estado venezolano destinada a proveer servicio eléctrico a gran parte de la Región Capital del país, contando para esto con una red de transmisión constituida por un anillo en 230 kV, un anillo en 69 kV, subestaciones y redes de distribución de alta y baja tensión a partir de las cuales se suministra el servicio eléctrico a los distintos centros de consumo. La subestación Convento en 230 kV pertenece al sistema eléctrico operado por la EDC presentando gran importancia ya que a través de la línea Tocoa-Convento en 230 kV se conecta con la principal planta generadora de la Región Capital denominada “Planta Josefa Joaquina Sánchez Bastidas”. Por su parte la línea Boyacá-Convento en 230 kV presenta la conexión con la subestación Boyacá que corresponde a un importante centro de distribución en la Región Capital. Debido a la importancia de las mencionadas líneas de transmisión, es imperativo que las protecciones asociadas a ellas actúen de manera efectiva y segura brindando una protección confiable sin presentar fallas en su actuación.

Con el actual desarrollo tecnológico se ha generado una evolución significativa en los equipos de protección, disponiendo de dispositivos digitales que presentan una mayor velocidad de actuación, aumento en los niveles de confiabilidad y mayor flexibilidad, adaptándose en gran medida a las necesidades y exigencias de los esquemas a implementar. Es por esto que en la Electricidad de Caracas se está desarrollando un proceso de modernización en el cual se incluye la sustitución de las protecciones secundarias de las líneas Tocoa-Convento y Boyacá-Convento en 230 kV, de manera tal que las funciones realizadas por los relés electromecánicos que se encuentran actualmente en servicio sean sustituidas por relés digitales, aumentando así los niveles de confiabilidad y calidad del servicio prestado.

CAPÍTULO I

1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

1.1. Historia

La Electricidad de Caracas fue la industria eléctrica pionera en el desarrollo industrial de Venezuela. En 1895 el ingeniero Ricardo Zuloaga creó la empresa ofreciendo servicio eléctrico a la ciudad de Caracas que en ese momento contaba con 72.000 habitantes, dándole un giro a la economía del país que para ese entonces giraba básicamente en torno a la agricultura. Para esa época, importantes localidades del país comenzaron a beneficiarse de las manifestaciones eléctricas, como lo son: Caracas, Valencia, Maracaibo, Lara y Yaracuy, las cuales contaban con un sistema de alumbrado público para la iluminación de sus calles y principales puertos. De esta forma comienza el desarrollo de la industria eléctrica en el país.

1.2. Misión

La Electricidad de Caracas es una empresa del Estado venezolano dedicada a proveer el mejor servicio eléctrico y comprometida a responder las expectativas de sus clientes, trabajadores y accionistas, contribuyendo así a elevar la calidad de vida de la sociedad venezolana.

1.3. Visión

Ser una empresa reconocida nacional e internacionalmente como líder innovador, proveedora de un servicio eléctrico de alta calidad, con personal y tecnologías excelentes, financieramente sólida y factor fundamental del sector eléctrico venezolano.

1.4. Estructura Organizativa

En la Figura 1.1 se observa el organigrama correspondiente a la estructura organizativa de la Electricidad de Caracas

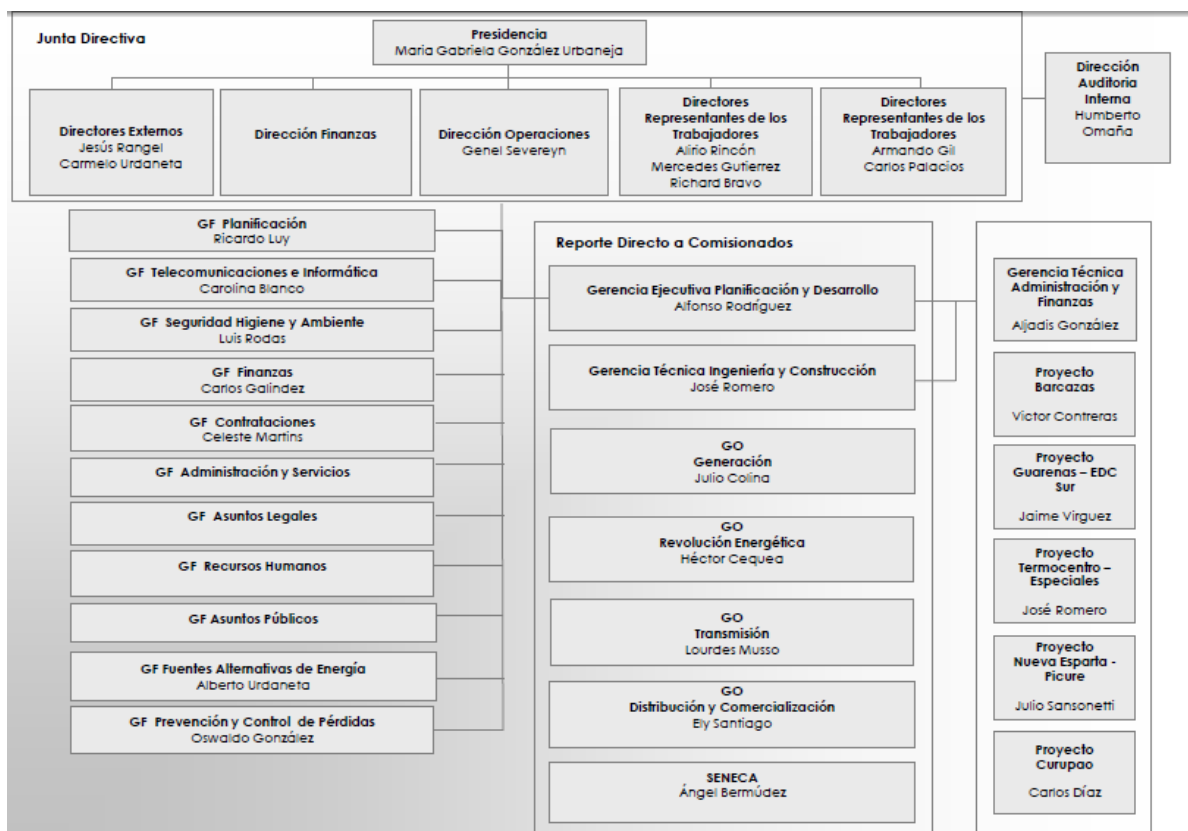


Figura 1: Estructura Organizativa de la Electricidad de Caracas

1.5. Gerencia Operativa de Transmisión

La unidad de Transmisión es la encargada del transporte de la energía eléctrica desde los puntos de generación hasta los centros de distribución. Este proceso de transmisión se realiza a través de un sistema de potencia formado por 1.430 kilómetros de líneas aéreas, 923 kilómetros de cables subterráneos en 230, 69 y 30 kV; y 133 subestaciones que van desde 230 kV hasta 4,8 kV.

Dentro de la Gerencia Operativa de Transmisión se encuentra la unidad de Subestaciones, la cual tiene como principal objetivo el mantenimiento y la adecuación de todos los equipos de potencia, esquemas de protección y control, así como la infraestructura física asociada a las 133 subestaciones pertenecientes a la EDC.

A su vez, dentro de la unidad de Subestaciones se encuentra el equipo de Protecciones y Controles, el cual se encarga de la ejecución de programas de mantenimiento y la atención de reportes de los sistemas de protección y control de las subestaciones de la EDC

Actualmente la Electricidad de Caracas forma parte de la Empresa Eléctrica Socialista CORPOELEC, adscrita al Ministerio del Poder Popular de Energía Eléctrica, siendo ésta una institución que nace con la visión de reorganizar y unificar el sector eléctrico venezolano.

CORPOELEC se encuentra integrada por todas las empresas asociadas al sector eléctrico (EDELCA, La EDC, ENELVEN, ENELCO, ENELBAR, CADAPE, GENEVAPCA, ELEBOL, ELEVALL, SENECA, ENAGEN, CALEY, CALIFE Y TURBOVEN), obteniendo así un organismo que centraliza la planificación del sector eléctrico nacional para mejorar la operación del sistema, la calidad del servicio y maximizar la eficiencia en el uso de las fuentes primarias de producción de energía.

La Junta Directiva de CORPOELEC esta constituida de la siguiente manera:

- Ing. Argenis Chávez: Presidente CORPOELEC
- Ing. Nadeska Salomé Pérez: Directora de Despacho
- Ing. Balmiro Villasmil: Comisionado de Generación
- Ing. José Avilio Villamizar: Comisionado para Procesos de Transmisión
- Ing. Jesús Graterol: Comisionado de Distribución y Comercialización
- Ángel Navas: Representante de FETRAELEC
- Sr. Honorio Navarro: Representante del Poder Popular
- Sr. Félix Rivero: Representante del Poder Popular
- Sr. ario Villasana: Representante del Poder Popular
- Sra. Mercedes Gutierrez: Secretaria Ejecutiva

CAPÍTULO II

2. EL PROBLEMA

2.1. Planteamiento del Problema

La Electricidad de Caracas C.A., con el fin de mejorar sus niveles de seguridad y confiabilidad, se encuentra en un proceso de modernización y actualización tecnológica, dentro del cual se incluye la sustitución de las protecciones secundarias correspondientes a las Líneas Tocoa-Convento y Boyacá-Convento de 230 kV.

En ambas líneas, los equipos que brindan las respectivas protecciones secundarias corresponden a relés electromecánicos que se encuentran en servicio desde hace más de 30 años, habiendo presentado en varias ocasiones disparos no deseados y errores de actuación. Para evitar que estas situaciones sigan ocurriendo y a su vez lograr mejorar la calidad del servicio, se sugiere a la Electricidad de Caracas la modernización de los equipos de protección, empleando relés digitales capaces de brindar una mayor velocidad de respuesta. Para este caso se cuenta con una serie de Relés Digitales Marca General Electric Multilin Modelo D60, el cual además de brindar la protección de distancia, permite integrar en el mismo equipo funciones adicionales a ella, como por ejemplo: “Inicio de Falla Interruptor”, “Inicio de Recierre”, “Protección Direccional de Sobre-corriente de Neutro”, entre otras, y a su vez brinda la posibilidad de supervisar las corrientes, tensiones, potencia, factor de potencia y frecuencia del sistema, generando las oscilografías asociadas que permitirán monitorear, controlar y supervisar al sistema constantemente.

Los relés que brindan actualmente la protección secundaria, son equipos que ocupan grandes espacios debido a sus dimensiones, requiriendo en ocasiones que sean distribuidos en varios paneles de la sala de control. A diferencia de esto, el relé Multilin D60 presenta un tamaño reducido respecto a estos equipos, generando así una disminución de los espacios requeridos para implementar las protecciones.

Además, para acelerar la velocidad de actuación de dichas protecciones, cada relé cuenta con su respectivo equipo de Teleprotección Marca ABB Modelo “NSD570”, a través del cual se realiza la comunicación entre las protecciones ubicadas en cada extremo de la línea, permitiendo así obtener disparos casi instantáneos. Una gran ventaja que tiene el Relé D60 respecto a los relés electromecánicos, es el hecho de que permite al usuario seleccionar entre distintos esquemas de Teleprotección, dependiendo de las necesidades y exigencias.

En vista de la nueva tecnología a instalar, resulta prudente realizar un estudio del esquema de teleprotección que mejor se adapte a sus beneficios, de forma que se logre aprovechar al máximo las bondades brindadas por los nuevos equipos.

2.2. Objetivos

2.2.1. Objetivo General

Realizar la Ingeniería del Proyecto de Sustitución de las protecciones Secundarias de las líneas Convento – Tocoa 230 kV y Convento – Boyacá de 230 kV del Sistema de Transmisión de la EDC, junto con un estudio comparativo entre el esquema de protección actual (Disparo Transferido por Sub-Alcance Permisivo) y el esquema de Disparo Transferido por Sobre-Alcance Permisivo.

2.2.2. Objetivos Específicos

- Estudiar la filosofía, tecnología y ajuste de las protecciones secundarias de la Electricidad de Caracas, tomando en cuenta las prácticas nacionales e internacionales.
- Realizar un estudio comparativo entre los esquemas de teleprotección “Disparo Transferido por Sub-Alcance Permisivo (PUTT)” y “Disparo Transferido por Sobre-Alcance Permisivo (POTT)”.
- Diseñar un esquema de disparo transferido utilizando la unidad de protección direccional de sobre-corriente de neutro. Esto como protección de respaldo del esquema principal.
- Calcular los ajustes asociados a los nuevos equipos de protección a implementar.
- Realizar los planos de las Subestaciones Convento, Tacoa y Boyacá asociadas a las líneas a estudiar, con las modificaciones referentes a la sustitución.
- Calibrar y configurar los equipos involucrados en el proyecto.
- Integrar los relés a las respectivas plataformas de supervisión y adquisición de datos instaladas en las subestaciones.

CAPÍTULO III

3. MARCO TEÓRICO

3.1. 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 los 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 sub-estaciones reductoras, a partir de la cual es transportada a los centros de consumo por medio de las líneas de distribución.

3.2. Sistema de Protección [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, aislando aquellos equipos y zonas afectadas, de forma que no se propague la falla y se logre minimizar los daños producidos por la misma.

3.3.Características de un Sistema de protección [2].

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

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: En un Sistema de Potencia es de vital importancia mantener la continuidad del servicio, es por esto que es necesario que las protecciones asociadas al sistema actúen con la mayor velocidad posible en presencia de una falla. De esta forma también se logra minimizar los posibles daños que puedan sufrir los equipos y dispositivos del sistema afectados por la falla.

Seguridad: Se refiere al grado de certeza de que el sistema de protección operará de forma correcta.

3.4. Protecciones de Líneas de Transmisión [3]

La mayoría de las fallas que experimenta un Sistema de Potencia, ocurren en las líneas de transmisión. En vista de que existen distintos tipos de líneas que varían en su longitud, función e importancia, es necesario diseñar un esquema de protección que se ajuste a las características de la línea a proteger.

3.5. Principios de Actuación de los Relés de Protección [3].

Para la protección de Líneas de Transmisión, se emplean distintos tipos de dispositivos que varían en sus principios de actuación. Básicamente se dividen las siguientes categorías:

- **Protección Diferencial:** Consiste en la medida de la magnitud y la diferencia angular entre las corrientes registradas en cada uno de los extremos de la línea a proteger. Para el caso de operación normal del sistema o en presencia de fallas externas a la línea, la corriente total que entra a un extremo de la línea debe ser igual a la corriente de salida registrada en el otro extremo. Al momento en que ocurra una falla dentro de la línea protegida, ambas corrientes estarán en dirección hacia el punto de falla, presentando así una diferencia entre sus magnitudes y ángulos, lo cual activará al relé.
- **Protección de Sobre-Corriente:** Ante la presencia de una falla se genera un aumento significativo de la corriente del sistema, por lo tanto se emplean relés de protección que actúen cuando registren un valor de corriente superior al valor pico de ajuste. Este tipo de relés brindan protección tanto para fallas dentro de la línea como para fallas externas a ella, variando su tiempo de actuación dependiendo del valor de sobre-corriente registrado.
- **Protección de Distancia:** Los relés de distancia miden constantemente la impedancia de la línea protegida, actuando en los casos en que dicha impedancia sea menor al valor ajuste, ya que ante la presencia de una falla se genera un

aumento de la corriente y una caída de la tensión, lo cual se traduce en una disminución de la impedancia de la línea. En vista de que la impedancia medida es directamente proporcional a la distancia entre la falla y la ubicación de la protección, es posible ajustar distintas zonas de actuación de forma que se brinde protección tanto a la línea principal como a las líneas adyacentes.

Dependiendo de su forma de operación las protecciones pueden ser de tipo Unitarias o No Unitarias. La Protección Unitaria actúa comparando las corrientes que entran y salen de la zona protegida, indicando así cuando ocurra un flujo de corriente de falla. Una de las grandes ventajas de este tipo de protección es el alto nivel de selectividad que brindan, ya que solo son capaces de actuar ante fallas ocurridas dentro de su zona de protección. La Protección No Unitaria puede operar midiendo tensiones, corrientes o impedancias y posee menor nivel de selectividad ya que es capaz de detectar fallas en más de una zona de actuación [4].

3.6.Principios de Diseño de los Relés de Protección [5].

3.6.1. Relés Electromecánicos

Consisten en dispositivos conformados por una o más partes mecánicas que se mueven cuando la corriente que circula por su circuito eléctrico es superior al valor pico de ajuste. En la Figura 2 se observa un modelo típico de este tipo de dispositivos en el cual la corriente censada circula a través de la bobina de alambre imantando al núcleo y generando así una fuerza de atracción sobre el brazo móvil, de esta forma, cuando se logra superar la resistencia del resorte, se unen los contactos y se cierra el circuito de salida.

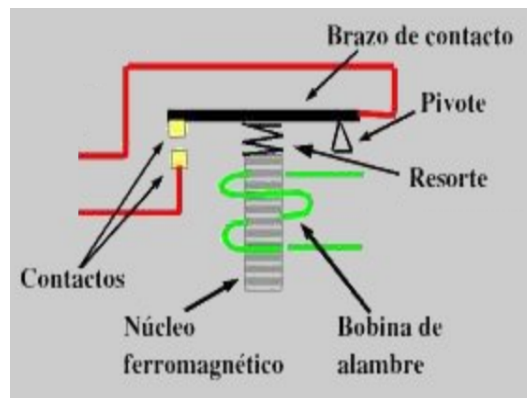


Figura 2: Relé Electromecánico

3.6.2. Relés Estáticos

Se denominan estáticos ya que no emplean partes móviles dentro de su característica de actuación, sustituyendo las bobinas e imanes por elementos electrónicos análogos como por ejemplo diodos y transistores en conjunto con resistencias, condensadores, inductores, etc.

3.6.3. Relés Numéricos y Digitales

Este tipo de relés emplean microprocesadores y microcontroladores para implementar sus funciones convirtiendo las señales analógicas de entrada en señales digitales para realizar su lógica de funcionamiento. En la Figura 3 se observa el diagrama de bloques que respresenta la operación de este tipo de relés, en donde se aprecia que las señales analógicas al ser convertidas en señales digitales, pueden ser empleadas en distintos algoritmos para calcular otras características del sistema como por ejemplo impedancias, permitiendo así la capacidad de monitorear y supervisar distintas variables del sistema protegido. Además estos relés cuentan con tarjetas de memoria que permiten archivar la data registrada por el equipo.

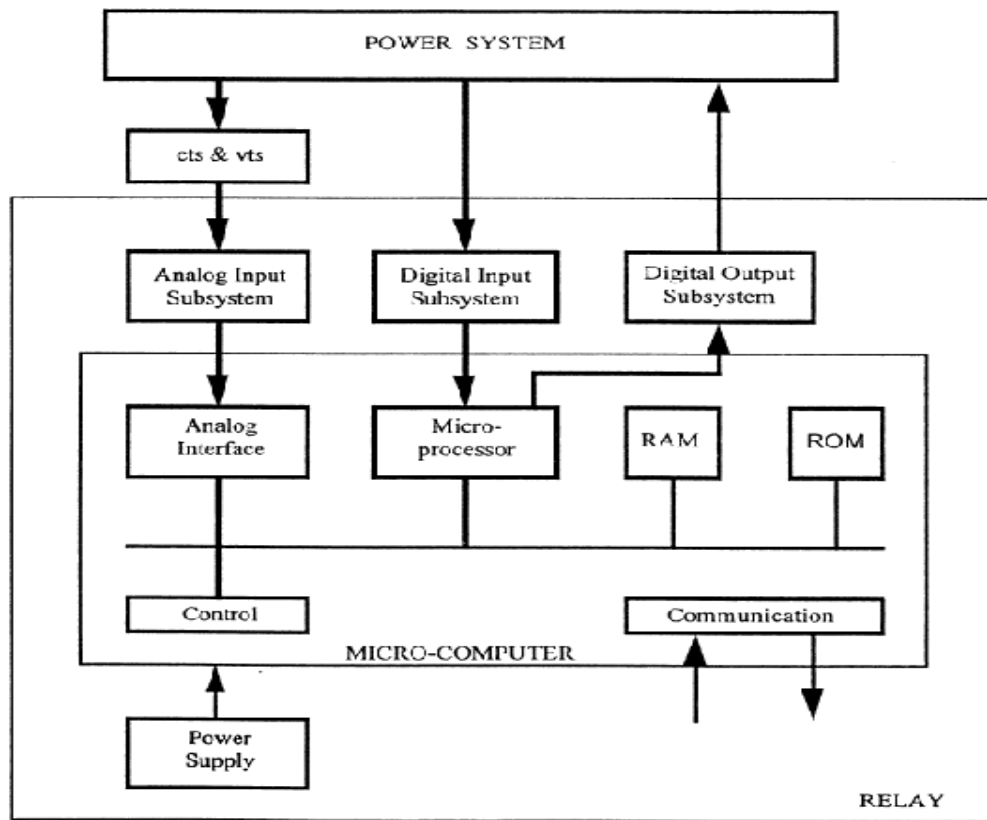


Figura 3: Diagrama de Bloques Típico del Funcionamiento de Relés Numéricos y Digitales

3.7. Transformadores de Medida [6].

Son aquellos elementos destinados a reducir las tensiones y corrientes a magnitudes acordes a los equipos de protección y medida. De esta forma es posible proteger a estos dispositivos de las altas tensiones generadas en el Sistema Eléctrico, permitiendo así que puedan cumplir su función empleando para ello cantidades proporcionales a las generadas en el circuito eléctrico. La exactitud de operación de los elementos de protección va a depender en gran medida de los transformadores de tensión y corriente a través de los cuales reciben la información para su operación.

3.7.1. Transformadores de Potencial (PT) [6]

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 [7], basados en la práctica Europea 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. 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 [7], el error de voltaje introducido por un transformador de potencial viene dado a partir de la siguiente ecuación:

$$\varepsilon(\%) = \frac{K_n \cdot U_s - U_p}{U_p} \quad (1)$$

En donde:

$\varepsilon(\%)$: Error de Voltaje introducido por un Transformador de Potencial.

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.

3.7.2. Transformadores de Corriente (CT) [8].

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 la selectividad de la protección. En la Figura 4 se observa el circuito equivalente asociado a un transformador de corriente, en donde:

I_p , I_s : Corrientes Primaria y Secundaria respectivamente.

N_p , N_s : Número de espiras Primarias y Secundarias respectivamente.

I_{ps} : Corriente primaria referida al lado secundario.

Z_{ps} : Impedancia primaria referida al lado secundario.

I_{es} : Corriente de excitación.

R_{ms} : Resistencia que representa las pérdidas en el hierro.

X_{ms} : Reactancia de la rama magnetizante.

E_s : Tensión secundaria inducida.

Z_s' : Impedancia secundaria del transformador.

Z_c : Impedancia de los cables de conexión.

V_s : Tensión secundaria en los terminales del transformador.

Z_b : Impedancia de la carga conectada al transformador.

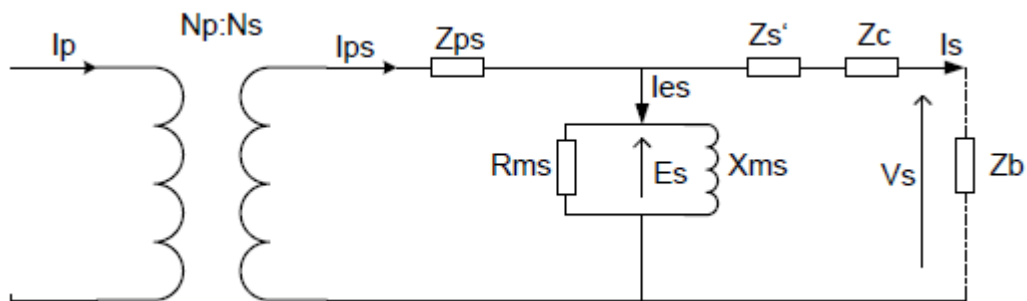
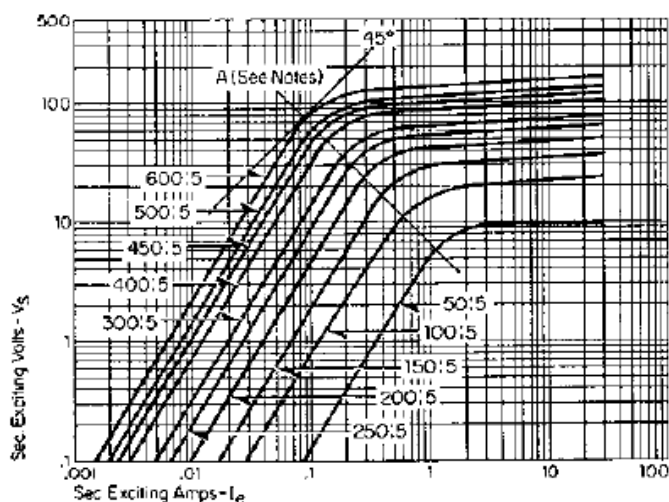


Figura 4: Circuito equivalente de un Transformador de Corriente

A partir del circuito equivalente es posible realizar el cálculo de la corriente primaria en función de la corriente secundaria. La impedancia de carga conectada en el devanado secundario del transformador, junto con la impedancia de los cables de conexión, conforman la denominada “Impedancia de Burden” cuyo valor es necesario conocer para seleccionar el transformador de corriente a emplear. A medida que la corriente secundaria aumenta, se genera una disminución de la impedancia de Burden debido a la saturación en el circuito magnético de los relés y otros dispositivos, generando así una mayor inexactitud en su actuación. Si la inexactitud generada es tolerable, no es necesario tomar en cuenta este efecto pero para mayor seguridad se requiere que los proveedores proporcionen la data referente a los valores de impedancia de los relés ante distintas sobre-corrientes para generar resultados optimos.

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.



Gráfica 1: Curvas de saturación de un transformador de corriente de multiples ajustes

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 formulas establecidas para ello, emplear las curvas de excitación de los transformadores de corriente o seguir los procedimientos establecidos por las normas ANSI.

Para el caso de transformadores de protección, la norma [9] define la capacidad de un transformador de corriente empleando dos simbolos: la designación de una letra y el rateo 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 rateo 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.

3.8. Protección de Distancia [10]

Para este tipo de protección se emplean relés de Distancia que 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:

$$Z = \frac{V}{I} \quad (2)$$

Donde:

Z: Impedancia vista por el relé (Ω).

V: Tensión registrada por el relé (V).

I: Corriente registrada por el relé (A).

La impedancia de una línea de transmisión es directamente proporcional a su longitud por lo tanto, la impedancia de falla registrada por el relé, va a variar dependiendo de la ubicación del punto de falla, siendo cada vez menor a medida que éste se acerca a la ubicación de la protección. En vista de esto, el relé actuará cuando registre valores de impedancia menores a su ajuste.

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 actuación se definen a continuación [2]:

- Zona 1: Sub-Alcance

Actúa de forma instantánea y es ajustada generalmente a un 80% de la impedancia total de la línea. Se mantiene un margen de seguridad del 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 al menos a un 120% de la impedancia total de línea en cuestión, 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 120% 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 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 del porcentaje cubierto por la presente zona 2.

- Zona 3: Respaldo

La Zona 3 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 180% de la impedancia total de la línea principal, pero al igual que en el caso anterior, hay ocasiones en que es necesario tomar en cuenta las longitudes de las líneas adyacentes para realizar un ajuste que garantice la selectividad de la protección sin solapar con las otras zonas.

En la Figura 5 se observa el diagrama correspondiente a las zonas de protección de líneas adyacentes.

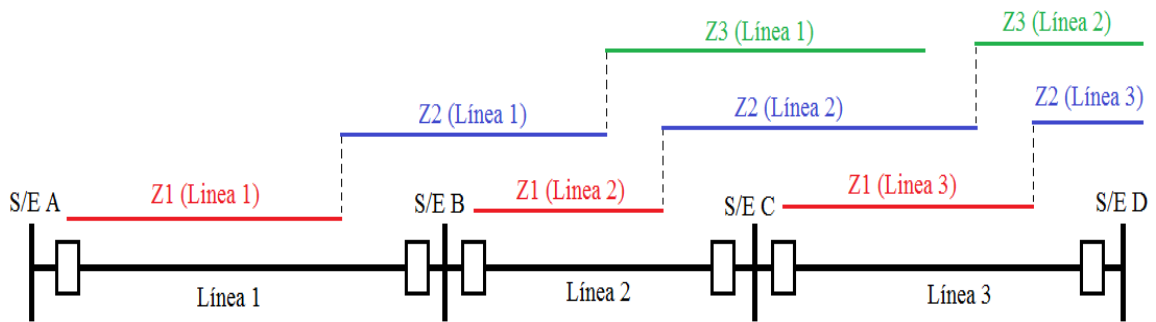


Figura 5: Zonas de Protección

3.8.1. Factores que afectan la Protección de Distancia [10].

3.8.1.1. 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 6 se observa el caso de una falla a tierra para un sistema con una fuente única de alimentación. En la Figura 7 se observa el mismo caso pero con doble fuente de alimentación.

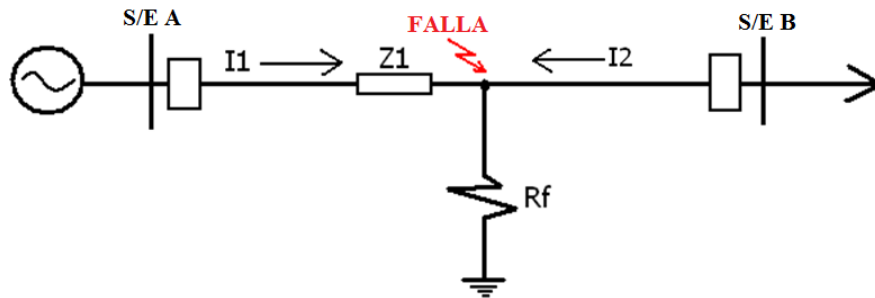


Figura 6: Falla con Impedancia y una Fuente de Alimentación

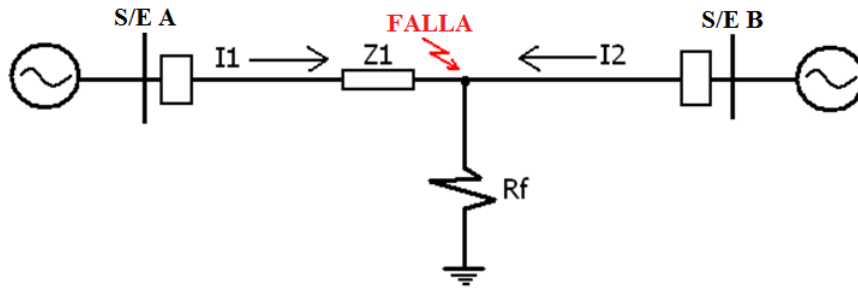


Figura 7: Falla con Impedancia y doble Fuente de Alimentación

A partir de las Figuras anteriores, 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:

$$Z_{medida} = Z_1 + R_F \cdot \left(\frac{I_2}{I_1} + 1 \right) \quad (3)$$

En donde:

Z_{medida} = Impedancia vista por el Relé

Z_1 = Impedancia de la Línea entre el punto de falla y protección

R_F = Resistencia de Falla

I_2 = Corriente de aporte desde el Extremo Remoto

I_1 = Corriente vista por el relé

A partir de la Ecuación (3), se generan las siguientes modificaciones 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, siempre se obtienen alimentaciones 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.

3.8.1.2. 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:

$$K_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{3 \cdot Z_1} \quad (4)$$

Donde:

K_0 : 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.

3.8.1.3.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 8 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”.

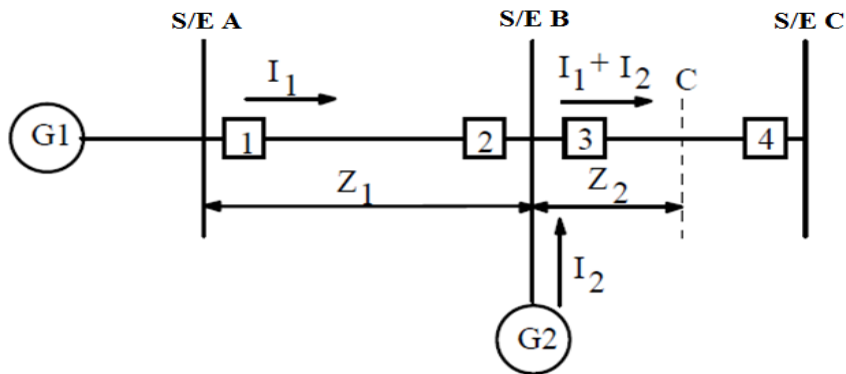


Figura 8: Efecto Infeed

A partir de la Figura 8, suponiendo una falla en el punto “C”, se describe la impedancia vista por el relé 1 en función de la siguiente ecuación:

$$Z_{medida} = Z_1 + Z_2 \cdot \left(\frac{I_2 + I_1}{I_1} \right) \quad (5)$$

En donde:

Z_{medida} = Impedancia vista por el relé

Z_1 = Impedancia de la línea

I_1 = Corriente vista por el relé

Z_2 = Impedancia vista desde el extremo remoto hasta el punto de falla

I_2 = Corriente de aporte desde la fuente intermedia de alimentación

Quedando así definido el factor K como:

$$K = \frac{I_2 + I_1}{I_1} \quad (6)$$

Se puede observar, a partir de la Ecuación (5), que mientras mayor es la influencia de la fuente intermedia, también será mayor la impedancia vista por el relé.

3.8.2. Característica de Operación

Para un mayor entendimiento de la actuación de los relés de distancia, se hace uso del plano RX, en el cual se grafica en el eje Y la característica de operación de la parte reactiva y en el eje X la característica de operación de la parte resistiva. Existen distintos tipos de relés de distancia que se diferencian por su característica de operación, a continuación se describen los más comunes:

3.8.2.1. Relé de Tipo 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 característica de actuación de este tipo de relé corresponde a una circunferencia centrada en el origen (Figura 9), en donde 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 vista hacia adelante o hacia atrás.

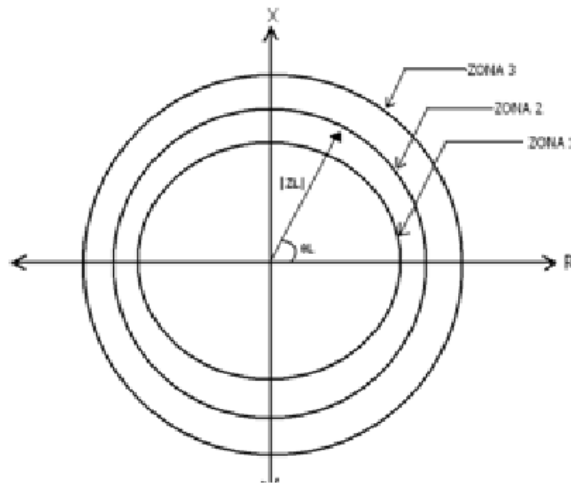


Figura 9: Relé Tipo Impedancia

3.8.2.2. Relé de Tipo Reactancia

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. En la Figura 10 se observa la característica de operación para este tipo de relé, representada en cada zona por líneas paralelas al eje

resistivo, permitiendo el disparo cuando la impedancia de falla posea una reactancia menor al valor de ajuste.

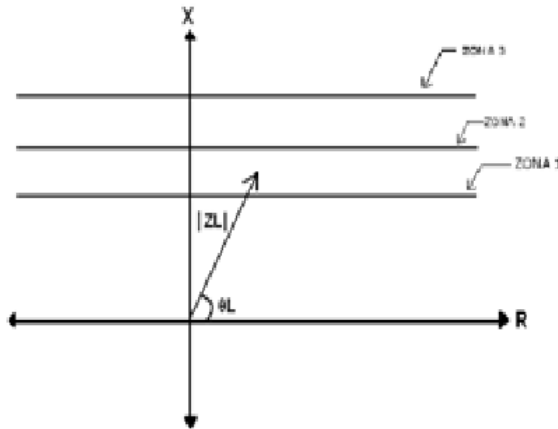


Figura 10: Relé Tipo Reactancia

3.8.2.3. Relé Tipo Mho

La característica en el plano RX del relé tipo Mho, corresponde a una circunferencia centrada en el primer cuadrante y que pasa por el origen, tal como se observa en la Figura 11. 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.

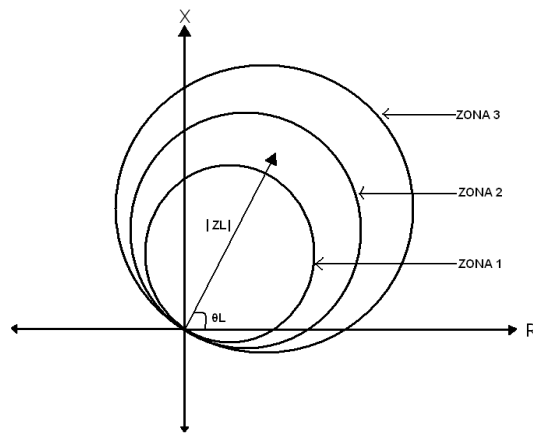


Figura 11: Relé Tipo Mho

3.8.2.4. Relé de Característica Cuadrilateral

Las zonas de actuación correspondientes a la característica cuadrilateral están definidas por líneas rectas que cortan a los ejes R y X tal como se muestra en la Figura 12. Al emplear este tipo de característica es posible realizar ajustes resistivos independientes a los reactivos, lo cual resulta provechoso para el caso de las protecciones contra fallas a tierras en donde se requiere un ajuste resistivo mayor que logre registrar la alta impedancia de falla que se genera en estos casos. Para el alcance resistivo es recomendable ajustarse a las indicaciones del manual del relé, ya que dependiendo del equipo, se sugiere un ajuste resistivo específico que se adecúe a las características de actuación del dispositivo.

La característica cuadrilateral permite ajustar la tercera zona de respaldo de forma que cubra fallas vistas hacia adelante y hacia atrás de la protección.

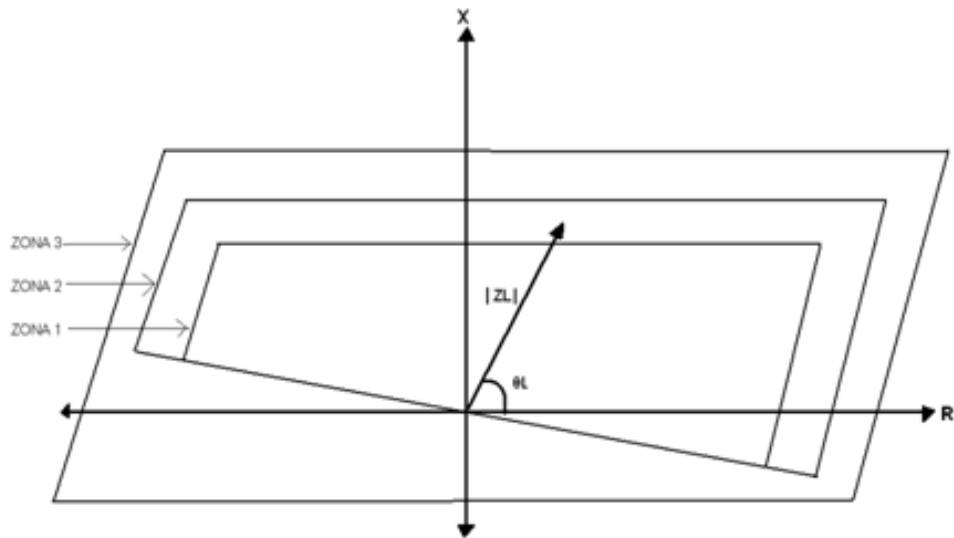


Figura 12: Característica Cuadrilateral

3.9. Protección de Sobre-Corriente [9].

Una manera de detectar fallas en una línea de transmisión consiste en la medición de la corriente de falla, ya que en presencia de un cortocircuito dicha corriente resulta mucho mayor que la corriente de carga. Los relés de sobre-corriente no son capaces de distinguir si la falla se encuentra dentro o fuera de la línea a proteger, es por esto que se establecen tiempos de retardo para su actuación, de forma que no se generen disparos simultáneos con las protecciones de las líneas adyacentes.

Para establecer el tiempo de actuación coordinado con las protecciones asociadas a las líneas adyacentes, se hace uso de las gráficas de actuación correspondientes a cada tipo de relé. Estas gráficas presentan el tiempo de actuación asociado a cada valor de corriente. Para obtener curvas más generales, se emplea en el eje horizontal los múltiplos de la Corriente de Arranque asociada a la protección (TAP) y en el eje vertical el tiempo de actuación correspondiente.

Principalmente existen 5 tipos de curvas características asociadas a los relés de sobrecorriente, las cuales se mencionan a continuación:

- Tiempo Definido
- Ligeramente Inversa
- Inversa
- Muy Inversa
- Extremadamente Inversa

En la Gráfica 2, se observa un ejemplo de las distintas curvas correspondientes a la familia CO. Para este ejemplo se tiene la siguiente correspondencia:

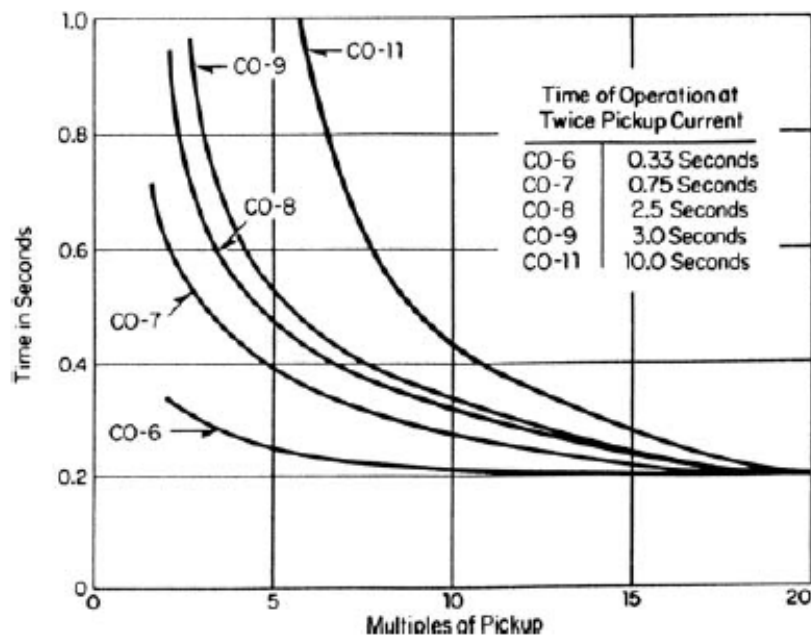
CO-6: Tiempo Definido

CO-7: Ligeramente Inversa

CO-8: Inversa

CO-9: Muy Inversa

CO-11: Extremadamente Inversa



Gráfica 2: Comparación de Curvas de Sobre-Corriente

Para un mismo tipo de curva y un valor específico de corriente, es posible generar distintos tiempos de operación ajustando el valor del DIAL (factor de escala). Esto permite una mayor flexibilidad a la hora de coordinar la protección con las protecciones adyacentes.

3.10. Esquemas de Teleprotección [9]

Para aumentar el tiempo de actuación de las protecciones, se emplean esquemas de teleprotección que comunican a los relés ubicados en cada extremo de la línea, comparando así las condiciones registradas por cada protección de forma que se logre corroborar si la falla se encuentra dentro o fuera de la línea a proteger. Con esto se logra acelerar la actuación de las protecciones ante fallas dentro de la línea sin necesidad de esperar los tiempos de retardo correspondientes a las segundas zonas, disminuyendo así el tiempo de exposición del sistema ante la falla.

Entre los principales esquemas de protección se encuentran los siguientes:

- Disparo Transferido Directo (DTT): Este esquema sólo considera la dirección de la corriente registrada en cada extremo, de forma que cuando ocurra una falla dentro de la línea, cada relé verá la corriente asociada hacia adelante, enviando una señal permisiva al extremo remoto para generar los disparos.
- Disparo Transferido con Sub-Alcance Permisivo (PUTT): Emplea la zona 1 en sub-alcance y la zona 2 en sobre-alcance, enviando una señal permisiva al extremo remoto cuando la falla es registrada en primera zona. De esta forma, el relé remoto, al recibir la señal permisiva, enviará disparos siempre y cuando esté observando la falla en su segunda zona de actuación. En la Figura 13, se observa el esquema funcional correspondiente a la actuación del esquema de protección PUTT.

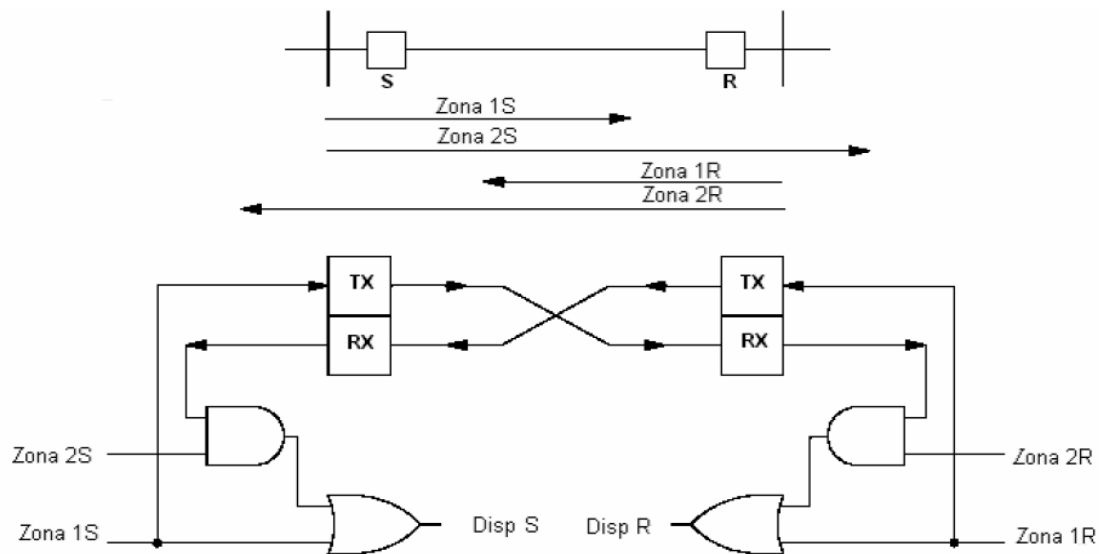


Figura 13: Esquema de Teleprotección PUTT

- Disparo Transferido con Sobre-Alcance Permisivo (POTT): Emplea la segunda zona en sobre-alcance enviando una señal permisiva al extremo remoto, el cual ordenará disparos siempre y cuando también esté observando la falla en su segunda zona de actuación. En la Figura 14 se observa la representación funcional del esquema POTT. [1]

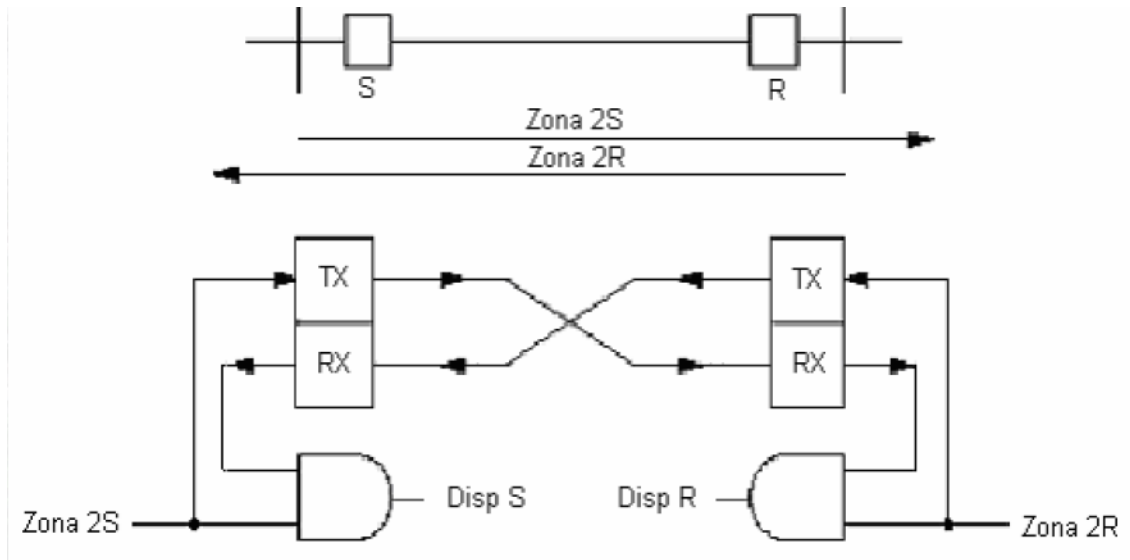


Figura 14: Esquema de teleprotección POTT

CAPÍTULO IV

4. MARCO METODOLÓGICO

Para la correcta elaboración del proyecto es necesario comenzar realizando un estudio de la filosofía de protecciones asociada al sistema de transmisión de 230 kV de la Electricidad de Caracas, de forma que los nuevos esquemas a implementar cumplan con los requerimientos y exigencias de la empresa. Una vez definidos los parámetros a partir de los cuales se regirán los nuevos esquemas, se debe estudiar el funcionamiento del relé Multilin D60, haciendo énfasis en las funciones que serán implementadas de manera tal que se logre definir las entradas y salidas necesarias para los nuevos esquemas.

Posteriormente se deben realizar los cálculos asociados a los ajustes de los nuevos equipos de protección tomando en cuenta los criterios empleados por la Electricidad de Caracas y verificando en todo momento que se cumpla con las características que definen el correcto funcionamiento de los sistemas de protección.

En vista de que los nuevos equipos a implementar permiten seleccionar entre distintos esquemas de teleprotección, se debe realizar un estudio comparativo para definir cuál de los esquemas disponibles resulta más beneficioso para el óptimo funcionamiento de las nuevas protecciones. Además, es necesario diseñar un esquema de disparo transferido asociado a la unidad direccional de sobre-corriente de neutro, ya que dicha función será integrada en los nuevos equipos, brindando así una protección de respaldo al esquema principal.

Seguidamente, se procede a ajustar y calibrar los relés con los ajustes obtenidos previamente, verificando la efectividad de la protección por medio de pruebas a los equipos en el laboratorio.

Una vez definidos los nuevos esquemas a implementar se procede a realizar las modificaciones de los planos, tanto esquemáticos como físicos, asociados a las S/Es Convento, Tacoa y Boyacá de 230 kV, realizando el retiro de las protecciones a sustituir para luego instalar los nuevos esquemas y equipos de protección. A partir de estas modificaciones se deben realizar los cálculos de los cables conductores a utilizar para las nuevas conexiones y hacer un listado de los materiales necesarios para la implementación.

A continuación se describe detalladamente los puntos mencionados anteriormente.

4.1. Filosofía del Sistema de Protecciones 230 kV de la Electricidad de Caracas [11].

El sistema de transmisión de 230 kV de la Electricidad de Caracas está conformado aproximadamente por 26 líneas de transmisión conectadas bajo un arreglo tipo anillo. En la Figura 15 se observa el diagrama unifilar correspondiente al Sistema de Generación/Transmisión de la Electricidad de Caracas.

Sistema Actual de Generación/Transmisión de la EDC

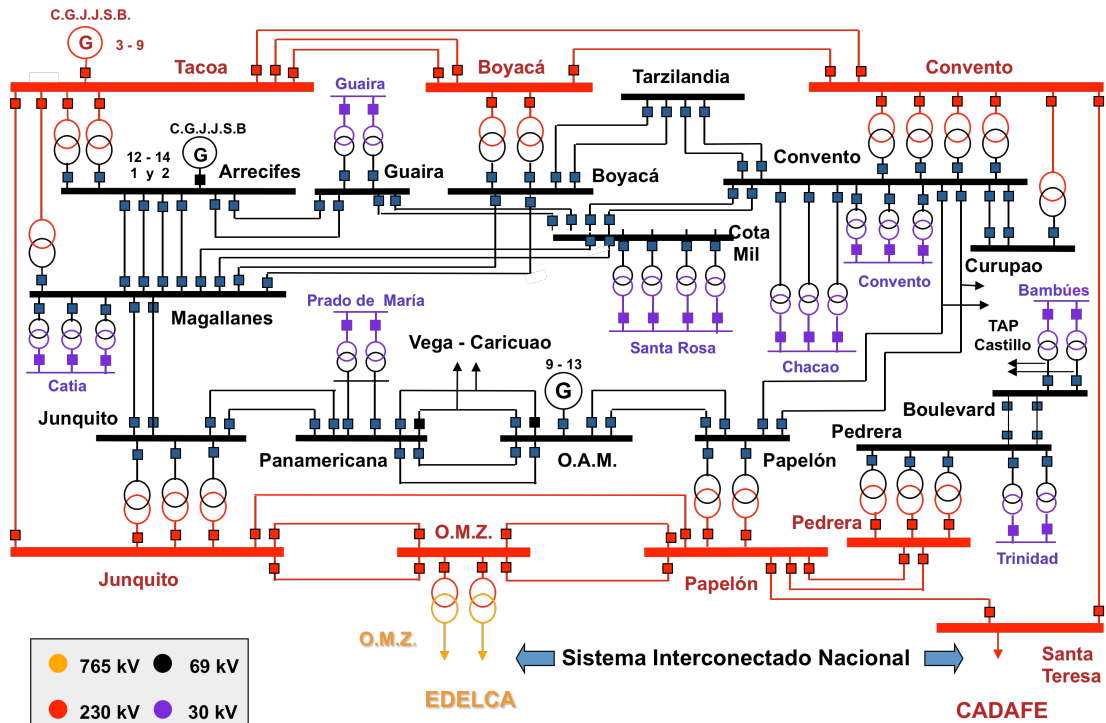


Figura 15: Sistema de Generación/Transmisión de la EDC

Las subestaciones de la EDC se encuentran desarrolladas bajo el arreglo Interruptor y Medio, en donde se emplea una lógica de protección basada en el principio de solapamiento, de forma que todos los elementos del sistema se encuentren protegidos por dos grupos independientes de protecciones. En la Figura 16 se observan los distintos tipos de protecciones que se aplican en la EDC para cada equipo del sistema.

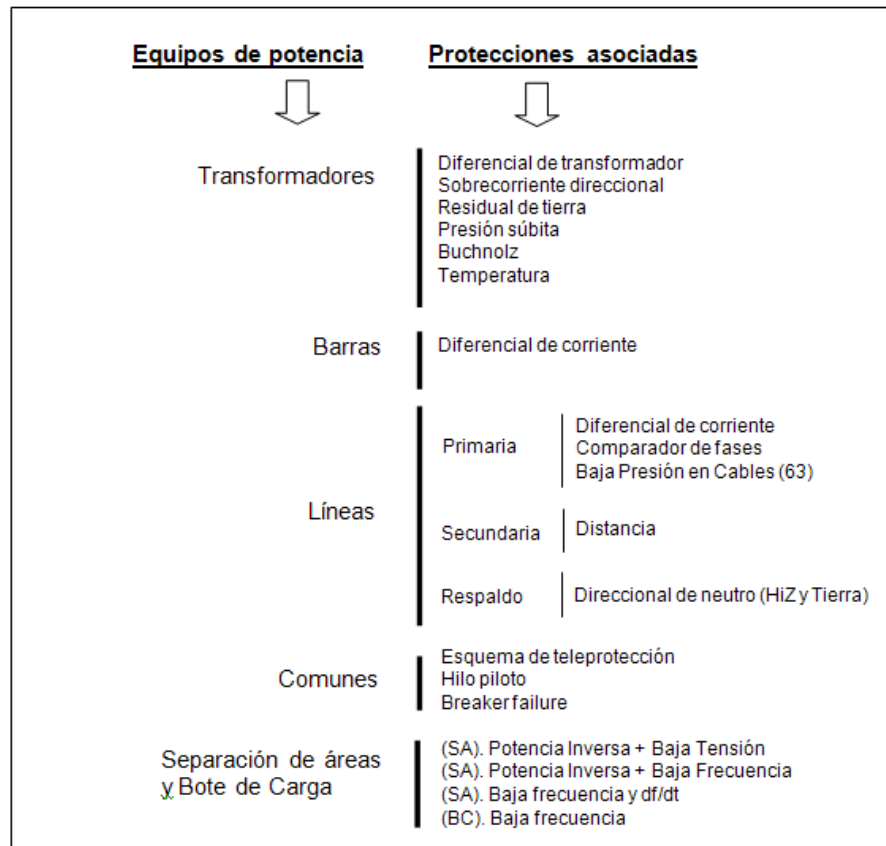


Figura 16: Protecciones asociadas a equipos de Potencia en 230 kV

Los esquemas asociados a la red de 230 kV emplean una protección primaria y una protección secundaria, ambas de tipo unitarias, sin aplicar tiempos de retardo en su actuación, de esta forma se garantiza el despeje de las fallas ocurridas dentro de la línea. Adicionalmente se emplea unidades direccionales de sobre-corriente de neutro como protección de respaldo ante fallas a tierra.

Los esquemas de protección asociados a las líneas de 230 kV deben cumplir con los siguientes lineamientos:

- Todos los elementos del sistema deben estar protegidos por dos grupos independientes de protecciones sin la existencia de zonas muertas (áreas desprotegidas).

- En vista de que los interruptores de 230 kV poseen 2 bobinas de apertura, la orden de disparo proveniente de la protección principal, debe actuar sobre la bobina principal junto con las órdenes de disparo de los relés de lock-out (86BF) de los interruptores asociados, mientras que la protección secundaria actuará sobre la segunda bobina junto con la protección de respaldo y la protección local por falla de interruptor.
- Los canales de comunicación de las protecciones principal y secundaria deben ser independientes. En la mayoría de los casos los canales de comunicación son microonda y Power Line Carrier (PLC).
- La protección principal será bloqueada en caso de que falle el canal de comunicación.
- En caso de pérdida del canal de comunicación asociado a la protección secundaria, esta pasará a un esquema por pasos.
- La protección primaria operará en función de las corrientes de los transformadores de corriente, dependiendo así de un único parámetro de la línea.
- Las protecciones primarias y secundarias deben presentar distintos principios de operación.
- Las protecciones de distancia deben poseer alimentaciones de tensión independientes al circuito asociado a la medición, por lo cual se colocan breakers independientes.

Las protecciones asociadas a cada línea de transmisión deben actuar bajo el esquema funcional mostrado en la Figura 17.

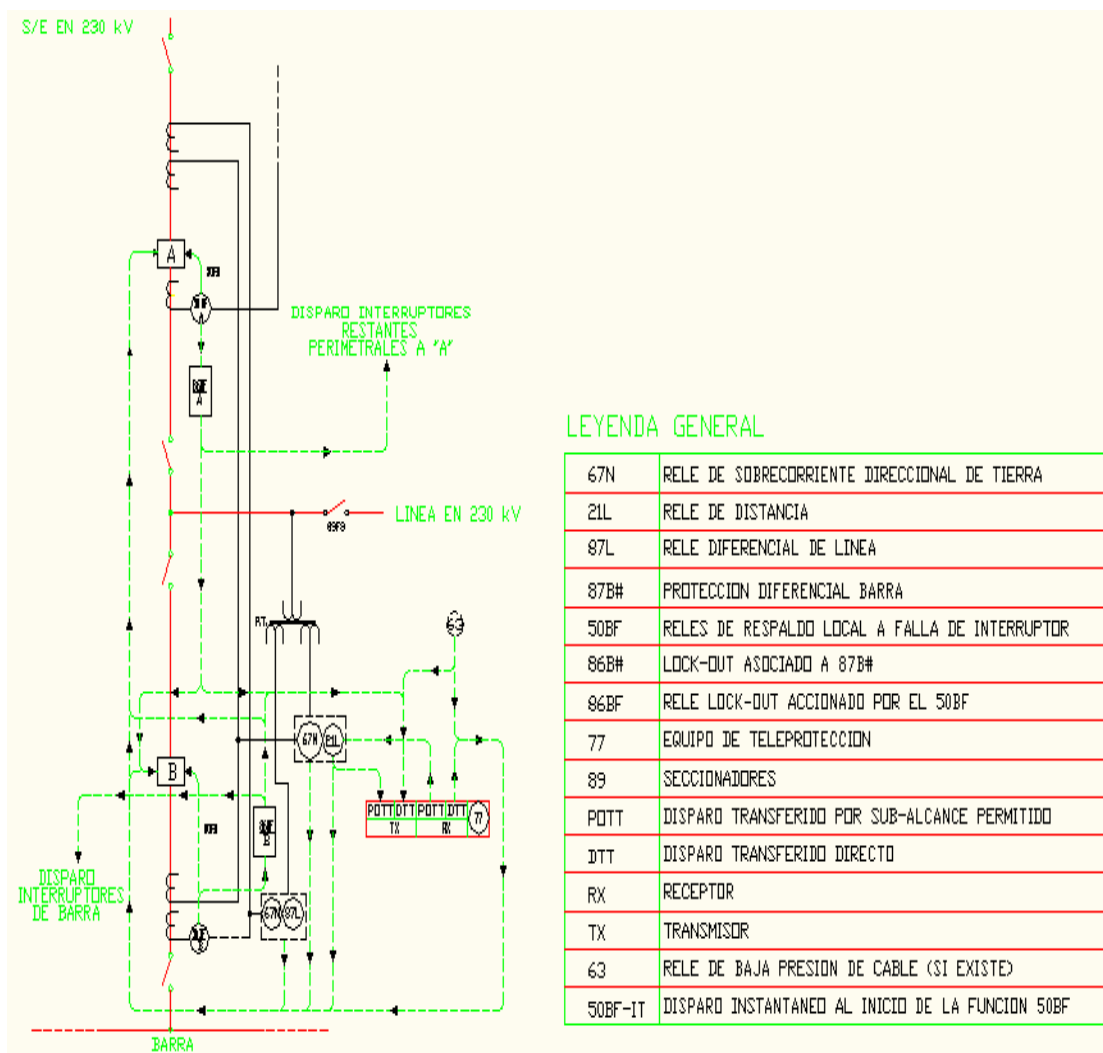


Figura 17: Diagrama Unifilar Típico de Protecciones para una Línea de Transmisión

El esquema lógico típico de actuación de las protecciones asociadas se observa en la Figura 18.

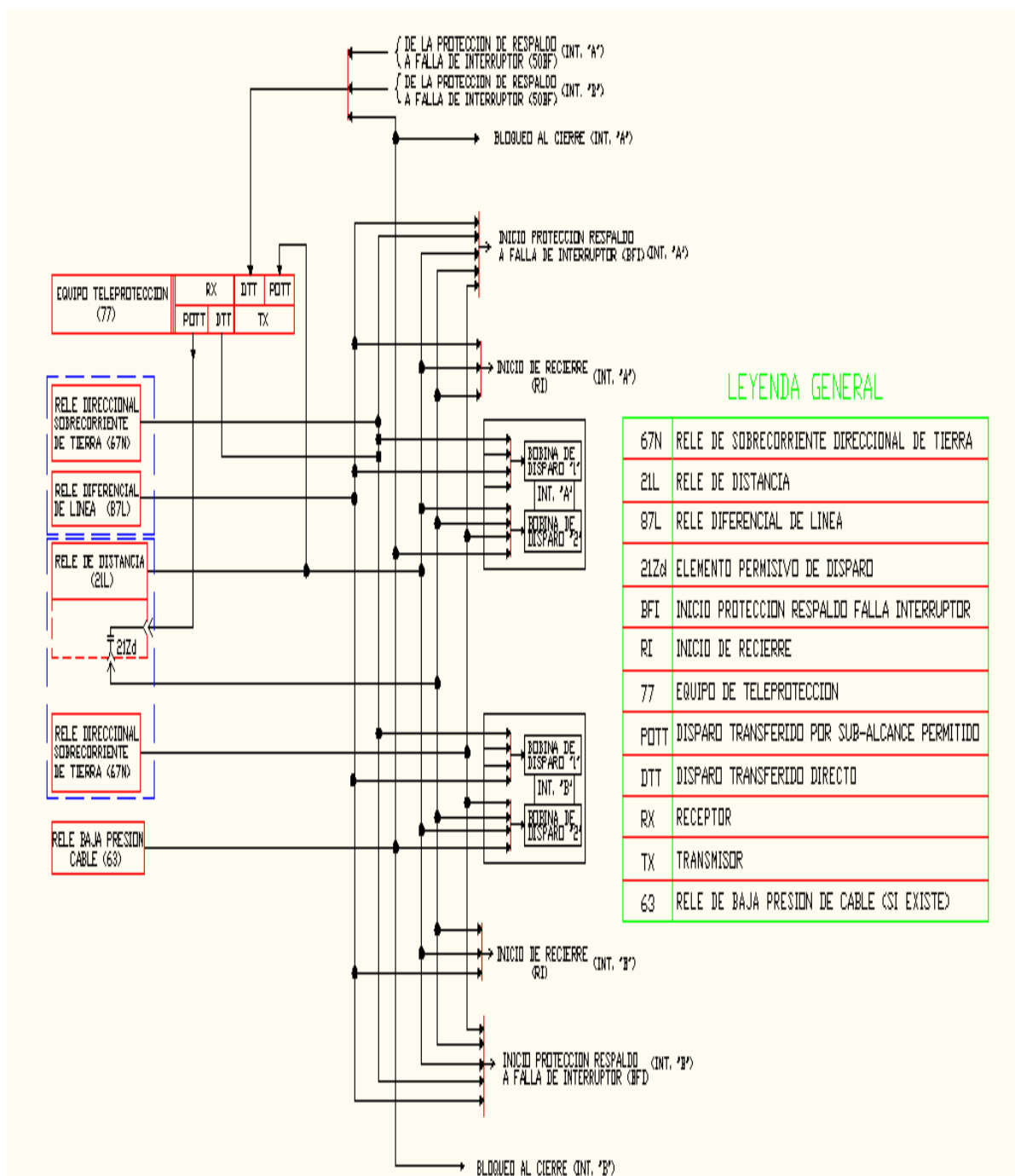


Figura 18: Diagrama Lógico Típico de Protecciones en cada Subestación

La secuencia de actuación de las protecciones asociadas a la línea de transmisión, para una falla cercana a la subestación, es la siguiente:

Protección Primaria: Al registrar la condición de falla, el relé diferencial de línea (87L) envía instantáneamente el disparo a los interruptores asociados generando una alarma óptica, tanto en el propio relé como en el panel de anunciadores, indicando la actuación de la protección. Seguidamente envía la señal de Inicio de Breaker Failure al relé de respaldo local a falla interruptor (50-BF) y a su vez envía la señal de Inicio de Recierre.

Protección Secundaria: El relé de Distancia (21) al registrar la condición de falla en su segunda zona de actuación, envía la orden de apertura a los interruptores asociados si y sólo si recibe la señal permisiva del extremo remoto. Conjuntamente el relé envía a través del canal de comunicación, una señal permisiva al extremo remoto indicando que ha registrado la falla en su segunda zona, el cual actuará al recibir dicha señal conjuntamente con la detección de la falla en su zona 2. Al igual que la protección primaria, se envían las señales de Inicio de Breaker Failure e Inicio de Recierre.

En caso de que falle el canal de comunicación y la señal permisiva no sea recibida, entonces el relé que haya registrado la falla en su primera zona de actuación ordenará instantáneamente la orden de apertura a los interruptores asociados, mientras que el relé que detecte la falla dentro de la línea en su segunda zona de actuación, esperará el tiempo de retardo asociado a dicha zona para generar los disparos asociados.

Protección de Respaldo: La protección de respaldo actuará sólo en aquellos casos en que ninguna de las protecciones (primaria o secundaria) haya despejado la falla, empleando para esto un tiempo de retardo en el cual se permite la actuación de dichas protecciones.

El relé Direccional de Sobre-Corriente de Neutro al detectar la falla esperará el tiempo asociado a su actuación dependiendo de la curva seleccionada. En vista de esto, si se mantiene la condición de falla luego de que ha transcurrido el tiempo de retardo, el relé enviará la señal de disparo a los interruptores junto con una alarma óptica, visualizada tanto en el propio relé como en el panel de anunciadores, indicando la actuación de la protección. A su vez envía la señal de Inicio de Breaker Failure. Se incluye un disparo transferido asociado a la unidad direccional de sobre-corriente de neutro, de forma que se logre optimizar su actuación.

4.2.Descripción del Relé Multifuncional Multilin D60 [10].

El relé Multilin D60 consiste en un dispositivo digital especializado para la protección de líneas de transmisión de cualquier nivel de tensión, permitiendo realizar disparos monopolares y tripolares. Para proveer una mayor flexibilidad al usuario, la lógica interna del relé puede combinar, a través de la función FlexLogic, parámetros fijos del equipo con parámetros programados por el usuario, permitiendo así un control sobre todas las variables lógicas. Debido a su alta tecnología permite además supervisar y monitorear distintas características del sistema, generando las oscilografías referentes.

Para generar una comunicación efectiva con el relé, la compañía General Electric (GE) ha desarrollado el software de interface “Enervista UR Setup” a través del cual se introducen los ajustes al equipo, permitiendo visualizar en el monitor del computador los valores actuales de las variables del sistema en un formato más simple y comprensible que el generado en el propio display del relé. La comunicación del software con el equipo se puede realizar a través de un puerto RS232, RS485 o Ethernet, permitiendo así realizar las siguientes funciones:

- Introducir los ajustes y la configuración de cada una de las funciones del relé.

- Crear y modificar las ecuaciones lógicas que regirán el esquema de protección a implementar.
- Visualizar los estados de las variables asociadas a las funciones del relé mientras el equipo se encuentra bajo pruebas funcionales.
- Supervisar las variables asociadas al relé de forma local o remota, mientras el equipo se encuentra en funcionamiento.

En la Tabla 1 se mencionan las principales funciones disponibles en el relé.

Tabla 1: Funciones Disponibles en el Relé D60

Número de la Función	Función
21G	Distancia a Tierra
21P	Distancia entre Fases
25	Verificador de Sincronismo
27P	Bajo-voltaje de Fase
27X	Bajo-voltaje Auxiliar
32N	Vatímetro Direccional de Secuencia Cero
50BF	Falla de Interruptor
50DD	Detector de Corriente de Perturbación
50G	Sobre-corriente Instantánea de Tierra
50N	Sobre-corriente Instantánea de Neutro
50P	Sobre-corriente Instantánea de Fase
50_2	Sobre-corriente Instantánea de Secuencia Negativa
51G	Sobre-corriente Temporizada de Tierra
51N	Sobre-corriente Temporizada de Neutro
51P	Sobre-corriente Temporizada de Fase
51_2	Sobre-corriente Temporizada de Secuencia Negativa
59N	Sobre-voltaje de Neutro
59P	Sobre-voltaje de Fase
59X	Sobre-voltaje Auxiliar

Continuación Tabla 1: Funciones Disponibles en el Relé D60

Número de la Función	Función
59_2	Sobre-voltaje de Secuencia Negativa
67N	Direccional de Sobre-corriente de Neutro
67P	Direccional de Sobre-corriente de Fase
67_2	Direccional de Sobre-corriente de Secuencia Negativa
68	Bloqueo por Oscilación de Potencia
79	Recierre Automático

En el [Anexo 1] se muestra el diagrama típico de conexiones para un esquema interruptor y medio, observando además las distintas entradas y salidas disponibles en el equipo. El relé Multilin D60 posee un diseño flexible que permite la inserción y retiro de módulos integrados por grupos de contactos de entrada y salida, ajustándose así a los requerimientos exigidos por el diseño de protección. Los módulos son colocados en las ranuras definidas en el dispositivo permitiendo obtener un máximo de 96 contactos de entrada y 64 contactos de salida.

El relé Multilin D60 tiene la ventaja de integrar en el mismo equipo distintas funciones de protección, a continuación se describen las funciones principales que serán empleadas en el proyecto:

4.2.1. Función de Distancia

La función de distancia permite ajustar 5 zonas de actuación para la protección de fallas entre fases y fallas a tierra, seleccionando la característica de operación deseada (polarización temporizada o cuadrilateral) para cada zona. Dependiendo de los requerimientos, es posible ajustar cada zona como directa, inversa o no direccional.

En relé D60 posee distintas funciones de supervisión que complementan la característica Mho tradicional, para así mejorar la función direccional y la exactitud de actuación. Estas funciones se mencionan a continuación:

- Para evitar sobre-alcance durante fallas de alta impedancia el elemento de tierra utiliza supervisión de reactancia con polarización de la corriente de secuencia cero.
- Las corrientes de secuencia negativa y secuencia cero son usadas en conjunto con la tensión de memoria para conseguir una mayor integridad de la función direccional de los elementos de distancia de tierra.
- Los elementos de fase utilizan la reactancia y la memoria direccional polarizada para supervisar la característica Mho.

Para el caso de la característica cuadrilateral es posible ajustar coordenadas de alcances resistivos y angulares tanto a la derecha como a la izquierda del plano RX, definiendo así la actuación ante fallas vistas hacia adelante o hacia atrás.

En cuanto a la protección de distancia a tierra, el relé emplea el factor de compensación residual para compensar el efecto de acoplamiento mutuo, permitiendo ajustar un factor independiente para cada zona de actuación.

4.2.2. Esquemas de Comunicación

Para la comunicación de los relés ubicados en cada extremo, el D60 cuenta con 5 esquemas de teleprotección:

- Disparo Directo con Sub-Alcance (DUTT)
- Disparo Transferido por Sub-Alcance Permisivo (PUTT).
- Disparo Transferido por Sobre-Alcance Permisivo (POTT).
- Disparo Transferido Híbrido por Sobre-Alcance (POTT Híbrido).
- Esquema de Bloqueo por Comparación Direccional.

4.2.3. Cierre Bajo Falla

Emplea una combinación de baja corriente y bajo voltaje para identificar que la línea ha sido energizada. Además es posible asignar un operador FlexLogic que indique el estado del terminal (terminal abierto o terminal cerrado). La función emplea 3 elementos de sobre-corriente que permiten identificar cuando la línea, que ha sido previamente desenergizada, está siendo cerrada bajo una condición de falla.

4.2.4. Detector de Oscilación de Potencia

Esta función permite realizar bloqueos cuando el sistema se encuentra en presencia de oscilaciones de potencia. Para esto, el elemento mide la impedancia de secuencia positiva aparente y traza el lugar geométrico correspondiente junto con las características límites de operación seleccionadas. Una vez detectada la relación de tiempo apropiada, la indicación de bloqueo o disparo será generada por un operando FlexLogic.

4.2.5. Verificador de Sincronismo

Esta función permite verificar que exista paralelismo de dos partes de un sistema que será energizado al realizar el cierre de los interruptores. Para esto se cuenta con dos elementos que pueden ser configurados independientemente, generalmente uno operará paralelamente a la función de recierre y el otro actuará como condición necesaria para que se pueda efectuar el cierre manual del interruptor.

4.2.6. Recierre

El relé D60 permite ejecutar la función de recierre para uno y tres polos, pudiendo controlar simultáneamente 2 interruptores y ejecutar operaciones de reenganche secuencial. El elemento de recierre actuará al recibir la señal de inicio de

alguna de las funciones de protección, enviando la orden a los interruptores a través de la salida de disparo del equipo.

4.2.7. Protección de Sobre-Corriente Temporizada (51)

El relé D60 provee protección de sobre-corriente temporizada tanto de fase como de neutro y tierra, disponiendo para ello de distintas formas de curvas predeterminadas y la opción de diseñar la propia curva para una óptima coordinación.

4.2.8. Protección Direccional de Sobre-Corriente (67)

Para brindar una protección de respaldo a los esquemas principales, el relé D60 cuenta con elementos direccionales de sobre-corriente tanto de fase como de neutro y tierra, permitiendo así el despeje de fallas que no hayan sido detectadas por la protección principal y secundaria.

4.3. Ajustes de Actuación [2]

4.3.1. Ajuste Reactivo

El criterio empleado para el cálculo del alcance de las zonas, corresponde al Ajuste Reactivo, en el cual las zonas de actuación se definen de la siguiente manera:

Zona 1: Sub-Alcance

El ajuste típico de esta zona se hace al 80% de la impedancia total de la línea. En la Electricidad de Caracas se emplea directamente este ajuste típico para el alcance reactivo de la zona 1. El tiempo de actuación para la primera zona es instantáneo.

$$X_1=0,8 \cdot X_{\text{LINEA}} \quad (7)$$

Donde:

X_1 : Reactancia asociada a la zona 1 de actuación

X_{LINEA} : Reactancia de la línea

Zona 2: Sobre-Alcance

Para el caso de la Zona 2, el relé trabajará en conjunto con su respectivo equipo de teleprotección bajo el esquema de Disparo Transferido por Sobre-alcance Permisivo (POTT), definido anteriormente.

En caso de que la teleprotección no se encuentre disponible, la segunda zona tendrá como función despejar de forma selectiva aquellas fallas ubicadas en el extremo remoto de la línea no cubierto por la primera zona.

El ajuste típico de la segunda zona de protección, corresponde al 120% de la reactancia total de la línea, de esta forma se logra garantizar la cobertura del extremo remoto bajo la condición de máximo error. A partir de esto se obtiene que:

$$X_2=1,2 \cdot X_{\text{LINEA}} \quad (8)$$

Donde:

X_2 : Reactancia asociada a la zona 2 de actuación

X_{LINEA} : Reactancia de la línea

Sin embargo, este ajuste es recomendable en aquellos casos en que la línea a proteger posee una longitud similar a sus líneas adyacentes. Si se aplica este ajuste en

el caso de una línea cuya longitud sea mucho mayor que la de sus líneas adyacentes, es posible que se solape con las segundas zonas vecinas. En caso contrario, si la línea a proteger posee una longitud mucho menor que sus líneas adyacentes, es posible que el ajuste obtenido con este criterio no sea lo suficientemente amplio para la cobertura de las líneas contiguas. Por lo tanto, para extender el alcance de actuación sin que la zona solape con las segundas zonas adyacentes, se debe cumplir lo siguiente:

$$X_2=0,8 \cdot (X_{\text{LINEA}}+X_{\text{1-MENOR VISTA DESDE EXTREMO REMOTO}}) \quad (9)$$

Donde:

X_2 : Reactancia asociada a la zona 2 de actuación

X_{LINEA} : Reactancia de la línea

$X_{\text{1-MENOR VISTA DESDE EXTREMO REMOTO}}$: Reactancia asociada a la zona 1 de la línea más corta adyacente

Para el ajuste de la zona 2 es recomendable considerar el efecto infeed para los casos de máxima y mínima generación. A partir de esto se obtiene que el ajuste se vea modificado por un factor K, tal como se observa en la siguiente ecuación:

$$X_2=0,8 \cdot (X_{\text{LINEA}}+K \cdot X_{\text{1-MENOR VISTA DESDE EXTREMO REMOTO}}) \quad (10)$$

Donde:

X_2 : Reactancia asociada a la zona 2 de actuación

X_{LINEA} : Reactancia de la línea

$X_{\text{1-MENOR VISTA DESDE EXTREMO REMOTO}}$: Reactancia asociada a la zona 1 de la línea más corta adyacente

En caso de que no sea posible cumplir con las condiciones planteadas, se tomará como criterio el expuesto inicialmente: $X_2=1,2 \cdot X_L$. En dicho caso se puede aumentar el tiempo de retardo de la zona 2 para evitar así despejes no selectivos o se podría asumir riesgos de falsas operaciones pero con mínimos tiempos de despeje.

En la Electricidad de Caracas, para la red de transmisión de 230 kV, se encuentran normalizados los tiempos de actuación para cada zona, de forma que se obtenga un ajuste coordinado con las protecciones adyacentes. Para el caso de las segundas Zonas se emplea un retardo de 500 ms.

Zona 3: Alcance Reactivo de Respaldo

La tercera zona tiene como objetivo brindar respaldo a las protecciones de las líneas adyacentes. En general, se ajusta de tal manera que su alcance abarque hasta el extremo opuesto de la línea adyacente de mayor impedancia, pero en caso de que las líneas adyacentes posean longitudes muy distintas o culminen con un banco de transformadores en alguno de sus extremos, no será posible garantizar la cobertura de todas, ya que se debe garantizar que dicha zona no solape con las terceras zonas de las líneas adyacentes.

El ajuste típico de la zona 3 corresponde al 180% de la impedancia total de la línea, a partir de lo cual se obtiene que el alcance reactivo para este caso será:

$$X_3=1,8 \cdot X_{LÍNEA} \quad (11)$$

Donde:

X_3 : Reactancia asociada a la zona 3 de actuación

$X_{LÍNEA}$: Reactancia de la línea

Al igual que en el ajuste de la Zona 2, se considera otro criterio para el caso en que la línea a proteger posea una longitud muy distinta a las líneas adyacentes.

Partiendo del requerimiento de la tercera zona de proteger hasta el extremo remoto de la línea adyacente que presente mayor impedancia, se define el siguiente criterio:

$$X_3 = 1,2 \cdot (X_{\text{LINEA}} + X_{\text{MAYOR VISTA DESDE EXTREMO REMOTO}}) \quad (12)$$

Donde:

X_3 : Reactancia asociada a la zona 3 de actuación

X_{LINEA} : Reactancia de la línea

$X_{\text{MAYOR VISTA DESDE EXTREMO REMOTO}}$: Reactancia mayor vista desde el extremo remoto

Para el caso en que se considere el efecto Infeed, se obtiene el siguiente ajuste:

$$X_3 = 1,2 \cdot (X_{\text{LINEA}} + K \cdot X_{\text{MAYOR VISTA DESDE EXTREMO REMOTO}}) \quad (13)$$

Donde:

X_3 : Reactancia asociada a la zona 3 de actuación

X_{LINEA} : Reactancia de la línea

$X_{\text{MAYOR VISTA DESDE EXTREMO REMOTO}}$: Reactancia mayor vista desde el extremo remoto

En la Electricidad de Caracas el retardo de tiempo normalizado para la Zona 3 corresponde a 1000 ms.

Zona 4: Respaldo en Reversa

La zona 4 tiene como finalidad brindar respaldo a las líneas adyacentes vistas hacia atrás. En la Electricidad de Caracas se emplea un ajuste para esta zona correspondiente al 25% de la línea con un tiempo de retardo establecido en 2500 ms.

De esta forma el ajuste reactivo asociado a la zona 4 de actuación se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$X_4 = 0,25 \cdot X_{\text{LÍNEA}} \quad (14)$$

Donde:

X_4 : Reactancia asociada a la zona 4 de actuación

$X_{\text{LÍNEA}}$: Reactancia de la línea

A continuación se muestra el procedimiento a seguir para el cálculo asociado a los ajustes de actuación del relé de distancia ubicado en el extremo Convento correspondiente a la línea Tocoa-Convento 230 kV. Dicho extremo será el caso de estudio para ejemplificar el procedimiento a seguir en cada paso del proyecto. Los demás extremos se encuentran desarrollados a lo largo de los Anexos del trabajo mencionados posteriormente.

4.3.1.1.Caso de Estudio: Línea Tocoa-Convento, Extremo Convento.

Datos de la Línea

- Tensión: 230 kV
- Longitud: 31,2 km
- Número de Apoyos: 115
- Capacidad Normal: 422,3 MVA

- Capacidad de Emergencia: 489,6 MVA
- Corriente Normal: 1,06 kA
- Corriente de Emergencia: 1,23 kA
- Impedancia de Secuencia Positiva: $(1,548275 + j \cdot 15,598487) \Omega\text{-prim}$
- Impedancia de Secuencia Cero: $(5,442604 + j \cdot 35,754330) \Omega\text{-prim}$

Los valores de impedancia de secuencia cero y secuencia positiva fueron calculados manualmente, esto con el fin de generar ajustes más precisos y acordes con las características de las líneas en estudio. Los cálculos correspondientes se muestran en el [ANEXO 2].

En la

Figura 19 se observa la línea en estudio junto con sus respectivas líneas adyacentes vistas desde el extremo remoto.

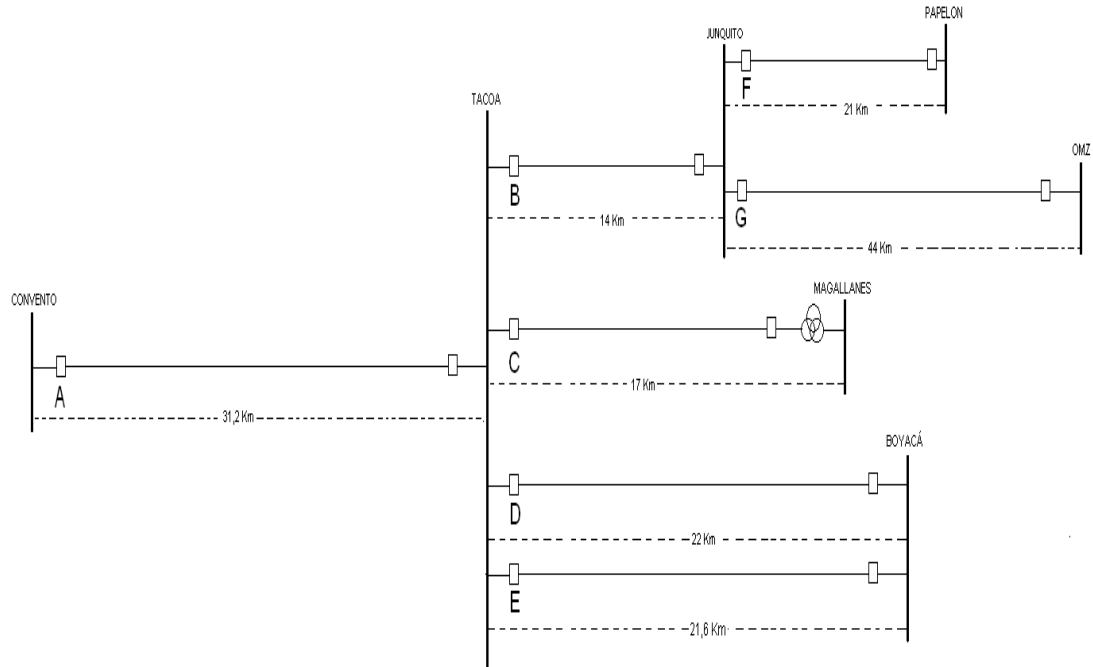


Figura 19: Línea Tocoa-Convento y adyacentes, vista desde el extremo Convento

Datos de los Transformadores de Medición en el extremo Convento

Transformador de Corriente: C.T.: 1200/5

Transformador de Potencial: P.T.: $\frac{230000}{\sqrt{3}} / \frac{115}{\sqrt{3}}$

En vista de que las tensiones y corrientes recibidas por el relé corresponden a los valores secundarios de los transformadores de protección asociados, es necesario hallar el valor de los parámetros de la línea en ohm-secundarios de forma que los ajustes calculados posean la misma referencia de impedancia que el equipo de protección. Para esto se halla la base de impedancia asociada a la referencia del relé, tal como se observa en la siguiente ecuación:

$$U_Z = \frac{P.T.}{C.T.} \quad (15)$$

En donde:

U_Z : Impedancia base a la referencia del relé

P.T.: Relación de transformación del transformador de potencial

C.T.: Relación de transformación del transformador de corriente

$$U_Z = 8,3333 \, \Omega$$

La impedancia referida a los valores secundarios corresponde al cociente entre la impedancia primaria y la impedancia base, a partir de lo cual se obtiene lo siguiente:

$$Z(\Omega - \text{sec}) = \frac{Z(\Omega - \text{prim})}{U_Z} \quad (16)$$

$$Z^+ = (1,5483 + j \cdot 15,5985) \Omega\text{-prim} \rightarrow Z^+ = (0,1858 + j \cdot 1,8718) \Omega\text{-sec}$$

$$Z^0 = (5,4426 + j \cdot 35,7543) \Omega\text{-prim} \rightarrow Z^0 = (0,6531 + j \cdot 4,2905) \Omega\text{-sec}$$

Datos de las Líneas Adyacentes

Tabla 2: Datos de las Líneas Adyacentes a S/E Tocoa

LÍNEA	L (km)	P.T.	C.T.	$U_Z (\Omega)$	$Z^+ (\Omega\text{-prim})$	$Z^+ (\Omega\text{-sec})$
Tocoa-Junquito	14	230000/115	1200/5	8,33	$0,6244 + j \cdot 6,0508$	$0,0749 + j \cdot 0,7261$
Tocoa-Magallanes	17	230.00/116	1200/6	8,33	$0,9690 + j \cdot 7,8268$	$0,1163 + j \cdot 0,9392$
Tocoa-Boyacá 1	21,6	230000/117	1200/7	8,33	$1,4645 + j \cdot 8,4832$	$0,1757 + j \cdot 1,0179$
Tocoa-Boyacá 2	22	230000/118	1200/8	8,33	$1,1902 + j \cdot 9,0728$	$0,1428 + j \cdot 1,0887$

Cálculo de los Ajustes en S/E Convento

Zona 1

Empleando los datos registrados de la línea en la Ecuación (7) se obtiene el siguiente ajuste reactivo para la Zona 1:

$$X_1 = 0,8 \cdot (1,8718 \Omega\text{-sec})$$

$$X_1 = 1,4974 \Omega\text{-sec}$$

$$\text{Retardo: } 0,0000 \text{ s}$$

Zona 2

Ajuste Típico

A partir de la Ecuación (8), se obtiene que el ajuste típico reactivo asociado a la línea en estudio corresponde a:

$$X_2 = 1,2 \cdot (1,8718 \, \Omega\text{-sec})$$

$$X_2 = 2,2462 \, \Omega\text{-sec}$$

Caso 1: Sin considerar el efecto Infeed

La línea adyacente que presenta menor impedancia corresponde a la Línea Tocoa-Junquito 230 kV. Para este caso es necesario conocer el valor actual del ajuste asociado a la zona 1 de dicha línea.

- Ajuste Zona 1 Línea Tocoa-Junquito 230 kV

$$Z_1 = (0,0794 + j \cdot 0,6575) \, \Omega\text{-sec}$$

A partir de esto y empleando la Ecuación (9), se obtuvo el valor del ajuste reactivo asociado a la Zona 2 sin considerar el efecto infeed.

$$X_2 = 0,8 \cdot (1,8718 + 0,6575) \, \Omega\text{-sec}$$

$$X_2 = 2,0234 \, \Omega\text{-sec}$$

El alcance obtenido genera una cobertura del 20,88% de la línea adyacente más corta. A pesar de que con dicho ajuste se cumple con los márgenes de seguridad exigidos por la protección, resulta más atractivo el alcance obtenido en el Caso 1, el cual generó una cobertura del 51,56 % de la línea adyacente más corta, permitiendo

así una zona de protección más amplia respetando los márgenes de seguridad exigidos. Sin embargo, es recomendable tomar en cuenta la influencia del efecto Infeed, de forma que se logre obtener un valor que se ajuste en mayor medida a las condiciones reales a las que se encuentra expuesto el sistema.

Caso 2: Considerando el efecto Infeed con Máxima Generación

Para este caso se simularon fallas trifásicas en los puntos señalados en la Figura 20, correspondientes al ajuste obtenido en el Caso 1. Para cada falla se observó la influencia del efecto Infeed, obteniendo a partir de la Ecuación (6) el valor del factor K cuando el sistema se encuentra con máxima generación. Una vez obtenido el valor del factor K, se aplicó la Ecuación (10), obteniendo así el ajuste correspondiente a la Zona 2 para cada simulación.

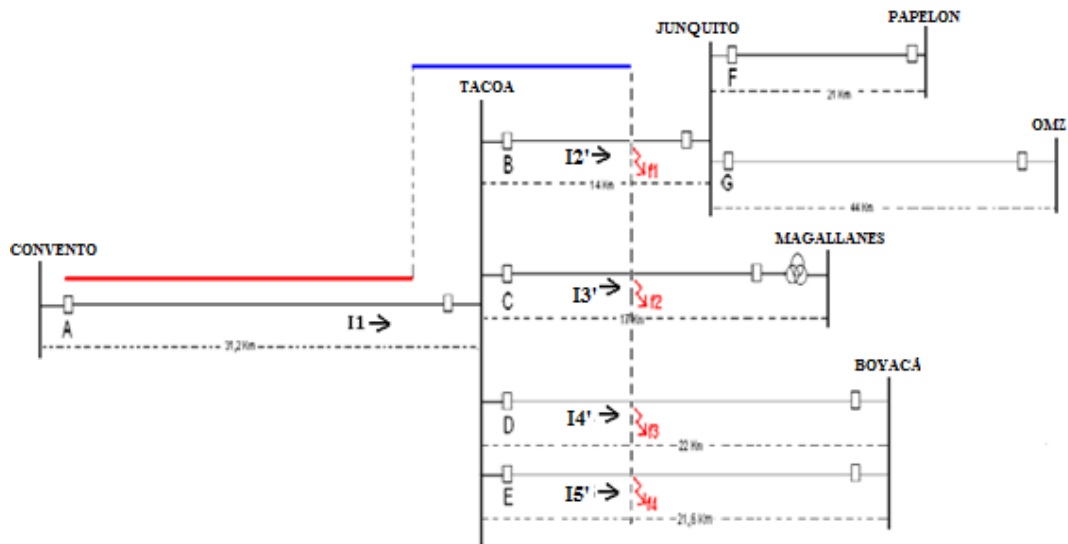


Figura 20: Ubicación de Fallas en las Líneas Adyacentes para las Simulaciones

Las hojas de resultados generadas en las simulaciones se observan en el [ANEXO 3], a partir de las cuales se obtuvo el valor del factor K y el ajuste X2 para cada caso, los cuales se observan en la siguiente Tabla:

Tabla 3: Ajuste Reactivo Zona 2. Considerando el Efecto Infeed con Máxima Generación. Línea Tacoa-Convento. Extremo Convento

Ubicación de la Falla	I_1 (kA)	I_2 (kA)	K	X_2 (Ω -sec)
20,88% Tacoa-Junquito	1,44	19,02	13,1829	8,4317
16,14% Tacoa-Magallanes	1,75	20,88	11,8937	7,7535
14,89% Tacoa-Boyacá 1	1,01	21,61	21,4771	12,7944
13,92%bTacoa-Boyacá 2	1,05	21,99	20,9068	12,4944

Caso 3: Considerando el efecto Infeed con Mínima Generación.

Se simularon fallas en las ubicaciones indicadas en la Figura 20, considerando en este caso que el Sistema se encuentra funcionando con su Mínima capacidad de generación.

Las hojas de resultados generadas en las simulaciones se observan en el [ANEXO 3], a partir de las cuales se obtuvo el valor del factor K y el ajuste X_2 para cada caso, los cuales se observan en la siguiente Tabla:

Tabla 4: Ajuste Reactivo Zona 2. Considerando el Efecto Infeed con Mínima Generación. Línea Tacoa-Convento. Extremo Convento

Ubicación de la Falla	I_1 (kA)	I_2 (kA)	K	X_2 (Ω -sec)
20,88% Tacoa-Junquito	1,47	14,92	10,1241	6,6827
16,14% Tacoa-Magallanes	1,75	20,88	11,8937	7,7535
14,89% Tacoa-Boyacá 1	1,09	18,01	16,5713	10,2139
13,92% Tacoa-Boyacá 2	1,13	18,30	12,2406	7,9360

El ajuste que mejor se adapta a las características requeridas por la protección corresponde al Ajuste Típico, ya que con este alcance es posible cubrir aproximadamente un 51% de la Línea adyacente más corta, manteniendo así el porcentaje de error necesario para garantizar la selectividad de la protección.

Al considerar el Efecto Infeed se obtuvieron alcances reactivos sumamente elevados que solapaban con las segundas zonas de las líneas adyacentes. Esto se debe a que para este caso existe la influencia de la Planta Generadora de Tocoa, la cual genera una contribución considerable a las líneas adyacentes, siendo mucho mayor que la contribución proveniente del extremo Convento. En vista de esto no fue posible considerar los ajustes obtenidos tomando en cuenta el Efecto Infeed.

Ajuste Seleccionado:

$$X_2 = 2,2462 \, \Omega\text{-sec.}$$

Retardo: 500 ms.

Zona 3

Ajuste Típico

El ajuste típico correspondiente a la Zona 3 se encuentra definido en la Ecuación (11). En base a esto se obtuvo el siguiente alcance reactivo:

$$X_3 = 1,8 \cdot (1,8718) \, \Omega\text{-sec}$$

$$X_3 = 3,3692 \, \Omega\text{-sec}$$

Con el alcance obtenido se genera un solapamiento con la tercera zona de la línea Tocoa-Junquito 230 kV, por lo tanto se realizará la evaluación de otros criterios sin considerar y considerando el efecto infeed de forma que se seleccione el ajuste que presente mayores beneficios ante los requerimientos exigidos.

Caso 1: Sin considerar el efecto Infeed

A partir de la Ecuación (12), se obtuvo el alcance reactivo sin considerar el efecto Infeed. Para este caso, la línea adyacente que presenta mayor impedancia corresponde a la línea Tocoa-Magallanes 230 kV, ya que dicha línea finaliza en un banco de transformadores presentando una alta impedancia. En vista de su elevado valor no puede ser considerada para el ajuste de la Zona 3, ya que al emplear dicho valor de reactancia se solapa con las terceras zonas de las líneas adyacentes. Por lo tanto, se tomó la línea Tocoa-Boyacá 2 de 230 kV como la que presenta mayor impedancia, generando el siguiente resultado:

$$X_3 = 1,2 \cdot (1,8718 + 1,0887) \Omega\text{-sec.}$$

$$X_3 = 3,5527 \Omega\text{-sec.}$$

Con este ajuste también se obtiene un solapamiento con la tercera zona de la línea Tocoa-Junquito 230 kV, por lo tanto se tomó dicha línea como limitante obteniendo el siguiente resultado:

$$X_3 = 1,2 \cdot (1,8718 + 0,7261) \Omega\text{-sec}$$

$$X_3 = 3,1175 \Omega\text{-sec}$$

Con este alcance también se solapa con la tercera zona de la línea adyacente más corta, por lo tanto se sugiere el siguiente ajuste:

$$X_3 = 0,8 \cdot (X_{\text{LÍNEA}} + X_{\text{LÍNEA ADYACENTE MÁS CORTA}} + X_{\text{1-MENOR VISTA DESDE EXTREMO REMOTO DE LÍNEA ADYACENTE}}) \quad (17)$$

Con este ajuste se garantiza la cobertura de la línea adyacente más corta sin solapar con las terceras zonas de las líneas adyacentes.

Para este caso, la línea que presenta menor impedancia aparente vista desde el extremo remoto, corresponde a la línea Junquito-Papelón.

- Línea Junquito-Papelón 230 kV

Longitud: 21 Km

$U_Z : 12,5$

$Z^+ = (1,8627 + j \cdot 10,2501) \Omega\text{-prim}$

$\rightarrow Z^+ = (0,1490 + j \cdot 0,8200) \Omega\text{-sec}$

$Z_1 = (0,1238 + j \cdot 0,6806) \Omega\text{-sec}$

En vista de que la impedancia base a la que están referidos los valores secundarios de la línea Junquito-Papelón es distinta a la impedancia base del extremo en estudio, es necesario realizar la conversión de los valores secundarios de dichos ajustes a la referencia en que se está trabajando. Dicha conversión se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$X_1(\Omega - \text{sec}) = X_1 \cdot \frac{U_{Z-\text{sistema}}}{U_{Z-\text{actual}}} \quad (18)$$

A partir de la Ecuación (18), se obtuvo el siguiente valor:

$Z_1 = (0,1857 + j \cdot 1,0209) \Omega\text{-sec}$

A partir de los datos de la línea y empleando la Ecuación (17) se obtiene el siguiente ajuste reactivo para la Zona 3:

$X_3 = 0,8 \cdot (1,8718 + 0,7261 + 1,0209) \Omega\text{-sec}$

$X_3 = 2,90 \Omega\text{-sec}$

Caso 2: Considerando el efecto Infeed con Máxima Generación

Para este caso se simularon fallas trifásicas en los puntos señalados en la Figura 21, correspondientes al ajuste obtenido en el caso 1. Para cada falla se observó la influencia del efecto Infeed. Para este caso se deben calcular 2 factores K, uno generado por la contribución en la S/E Tocoa y el otro generado en la S/E Junquito. De esta forma quedan definidos de la siguiente manera:

$$K_1 = \frac{I_2}{I_1} \quad (19)$$

$$K_2 = \frac{I_3}{I_2} \quad (20)$$

$$K_3 = \frac{I_4}{I_2} \quad (21)$$

Una vez obtenidos los correspondientes factores de corrección, se procede a realizar el cálculo del alcance reactivo definido a partir de la siguiente ecuación:

$$X_3 = 0,8 \cdot [X_{\text{LÍNEA}} + K_1 \cdot (X_{\text{LÍNEA ADYACENTE MÁS CORTA}} + K_2 \cdot X_{1-\text{MENOR VISTA DESDE EXTREMO REMOTO DE LÍNEA ADYACENTE}})] \quad (22)$$

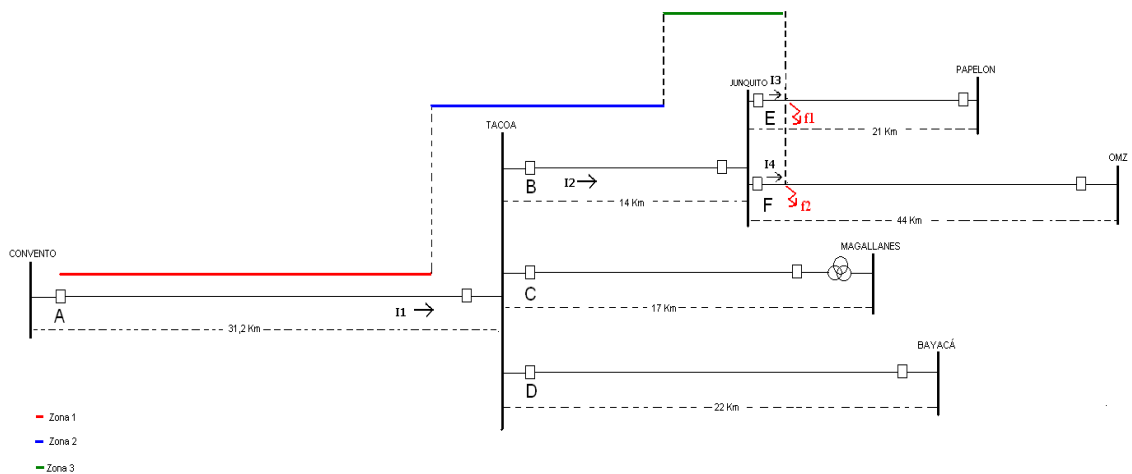


Figura 21: Ubicación de fallas para las simulaciones correspondientes al ajuste de la Zona 3

Las hojas de resultados generadas en las simulaciones se observan en el [ANEXO 4], a partir de las cuales se obtuvo el valor de los factores K_1 y K_2 ; y el ajuste X_3 para cada caso, los cuales se observan en la siguiente Tabla:

Tabla 5: Ajuste Reactivo Zona 3. Considerando el Efecto Infeed con Máxima Generación. Línea Tocoa-Convento. Extremo Convento

Ubicación de la Falla	I_1 (kA)	I_2 (kA)	I_3 (kA)	K_1	K_2	X_3 (Ω -sec)
0,63% Junquito-Papelón	0,46	10,51	19,01	22,6911	1,8098	36,8834
0,36% Junquito-OMZ	0,46	10,48	21,46	22,584	2,0484	39,1887

Caso 3: Considerando el efecto infeed con Mínima Generación

Se simularon fallas trifásicas en los puntos señalados en la Figura 21, considerando que el sistema se encuentre funcionando con su mínima capacidad de generación. A partir de las simulaciones se obtiene el valor de los factores K_1 y K_2 para luego aplicar la Ecuación (22), obteniendo así el ajuste reactivo para cada caso.

Las hojas de resultados generadas en las simulaciones se observan en el [ANEXO 4], a partir de las cuales se obtuvo el valor de los factores K_1 y K_2 ; y el ajuste X_3 para cada caso, los cuales se observan en la siguiente Tabla:

Tabla 6: Ajuste Reactivo Zona 3. Considerando el efecto infeed con Mínima Generación. Línea Tocoa-Convento. Extremo Convento

Ubicación de la Falla	I_1 (kA)	I_2 (kA)	I_3 (kA)	K_1	K_2	X_3 (Ω -sec)
0,63% Junquito-Papelón	0,62	8,80	16,98	14,1172	1,9304	24,4062
0,36% Junquito-OMZ	0,62	8,78	19,34	14,0851	2,2033	26,3713

Los valores obtenidos considerando el efecto infeed resultan extremadamente elevados debido a la alta influencia de la fuente intermedia. Estos valores no podrán ser tomados en cuenta debido a que generan un sobre-alcance con las terceras zonas de las líneas adyacentes.

De acuerdo a la evaluación previa se va a considerar el caso 1 como el ajuste más adecuado para la protección, ya que presenta una mayor cobertura de las líneas adyacentes respetando los márgenes de seguridad necesarios para asegurar la selectividad de la protección. Por lo tanto el ajuste seleccionado es el siguiente:

Ajuste Seleccionado:

$$X_3 = 2,9000 \Omega\text{-sec.}$$

Retardo: 1000 ms

Zona 4

A partir de la Ecuación (14) se obtiene el siguiente ajuste reactivo asociado a la zona 4 de actuación:

$$X_4 = 0,25 \cdot (1,8718) \Omega\text{-sec}$$

$$X_4 = 0,4679 \Omega\text{-sec}$$

Retardo: 2500 ms

Los cálculos asociados a los ajustes correspondientes a los otros extremos de las líneas fueron realizados siguiendo los lineamientos descritos anteriormente. Para mayor detalle dichos cálculos se encuentran registrados en los siguientes anexos [ANEXO 5], [ANEXO 8] y [ANEXO 11].

En la Tabla 7 se observan los ajustes reactivos obtenidos para cada uno de los extremos de las líneas.

Tabla 7: Ajustes Reactivos

LÍNEA	EXTREMO	X1($\Omega\text{-sec}$)	X2($\Omega\text{-sec}$)	X2'($\Omega\text{-sec}$)	X3 ($\Omega\text{-sec}$)	X4 ($\Omega\text{-sec}$)
TACOA- CONVENTO	CONVENTO	1,494	2,2462	-----	2,9000	0,4679
	TACOA	1,494	2,2462	-----	2,9519	0,4679
BOYACÁ- CONVENTO	CONVENTO	0,4705	1,3432	1,134	1,8258	0,1470
	BOYACÁ	0,4705	0,8690	0,7899	2,4939	0,1470

4.3.2. Ajuste Resistivo

4.3.2.1. Característica Mho (Protección entre Fases)

Para la característica Mho, el ajuste resistivo se realiza con el mismo criterio tomado para el caso reactivo. A partir de esto, se obtuvieron los siguientes resultados:

Caso de Estudio: Línea Tocoa-Convento, Extremo Convento

Zona 1

$$R_1 = 0,8 \cdot (R_L)$$

$$R_1 = 0,8 \cdot (0,1858 \Omega\text{-sec})$$

$$R_1 = 0,1486 \Omega\text{-sec}$$

Zona 2

$$R_2 = 1,2 \cdot (R_L)$$

$$R_2 = 1,2 \cdot (0,1858 \Omega\text{-sec})$$

$$R_2 = 0,2227 \Omega\text{-sec}$$

Zona 3

$$R_3 = 0,8 \cdot (R_{\text{LÍNEA}} + R_{\text{LÍNEA ADYACENTE MÁS CORTA}} + 0,8 \cdot R_{\text{MENOR VISTA DESDE EXTREMO REMOTO DE LÍNEA ADYACENTE}})$$

$$R_3 = 0,8 \cdot (0,1858 + 0,0749 + 0,8 \cdot 0,1490) \Omega\text{-sec}$$

$$R_3 = 0,3039 \Omega\text{-sec}$$

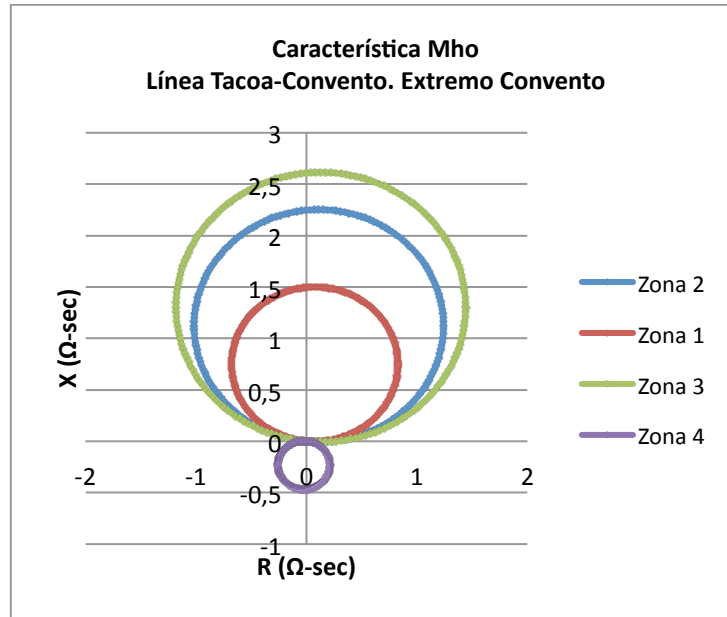
Zona 4

$$R_4 = 0,25 \cdot (R_L)$$

$$R_4 = 0,25 \cdot (0,1858 \Omega\text{-sec})$$

$$R_4 = 0,0464 \Omega\text{-sec}$$

En la Gráfica 3, se observa la característica Mho en el plano RX, correspondiente al Extremo Convento de la Línea Tocoa-Convento



Gráfica 3: Característica Mho. Línea Tocoa-Convento. Extremo Convento

Las curvas obtenidas en los otros extremos de las líneas en estudio se observan en el [ANEXO 14]

4.3.2.2. Característica Cuadrilateral (Protección de Fallas a Tierra)

Para la protección de fallas a tierra se emplea la característica cuadrilateral, ya que con esta característica es posible brindar una mayor cobertura resistiva. En vista de que las fallas a tierra generalmente presentan un alto valor de impedancia, es necesario que el relé esté ajustado de tal forma que dichas fallas sean vistas en sus zonas de actuación, para poder realizar un despeje exitoso. De igual forma, es necesario verificar que dentro del ajuste resistivo empleado no se incluyan los efectos de carga, de manera que se eviten los disparos indeseados.

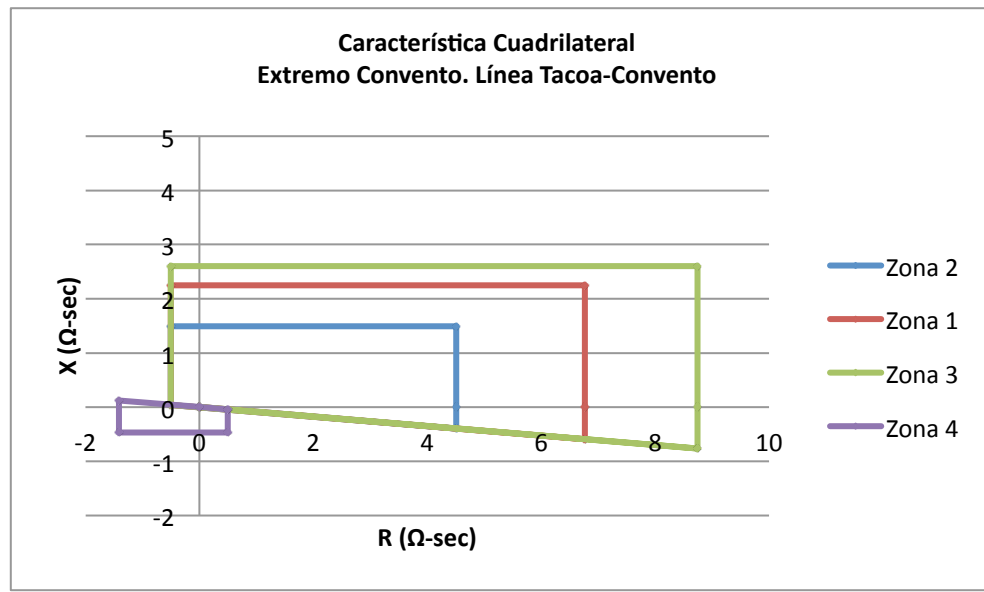
Inicialmente la característica cuadrilateral se ajustó considerando el criterio estandarizado por la EDC, el cual consiste en establecer el ajuste resistivo con un alcance igual a 3 veces la magnitud del ajuste obtenido en la característica Mho correspondiente a cada zona y el ajuste reactivo tendrá el mismo alcance que el generado en la característica Mho. El blinder izquierdo de la característica cuadrilateral será ajustado en todos los casos con un alcance de 0,5 Ω -sec, siendo éste un valor estandarizado en la EDC.

A partir de esto se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 8: Blinder derecho de la Característica Cuadrilateral

LÍNEA	EXTREMO	$R_1(\Omega\text{-sec})$	$R_2(\Omega\text{-sec})$	$R_2'(\Omega\text{-sec})$	$R_3(\Omega\text{-sec})$	$R_4(\Omega\text{-sec})$
TACOA- CONVENTO	CONVENTO	4,5141	6,7716	-----	8,7476	1,4106
	TACOA	4,5141	6,7716	-----	8,7476	1,4106
BOYACÁ- CONVENTO	CONVENTO	1,4223	4,0627	3,4401	4,6445	0,4444
	BOYACÁ	1,4223	2,6280	2,3932	7,5255	0,4444

En la Gráfica 4 se observa la curva obtenida para la característica cuadrilateral asociada al extremo Convento de la línea Tocoa-Convento. En el [ANEXO 15] se observan las curvas obtenidas para los otros extremos de las líneas en estudio.



Gráfica 4: Característica Cuadrilateral Línea Tacoa-Convento. Extremo Convento

Una vez realizadas las gráficas de la característica cuadrilateral asociada a cada extremo de las líneas, se debe corroborar que efectivamente se logra brindar protección ante la ocurrencia de fallas a tierra a lo largo de las líneas. Para esto se simularon fallas de alta impedancia a distintas longitudes de cada línea, observando en el plano RX la ubicación de la impedancia vista por el relé. Adicionalmente se incluyeron en las gráficas las distintas fluctuaciones de los efectos de carga registrados en un día completo para el caso de máxima generación del sistema, esto con el fin de verificar que dentro de las zonas de actuación del relé no se incluyan los efectos de carga asociados a la línea.

En el caso de las fallas a tierra, la resistencia de falla representa un valor casi constante ya que depende de agentes externos a la línea, generalmente ocasionados por ramas caídas. Por lo tanto, el valor de resistencia de falla usado para las simulaciones corresponde al determinado en el caso de una falla de alta impedancia, registrada en la Línea Tacoa-Junquito 230 kV en el mes de Febrero de 2011. En los Anexos 16 y 17 se observa la oscilografía asociada a cada extremo de la línea fallada.

Una vez obtenidas las oscilografías referentes a las tensiones y corrientes asociadas a cada extremo de la línea en el momento de falla, se procedió a calcular la caída de tensión (V_R) en dicha resistencia (Figura 22), a partir de la siguiente ecuación:

$$\bar{V}_R = \bar{V}_T - \bar{I}_1 \cdot L \cdot \bar{Z}_L \quad (23)$$

En donde:

$\bar{V}_R$: Caída de Tensión en la Resistencia de Falla [kV].

$\bar{V}_T$: Tensión registrada en el extremo Tacoa durante la Falla [kV].

$\bar{I}_1$: Corriente proveniente desde el extremo Tacoa durante la Falla [kA].

L: Longitud entre el extremo Tacoa y la Ubicación de la Falla [Km].

$\bar{Z}_L$: Impedancia de la Línea Tacoa-Junquito [Ω -sec]

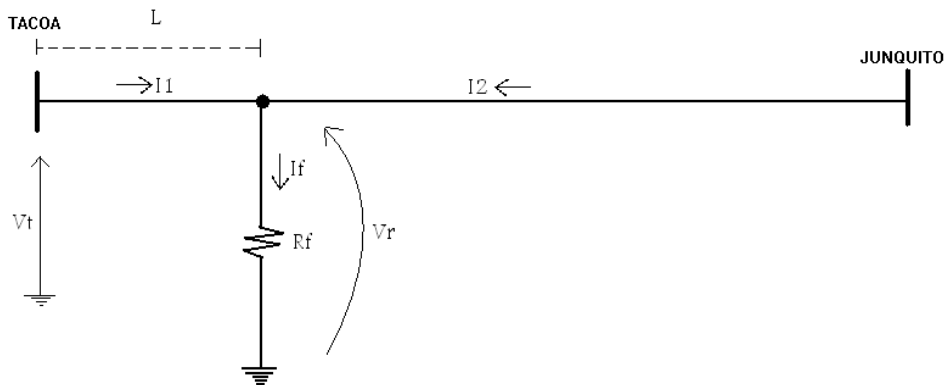


Figura 22: Falla en Línea Tacoa-Junquito 230 kV

Luego de obtener la caída de tensión en R_f se procede a calcular el valor de dicha resistencia a partir de la siguiente Ecuación:

$$R_f = \frac{\bar{V}_r}{\bar{I}_f} \quad (24)$$

En donde:

$$\bar{I}_f = \bar{I}_1 + \bar{I}_2 \quad (25)$$

En Donde:

R_f : Resistencia de Falla [Ω].

$\bar{V}_R$: Caída de Tensión en la Resistencia de Falla [kV].

$\bar{I}_f$: Corriente circulante por la resistencia de falla [kA].

$\bar{I}_1$: Corriente proveniente desde el extremo Tacoa durante la Falla [kA].

$\bar{I}_2$: Corriente proveniente desde el extremo Junquito durante la Falla [kA].

La memoria de cálculos asociada a la determinación de la resistencia de falla, se encuentra registrada en el [ANEXO 18], en la cual se obtuvo un resultado de impedancia de falla de 10 Ω .

Una vez obtenido el valor de resistencia de falla, con ayuda del programa computacional de simulación de sistemas de potencia DigSilent, se realizaron las simulaciones de fallas monofásicas a tierra, empleando dicho valor de resistencia. Para observar el comportamiento de la impedancia vista por el relé, se simularon fallas en distintas ubicaciones de cada una de las líneas. Los valores de impedancia obtenidos a partir de las simulaciones corresponden a la impedancia vista entre la ubicación del relé y la falla, mientras que para este tipo de fallas el relé D60 emplea el factor de compensación residual disminuyendo así la impedancia medida. Para ubicar las distintas impedancias obtenidas en el plano RX fue necesario ajustarlas con el factor de compensación residual, de forma tal que se logra graficar las impedancias reales medidas por el relé.

Los resultados obtenidos en cada una de las simulaciones se observan en el [ANEXO 19].

Los efectos de carga registrados presentaban impedancias muy grandes que se alejaban en gran magnitud de la característica cuadrilateral asociada a cada extremo, por lo tanto no fueron incluidas en las gráficas resultantes. Sin embargo los datos registrados de las fluctuaciones de carga asociadas a un día de funcionamiento con máxima generación en la línea Tacoa-Convento, se observan en la Tabla 9.

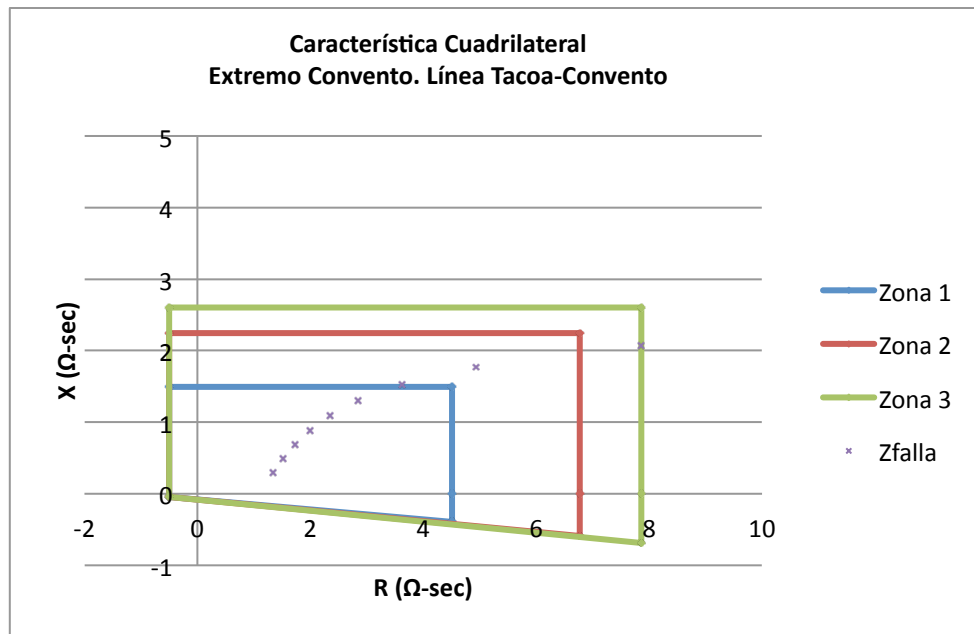
Tabla 9: Fluctuaciones de Carga. Línea Tacoa-Convento 230 kV

FECHA	HORA	P	Q	S (MVA)	V (kV)	Z (Ω -sec)
05/09/11	00:00:00	151,86	23,98	163,06	230	40,78+6,44i
05/09/11	01:00:00	149,81	15,61	160,67	230	41,91+4,36i
05/09/11	02:00:00	148,86	14,00	159,52	230	42,27+3,97i
05/09/11	03:00:00	148,28	11,24	158,88	230	42,56+3,22i
05/09/11	04:00:00	148,26	10,22	158,44	230	42,61+2,93i
05/09/11	05:00:00	153,08	13,55	157,27	230	41,14+3,64i
05/09/11	06:00:00	161,94	22,33	159,94	230	38,46+5,30i
05/09/11	07:00:00	172,59	57,80	175,32	230	33,07+11,07i
05/09/11	08:00:00	186,20	86,02	200,58	230	28,09+12,97i
05/09/11	09:00:00	189,96	95,59	216,75	230	26,66+13,41i
05/09/11	10:00:00	191,57	97,86	219,07	230	26,27+13,42i
05/09/11	11:00:00	210,96	89,98	214,22	230	25,45+10,85i
05/09/11	12:00:00	219,28	80,55	217,56	230	25,50+9,36i
05/09/11	13:00:00	230,67	84,86	213,00	230	24,23+8,91i
05/09/11	14:00:00	231,75	82,82	206,18	230	24,28+8,68i

Continuación a 10: Fluctuaciones de Carga. Línea Tacoa-Convento 230 kV

FECHA	HORA	P	Q	S (MVA)	V (kV)	Z (Ω -sec)
05/09/11	15:00:00	231,94	81,78	200,95	230	24,34+8,58i
05/09/11	16:00:00	230,14	72,51	143,22	230	25,09+7,90i
05/09/11	17:00:00	227,47	61,22	138,61	230	26,02+7,00i
05/09/11	18:00:00	227,10	58,86	152,08	230	26,19+6,78i
05/09/11	19:00:00	226,26	54,2	150,85	230	26,53+6,35i
05/09/11	20:00:00	224,63	44,33	156,63	230	27,20+5,36i
05/09/11	21:00:00	217,71	30,22	158,43	230	28,60+3,97i
05/09/11	22:00:00	213,41	21,00	153,01	230	29,46+2,89i
05/09/11	23:00:00	181,47	19,18	149,31	230	34,59+3,65i

En la Gráfica 5 se observa la característica cuadrilateral asociada al extremo Convento de la línea Tacoa-Convento, junto con las diferentes impedancias vistas por el relé para fallas monofásicas a lo largo de la línea.



Gráfica 5: Característica Cuadrilateral e Impedancias de Falla. Línea Tacoa-Convento. Extremo Convento

Las Gráficas obtenidas para los otros extremos de las líneas en estudio se observan en el ANEXO 15.

4.4. Estudio Comparativo Esquemas PUTT y POTT [1] [13] [9]

4.4.1. Esquema de Teleprotección PUTT

El esquema de Teleprotección PUTT requiere el ajuste de la Zona 1 en sub-alcance, la cual al registrar una falla ordena el disparo del interruptor local y envía una señal de disparo al extremo remoto. Una vez que esta señal es recibida, se debe verificar que el relé correspondiente esté registrando la falla en su segunda zona de actuación, enviando la orden de disparo a los interruptores asociados, siempre y cuando se cumpla con ambas condiciones. De esta forma se obtiene que el relé asociado al extremo remoto ordenará disparos cuando registre la falla en su Zona 2 siempre y cuando reciba la señal de disparo transferido. Con este esquema sólo se enviarán señales de disparo transferido cuando se registren fallas dentro de la línea a proteger y en caso de que falle el canal de comunicación, sólo actuará el relé que registre la falla en su primera zona. [1]

4.4.2. Esquema de Teleprotección POTT

El esquema de teleprotección POTT es empleado en aquellos casos en que se requiere acelerar el tiempo de despeje para mantener así la actuación apropiada del Sistema Eléctrico. Para este tipo de esquema se requiere que los relés ubicados en cada extremo de la línea a proteger estén ajustados en sobre-alcance en su respectiva segunda zona, de forma que se logre detectar cualquier falla dentro de dicha línea. En vista de esto, cuando ocurre una falla dentro de la línea en cuestión, cada relé enviará una señal al extremo remoto, a través del equipo de comunicación, indicando la detección de la falla y permitiendo la actuación del extremo remoto, en caso de que éste también registre la falla en su segunda zona. De esta forma se logra acelerar el

tiempo de despeje de la falla, ya que el extremo que registre la falla en primera zona actuará de forma instantánea y al enviar el disparo transferido al extremo remoto, éste también actuará instantáneamente al recibir la señal siempre y cuando también haya detectado la falla en segunda zona. Sin este esquema, sería necesario esperar el tiempo de retardo de la zona 2 para poder despejar la falla. [8] [11]

Este tipo de esquema depende del canal de comunicación y no operará en caso de que dicho canal falle. Por lo tanto, es necesario asegurar la protección de la línea en caso de que se pierda la comunicación entre los relés de cada extremo de la línea.

El esquema POTT presenta un aumento en el nivel de seguridad de la protección respecto al esquema PUTT, debido a que los disparos transferidos serán enviados por ambos extremos siempre y cuando la falla se encuentre ubicada dentro de la línea a proteger, a diferencia del esquema PUTT que solo enviará disparos transferidos cuando alguno de los relés registre la falla dentro del alcance de su respectiva Zona 1 de actuación, generando además posibles dificultades para detectar fallas de alta impedancia.

Además, el esquema POTT permite integrar la función direccional de sobre-corriente de neutro disponible en el relé, habilitando el canal de comunicación cuando ésta se encuentre activa, mientras la función de distancia se encuentra bloqueada.

Con los relés electromecánicos instalados actualmente no es posible aplicar el esquema de teleprotección POTT debido a que este tipo de equipos no poseen integrada dicha función, por lo tanto están limitados a emplear únicamente el esquema PUTT. En vista de que con el esquema POTT se genera un aumento en los niveles de confiabilidad, zona protegida y seguridad de la protección, resulta beneficioso emplear este esquema de teleprotección, aprovechando al máximo las virtudes brindadas por el dispositivo.

4.5. Protección Direccional de Sobre-Corriente de Neutro

El relé D60 permite incluir la función Direccional de Sobre-Corriente de Neutro brindando una protección de respaldo a la protección de distancia. Para generar una correcta coordinación con las protecciones de las líneas adyacentes, es necesario que la función direccional de sobre-corriente de neutro presente un retardo en su tiempo de actuación, el cual corresponde al establecido en el equipo que actualmente ejerce dicha función. Para obtener este retardo es necesario aplicar la función Temporizada de Sobre-Corriente de Neutro, la cual permite seleccionar la curva característica de actuación que se adapte a los requerimientos. Esta función actuará en conjunto con la función Direccional de Sobre-Corriente de Neutro la cual permitirá la detección de fallas en la dirección deseada.

4.5.1. Temporizado de Sobre-Corriente de Neutro (ANSI 51N)

El elemento temporizado de sobre-corriente de neutro permite emplear un tiempo de retardo de operación dependiendo del valor de corriente registrado. Para esto se debe seleccionar la Curva Característica de actuación que se adapte a las condiciones del sistema. El relé D60 posee pre-establecidas las curvas asociadas a los estándares IEEE, IEC, GE Type IAC e $I^2 \cdot t$, en caso de que ninguna de las curvas cumpla con los requerimientos, se puede emplear la función FlexCurves para obtener la curva característica deseada.

En la Electricidad de Caracas se encuentran definidas las curvas características asociadas a cada protección de sobrecorriente. En vista de que cada relé posee curvas de actuación diferentes, a la hora de ajustar los nuevos equipos, es necesario seleccionar la curva que posea mayor similitud con la establecida en la protección actual. Para esto se procede a graficar las curvas características del relé D60, junto con la curva de actuación que se encuentra establecida en el equipo actual,

variando así el valor del múltiplo del TAP establecido, hasta obtener una curva que se ajuste a las características establecidas actualmente.

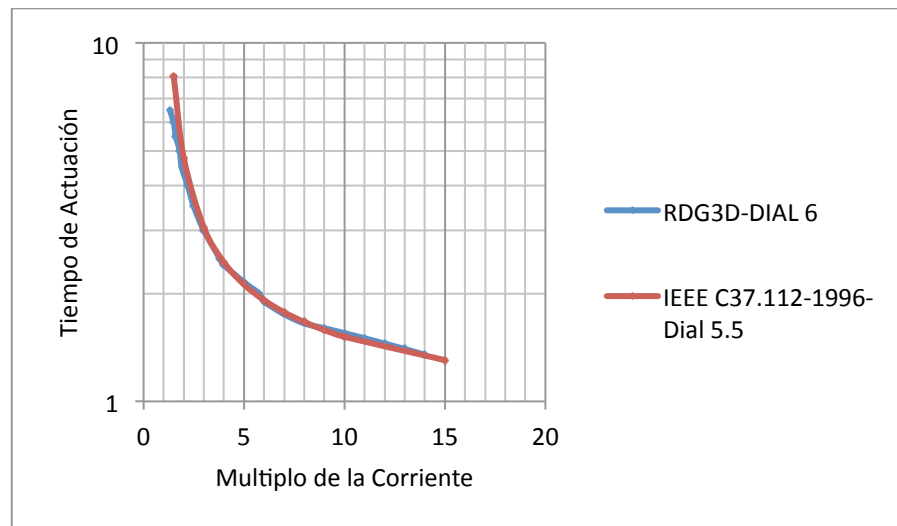
Línea Tocoa-Convento. Extremo Convento

En la Tabla 11 se observan las características asociadas al equipo de protección de sobre-corriente de neutro instalado actualmente.

Tabla 11: Características Relé 67N. Extremo Convento. Línea Tocoa-Convento

RELÉ	CT	MARCA	MODELO	TAP	DIAL
67N	1200/5	GENERAL ELECTRIC	RDG3D	2.50	6.00

Una vez comparadas las gráficas de actuación asociadas al D60 con la curva característica empleada en la actual protección, se obtuvo que la curva que más se ajusta a la característica actual, corresponde a la curva Inversa referente al Estándar IEEE C37.112-1996 para un Dial de 5,5. La curva seleccionada se observa en la Gráfica 6 junto con la curva característica empleada actualmente.



Gráfica 6: Curva característica de Tiempo Inverso asociada al Elemento Direccional de Sobre-Corriente de Neutro. Extremo Convento. Línea Tocoa-Convento

La definición de las curvas asociadas a los otros extremos de las líneas en estudio se observa en el [ANEXO 20]

4.5.2. Direccional de Sobre-Corriente de Neutro (ANSI 67N)

El elemento direccional de sobre-corriente de neutro será ajustado con un valor de arranque igual al establecido en el equipo que cumple actualmente la función. Dicho valor corresponde al 30% del desbalance permitido, a su capacidad de ajuste nominal, de la línea a proteger. Los valores de arranque se encuentran especificados en las tablas correspondientes a las características de los relés 67N que se encuentran instalados en cada uno de los extremos.

4.5.3. Diseño del Esquema de Disparo Transferido asociado a la Protección Direccional de Sobrecorriente de Neutro

Como se mencionó anteriormente, el esquema POTT permite integrar la función direccional de sobre-corriente de neutro en conjunto con la segunda zona de la función de distancia. A pesar de esto, se diseñará un esquema de disparo transferido independiente para esta función, ya que se requiere que actúe como protección de respaldo de la protección de distancia. Por lo tanto es necesario que el esquema de disparo transferido asociado al elemento de sobre-corriente posea un tiempo de retardo respecto al esquema POTT, permitiendo su actuación solo en aquellos casos en que la protección de distancia no haya actuado.

Para este objetivo se hará uso de la función FlexLogic disponible en el relé, la cual permite realizar los algoritmos que cumplan con las condiciones deseadas de forma que se logre implementar correctamente la protección. Para el caso del disparo transferido asociado a la unidad direccional de sobre-corriente de neutro se requiere que se cumplan las siguientes condiciones:

Envío del Disparo Transferido

- La falla debe ser registrada por el elemento direccional “NEUTRAL DIR OC1 FWD” correspondiente al indicador de falla a tierra hacia adelante.
- Para activar la salida virtual referente al envío del disparo transferido, se debe corroborar que el canal de comunicación se encuentre disponible y en correcto funcionamiento.

En la Figura 23 se observa el esquema lógico asociado al envío del disparo transferido de la Unidad Direccional de Sobre-Corriente de Neutro.

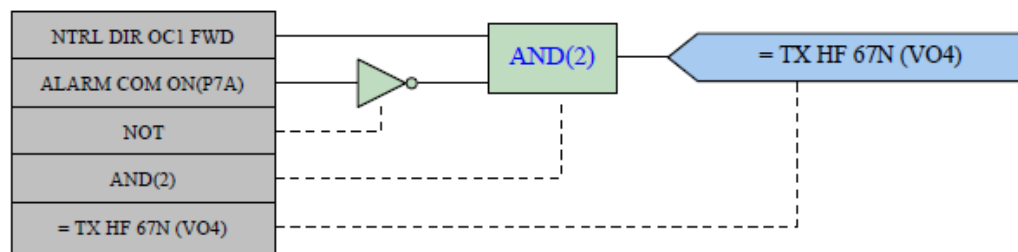


Figura 23: Esquema Lógico asociado al Envío del Disparo Transferido de la Unidad Direccional de Sobre-Corriente de Neutro

Recepción del Disparo Transferido

- Para activar la salida virtual referente a la recepción del disparo transferido, se debe encontrar activada la entrada digital asociada.
- El canal de comunicación debe estar activo y en correcto funcionamiento.

En la Figura 24 se observa el esquema lógico asociado a la recepción del disparo transferido de la Unidad Direccional de Sobre-Corriente de Neutro.

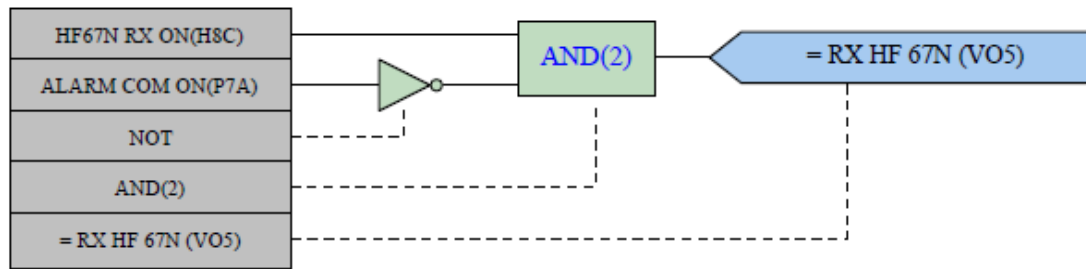


Figura 24: Esquema Lógico asociado a la recepción del Disparo Transferido de la Unidad Direccional de Sobre-Corriente de Neutro

Disparo de la Protección Direccional de Sobre-Corriente de Neutro

- La falla debe ser registrada por el elemento direccional “NEUTRAL DIR OC1 FWD” correspondiente al indicador de falla a tierra hacia adelante.
- La salida virtual asociada a la recepción de disparo transferido se debe encontrar activa.
- Se debe cumplir con el tiempo de retardo establecido para activar la salida virtual asociada al disparo de la unidad de sobre-corriente de neutro.
- Si la segunda condición no se logra cumplir, para generar un disparo es necesario que el elemento direccional registre la falla hacia adelante y además se encuentre activa la señal “NEUTRAL TOC1 OP” correspondiente a la actuación del elemento temporizado de sobrecorriente de neutro. De esta forma se asegura la actuación de la protección a pesar de que ocurran fallas en el canal de comunicación.

En la Figura 25 se observa el esquema lógico asociado a la orden de disparo de la Unidad Direccional de Sobre-Corriente de Neutro.

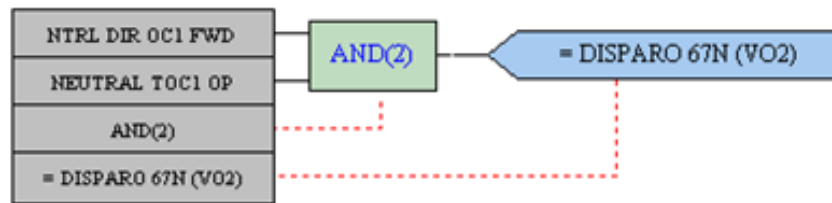


Figura 25: Esquema Lógico asociado a la Orden de Disparo de la Unidad
Direccional de Sobre-Corriente de Neutro

4.6.Modificación de Planos

Inicialmente se realizó una revisión de los planos asociados a las protecciones secundarias que se encuentran actualmente en funcionamiento, ubicando así todos los planos que involucren a dichas protecciones. A partir de esto se solicitaron los planos necesarios tanto para el retiro como para la instalación de las nuevas protecciones, ambas etapas se encuentran descritas a continuación:

4.6.1. Retiro

Los planos a modificar de gabinete se encuentran clasificados en 2 tipos: planos esquemáticos y planos de cableado. En los planos esquemáticos se representan las funciones de los elementos del sistema y su interacción con los otros equipos, permitiendo obtener una visión gráfica de los esquemas de protección asociados a cada línea. Por su parte, los planos de cableado representan las conexiones físicas entre cada elemento del gabinete y su interconexión con los otros gabinetes de la sala de control.

Para la etapa de retiro se modificaron inicialmente los planos esquemáticos, permitiendo así obtener una visión clara de los elementos y conexiones a retirar. Cada elemento a retirar debe ser encerrado en una nube de color rojo marcada con “equis” en todo su contorno, señalando así que se trata de un retiro. Si alguno de los elementos a retirar posee alguna conexión con elementos que se encuentran referidos

a otros planos, éstos deben ser ubicados para realizar el retiro en ellos también de forma que se hagan las modificaciones necesarias a todos los planos involucrados.

Una vez finalizado el retiro en los planos esquemáticos se procede a realizar el retiro en los planos cableado, comenzando por el panel en el que se encuentra la protección actualmente. Cada plano físico describe la distribución real de los elementos que conforman a cada panel, presentando las conexiones entre ellos y las interconexiones con los otros paneles de la sala, a través de las regletas de entrada. Se deben identificar dentro del panel los elementos que fueron señalados en el retiro esquemático, encerrándolos de igual forma dentro de una nube roja con “equis” en su contorno y marcando con “equis” los cables que deben ser desconectados y retirados. Luego de esto se debe identificar cuales entradas ya no serán necesarias para la implementación de la futura protección, marcándolas como retiradas tanto en el plano del panel al que llegan como en el plano al que son referidas. Se debe tener sumo cuidado al realizar el retiro de las interconexiones, haciendo un seguimiento detallado de la señal a desconectar, de forma que se verifique que al retirar dicho cable no se afectará a otros elementos del sistema. En caso de que la señal a desconectar también funcione como entrada para otros paneles, se deben hacer las conexiones necesarias en los planos de instalación, de forma que no se afecten los otros elementos del sistema.

4.3.1.1. Retiro Línea Boyacá-Convento. Extremo Convento

Para comenzar con el retiro se inicia realizando un estudio del plano trifilar asociado a la bahía en donde se encuentran las protecciones y los interruptores asociados a la línea. En el [ANEXO 21] se observa la configuración Interruptor y Medio correspondiente a la línea, en donde se aprecian las conexiones de las protecciones con sus respectivas alimentaciones de tensión y corriente. Siguiendo la filosofía de protección de la EDC se observa que cada protección posee una alimentación independiente. Luego de identificar los relés asociados a la protección

secundaria y a la protección de respaldo, se indica su retiro encerrándolos en una nube roja como se mencionó anteriormente.

Seguidamente se procede a estudiar el plano esquemático asociado a las protecciones a retirar, el cual se observa en el [ANEXO 22]. En este plano se aprecia el esquema funcional de la protección de distancia, protección de respaldo y los relés asociados al Recierre. Todos estos elementos serán retirados y sustituidos por el relé D60, empleando un nuevo esquema funcional de protección, por lo tanto dicho plano desaparecerá y será suplantado por el esquema del nuevo relé. Para esto se deben ubicar todos los planos referidos en dicho esquema, haciendo los retiros pertinentes en cada uno de ellos. Es de fundamental importancia estudiar los esquemas de control asociados a los interruptores, de forma que se desarrolle un nuevo esquema de protección que mejore las condiciones actuales. En el [ANEXO 23] se observa el esquema de control asociado al Interruptor “G”, a partir del cual se identifican las siguientes lógicas:

- Una vez que los relés de distancia han realizado su lógica, envían el disparo al interruptor a través de la bobina “K1”, en este punto se observa una incongruencia con respecto a la filosofía de protección de la EDC, ya que la protección principal también envía disparos a través de la misma bobina.
- La protección Direccional de Sobre-corriente de Neutro envía su señal de disparo a través de la bobina secundaria del interruptor.
- Para que la señal de Recierre sea recibida por el interruptor, se debe cumplir la cadena de condicionales correspondiente, en la cual se verifica que los polos a, b y c de las cuchillas asociadas al Interruptor “G” se encuentren completamente cerradas, además se debe verificar que haya sincronismo entre las tensiones existentes en cada polo del interruptor y que los contactos auxiliares de los relés de reposición manual (86BF) asociados a los interruptores, tanto locales como remotos, se encuentren cerrados garantizando que no haya fallado ninguno de los

interruptores. Una vez cumplidas las condiciones anteriores, la señal de inicio de Recierre es recibida por los relés de Recierre enviando así la orden al interruptor.

- La orden de inicio de Falla Interruptor se genera actualmente por el relé comparador de fases y el equipo de tono asociado a la protección de distancia, el cual al enviar la orden de disparo a los interruptores, envía seguidamente la señal de inicio de Breaker Failure.

Luego de realizar los retiros asociados a los planos esquemáticos se procede a trabajar con los planos de instalación. En los [ANEXOS 24 Y 25] se observan los planos físicos correspondientes a los paneles en los que se encuentran los equipos a retirar. En este caso se realizará un retiro completo de los elementos presentes en los gabinetes, ya que el relé D60 realizará las funciones de distancia, direccional de sobre-corriente de neutro y Recierre, y además será instalado en un gabinete que se encuentra actualmente desocupado. Por lo tanto fue necesario realizar los retiros de las interconexiones con los otros paneles de la sala de control, tomando en cuenta las consideraciones mencionadas anteriormente.

4.6.2. Instalación

Una vez realizados todos los retiros asociados se procede a incorporar en los planos esquemáticos los nuevos equipos de protección, indicando las conexiones asociadas a los nuevos esquemas. Luego se procede a hacer la instalación en los planos físicos, en donde se deben señalar las nuevas conexiones entre los nuevos equipos del panel y su interconexión con los paneles asociados. A continuación se describen las modificaciones asociadas al extremo Convento de la línea Boyacá-Convento.

4.6.2.1. Instalación Línea Boyacá-Convento. Extremo Convento

Luego de establecer las condiciones asociadas al nuevo esquema de protección, se procede a realizar los nuevos planos correspondientes. En el [ANEXO 26] se observa el plano esquemático asociado al relé D60, el cual presenta las siguientes características:

- Entradas provenientes del Equipo de Teleprotección que indican la recepción del disparo transferido y la pérdida del canal de comunicación.
- Entrada proveniente del Comparador de Fases indicando Inicio de Recierre.
- Entradas provenientes de los contactos auxiliares de los interruptores asociados, indicando el status de cada uno.
- Entrada proveniente del transformador de potencial indicando la pérdida de potencial.
- Entrada proveniente del selector manual que indica cual de los interruptores debe ser considerado como “Preferido” a la hora de realizar el Recierre.
- Entrada proveniente del selector manual que indica la condición de “Precesor” o “Seguidor” de los interruptores para realizar el Recierre
- Entrada proveniente del selector manual que indica si la función de Recierre será incluida o excluida en la lógica del relé.
- Salidas que indican la señal de Inicio de Breaker Failure para cada uno de los interruptores.
- Salidas que indican la orden de Recierre a cada uno de los interruptores.
- Salida dirigida al equipo de teleprotección a través de la cual se envía la señal de disparo transferido.

Adicionalmente se realizó el plano esquemático correspondiente al nuevo equipo de Teleprotección, el cual estará instalado en el mismo panel que el relé D60. En el [ANEXO 27] se observa dicho plano, en el cual se aprecian las siguientes características:

- Entrada proveniente del relé D60 a través de la cual se envía la señal de disparo transferido.
- Salida dirigida al relé a través de la cual se envía la señal de disparo transferido.
- Salida dirigida al relé D60 indicando la pérdida del canal de comunicación.
- Salidas dirigidas a los interruptores a través de las cuales se envía la orden de disparo.
- Salidas dirigidas a los interruptores a través de las cuales se envía la señal de Inicio de Breaker Failure.
- Entrada proveniente de los interruptores indicando la actuación de la protección de Falla Interruptor.
- Salidas dirigidas al panel de anunciadores indicando pérdida del canal de comunicación, pérdida de la tensión DC, orden de disparo a los interruptores y recepción de la señal de Falla Interruptor proveniente de los interruptores.

Una vez realizados los nuevos planos esquemáticos, se procedió a incorporar el nuevo esquema de protección a los planos esquemáticos involucrados. Los planos más relevantes corresponden a los esquemas de control asociados a los interruptores. En el [ANEXO 28] se observa el nuevo plano esquemático asociado al interruptor “G” en donde se aprecia la siguiente lógica:

- La orden de disparo proveniente del relé D60 será realizada sobre la bobina secundaria del interruptor, indicando la actuación tanto de la protección de distancia como la protección direccional de sobre-corriente de neutro.
- La orden de disparo proveniente del equipo de Teleprotección, será realizada sobre la bobina principal del interruptor.
- Las ordenes de Inicio de Breaker Failure provenientes de la protección principal, de la protección secundaria y del equipo de teleprotección, serán colocadas en paralelo de forma tal que se ejecute la función para el caso de que alguno de los elementos envíe la señal.

- La orden de recierre será enviada por el relé D60, a partir de lo cual se deben cumplir todos condicionales mencionados anteriormente para que la función sea ejecutada por el interruptor.

A partir del nuevo esquema implementado, se procede a realizar el plano de instalación del panel en el cual se encontrara las nuevas protecciones. En el [ANEXO 29] se observa dicho plano, el cual está constituido por el relé D60 y el Equipo de Teleprotección NSD570, ambos con sus respectivos Test-Block y regletas de interconexión, además cada equipo cuenta con un Breaker de potencial que permite interrumpir la tensión DC al equipo a la hora de realizar pruebas o mantenimiento. Finalmente se observan los selectores manuales asociados a la función de recierre, a partir de los cuales se define si se incluirá o no dicha función y además se proporciona la información de cual interruptor debe ser considerado como precesor y cuál será considerado como preferido a la hora de ejecutar la función.

Los planos a los cuales se hace referencia en este punto, se encuentran anexados en físico, identificados con su respectivo nombre.

4.7. Calibración y Prueba de los Relés D60

Una vez definidos los ajustes y los esquemas de protección a implementar, se procedió a configurar y ajustar los relés Multilin D60, empleando para ello el software “Enervista UR Setup”. La descripción de los parámetros de cada una de las funciones a utilizar se puede observar con detalle en el [ANEXO 30]. Una vez definidas dichas funciones se procedió a realizar la lógica del esquema de protección diseñado, haciendo uso de la función FlexLogic, la cual permite realizar ecuaciones lógicas empleando los operadores virtuales para generar las salidas necesarias. En los Anexos 31, 32, 33 y 34 se observan las hojas de datos correspondientes al ajuste de los relés asociados a cada uno de los extremos de las líneas.

Luego de ajustar el relé, se procede a realizar las pruebas del equipo para verificar el correcto funcionamiento del esquema diseñado. Para esto se simuló fallas empleando un inyector trifásico, modelo F6150, siguiendo el siguiente protocolo de pruebas:

- **Prueba de Impedancia:** Esta prueba tiene como finalidad verificar los límites de actuación de cada una de las zonas ajustadas. Para ello se trazaron líneas de prueba con inicio en el origen del plano RX variando el ángulo de inclinación, de forma que se logre un barrido sobre cada uno de los contornos de las zonas de actuación. A partir de esto se simuló fallas monofásicas y bifásicas ubicadas en los puntos de intersección de las líneas de prueba con los límites de actuación del relé, verificando la operación de cada una de las zonas en los límites correspondientes. Los resultados obtenidos se observan en los ANEXOS 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41 y 42.
- **Prueba de Tiempo:** Para verificar que cada una de las zonas opere en el tiempo establecido en el ajuste, se simuló fallas monofásicas y trifásicas en distintos puntos del plano RX, observando así que la falla sea despejada por la zona correspondiente en el tiempo establecido en el ajuste. El reporte de las pruebas de tiempo se observa en el ANEXOS 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49 y 50.
- **Prueba del Recierre:** Para verificar el correcto funcionamiento de la función de Recierre incluida en el relé Multilin D60, se simuló el funcionamiento de un interruptor empleando un relé biestable cuyas bobinas serán energizadas por la orden de apertura y la orden de Recierre respectivamente. En la Figura 26 se observa esquema de conexiones asociado al relé biestable BJ8, el cual ha sido empleado para simular el funcionamiento de un interruptor.

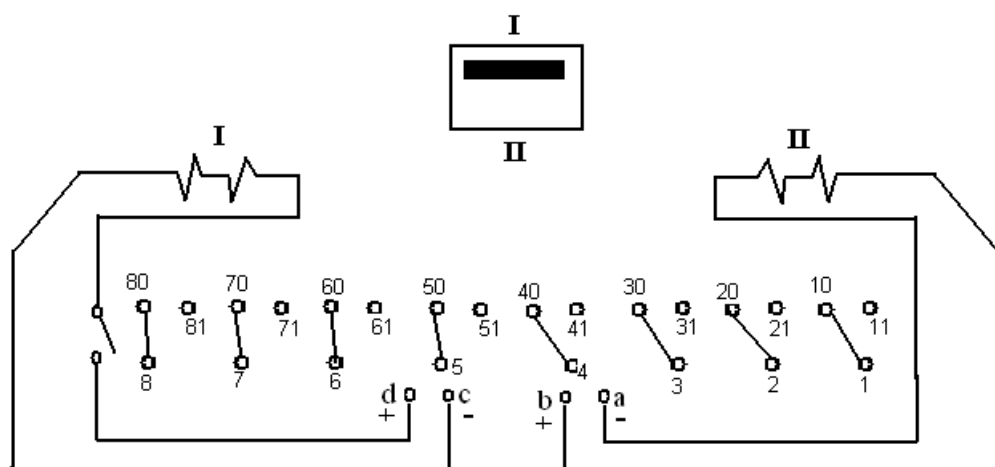


Figura 26: Esquema de Conexiones del Relé Biestable BJ8

Para simular el funcionamiento de un interruptor se conectó la salida asociada al disparo en la bobina II y la salida asociada al Recierre en la bobina I. Se tomaron los contactos 10 y 1 como entrada al relé Multilin D60 representado el estatus del interruptor. De esta forma, cuando se active la orden de disparo se energizará la bobina II colocando al interruptor en la posición II, generando que el contacto 1-10 se abra, lo cual indicará al relé D60 que el interruptor se encuentra abierto. Luego de que se ejecute la lógica asociada a la función de Recierre, se enviará la orden de cierre al interruptor energizando la bobina I a partir de lo cual el contacto 1-10 se cerrará nuevamente, indicándole al relé que el interruptor ha cerrado exitosamente. Para medir el tiempo de Recierre se usó un medidor de tiempo, al cual se le conectó la señal de disparo como inicio del contador, mientras que la señal de orden de Recierre fue colocada en la entrada correspondiente a la parada del contador. De esta manera fue posible verificar que el tiempo de cierre del interruptor corresponda al especificado en los ajustes establecidos.

- Prueba de la Protección Direccional de Neutro: Para verificar la correcta actuación de la función Direccional de Sobre-corriente de Neutro se simulaban fallas ubicadas fuera de las zonas de actuación de la protección de distancia, verificando que la falla sea despejada por la función 67N.

- Prueba del Esquema POTT: Para verificar el correcto funcionamiento del esquema de teleprotección POTT se colocó una tensión DC en la entrada correspondiente a la recepción de la señal permisiva proveniente del equipo de teleprotección. Bajo estas condiciones se simulaban fallas dentro de la segunda zona de actuación observando el tiempo de disparo en cada uno de los casos.

CAPITULO V

5. Análisis de Resultados

A partir de los protocolos de prueba realizados se logró verificar el correcto funcionamiento de los ajustes y esquemas diseñados para las nuevas protecciones. Para el caso de la prueba de impedancia se observó que el relé Multilin D60 cumple con la característica de selectividad exigida por los sistemas de protección, presentando un porcentaje de error de actuación menor al 5% en todos los casos. En cuanto a la prueba de tiempo se logró verificar que la protección presenta una gran precisión en sus tiempos de disparo con respecto a los valores establecidos en los ajustes, generando así despejes exitosos con una alta velocidad de operación.

De igual forma, se logró verificar la correcta actuación del esquema de teleprotección POTT, generando así disparos instantáneos para fallas dentro de la línea que han sido detectadas en la segunda zona de actuación del relé. Con la implementación de este esquema se genera un aumento en los niveles de seguridad de la protección debido a que la señal permisiva será enviada por ambos extremos cuando la falla se encuentre dentro de la línea protegida, sin necesidad de que sea detectada por la primera zona de actuación.

En cuanto a la función direccional de sobre-corriente de neutro se logró verificar su exitosa actuación para fallas que no han sido detectadas por el elemento de distancia, reflejando así la alta confiabilidad de la protección.

Finalmente se logró comprobar que la función de Recierre incluida en el relé Multilin D60 opere correctamente, actuando en los tiempos establecidos en los ajustes.

CONCLUSIONES

En este trabajo se logró realizar la ingeniería de proyecto asociada a la sustitución de las protecciones secundarias de dos líneas de transmisión operadas por la Electricidad de Caracas. Se logró cumplir los objetivos con éxito con excepción de la implementación del proyecto, para lo cual es necesario solicitar al Despacho de Carga las solicitudes de trabajo de las líneas a intervenir. Además es necesario que el proyecto sea revisado y aprobado por la unidad de Protección y Control y Recepción de Subestaciones de la EDC, la cual audita todas las modificaciones que serán realizadas con el proyecto.

Se logró verificar a través de las pruebas realizadas al producto final que la implementación de tecnologías digitales brinda una significativa mejora en los niveles de seguridad, selectividad y confiabilidad de las protecciones, ya que dichos dispositivos poseen una alta velocidad de operación y presentan una disminución en los porcentajes de error de actuación con respecto a los dispositivos electromecánicos. Además, debido a sus reducidas dimensiones, se genera una disminución en los espacios físicos requeridos para la implementación de las protecciones, permitiendo instalar en un mismo panel al dispositivo de protección junto con su respectivo equipo de teleprotección.

Una ventaja significativa asociada a estos dispositivos radica en la posibilidad de integrar en el mismo equipo distintas funciones de protección, además es posible monitorear y supervisar las distintas características del sistema, presentando así un aumento en la flexibilidad de la protección.

RECOMENDACIONES

- Realizar una revisión en los ajustes actuales de las líneas de transmisión, especialmente en el caso de las líneas Tocoa-Boyacá y Convento-Curupao en 230 kV.
- Estudiar y emplear la función “ECHO” disponible en el relé Multilin D60 de forma que se aumente el nivel de confiabilidad del esquema POTT.
- Integrar los equipos instalados en la plataforma de supervisión y adquisición de datos.
- Realizar una revisión de la parametrización de las impedancias de las líneas de transmisión de la red de 230 kV de la EDC.
- Estudiar los transformadores de potencial y corriente asociados a los equipos de protección, de forma que se logre verificar que la impedancia de burden correspondiente a los nuevos dispositivos no afecte el funcionamiento de dichos transformadores.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ABB. *Protection Application Handbook*. BU Transmission System and Substations.
- [2] Rush, P. (2002). *network Protection and Automation Guide*. Francia: AREVA
- [3] J. Lewis Blackburn, T. J. (2006). *Protective Relayin. Principle and Applications*. USA: Taylor & Francis Group, LLC.
- [4] LVC-Consultor. (2005). *Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del Sein*. COES SINAC.
- [5] Committee, I. P. (1997). *Terms Used by Power System Engineers*. USA: Power Engineering Society IEEE.
- [6] Mason, C. R. (2007). *The Art & Science of Protective Relaying*. USA: General Electric.
- [7] International Electrotechnical Commission. (1987). *International Standard IEC 186*. International Electrotechnical Commission.
- [8] American National Standard. (1993). *Standard Requirements for Instrument Trnasformers*. American National Standard.
- [9] Elmore, W. A. (1994). *Protective Relaying Theory and Applications*. New York: ABB Power T&D Company Inc.

- [10] C. Gallegos, J. U. *Análisis de Fenómenos que afectan la Protección de Distancia*. Florida, USA: GERS.
- [11] C.A., E. d. (2006). *Manual del Sistema de Protecciones*. Caracas.
- [12] System, G. E. (2006). *D60 Line Distance Relay. Instructio Manual*. Canada: GE Multilin.
- [13] Group, W. R. (2008). Application guide for echo keying logic on permissive overreaching transfer trip scheme., (p. 10).
- [14] Kersting, W. H. (2002). *Distribution System Modelyng and Analysis*. Washington DC: CRC Press LLC.

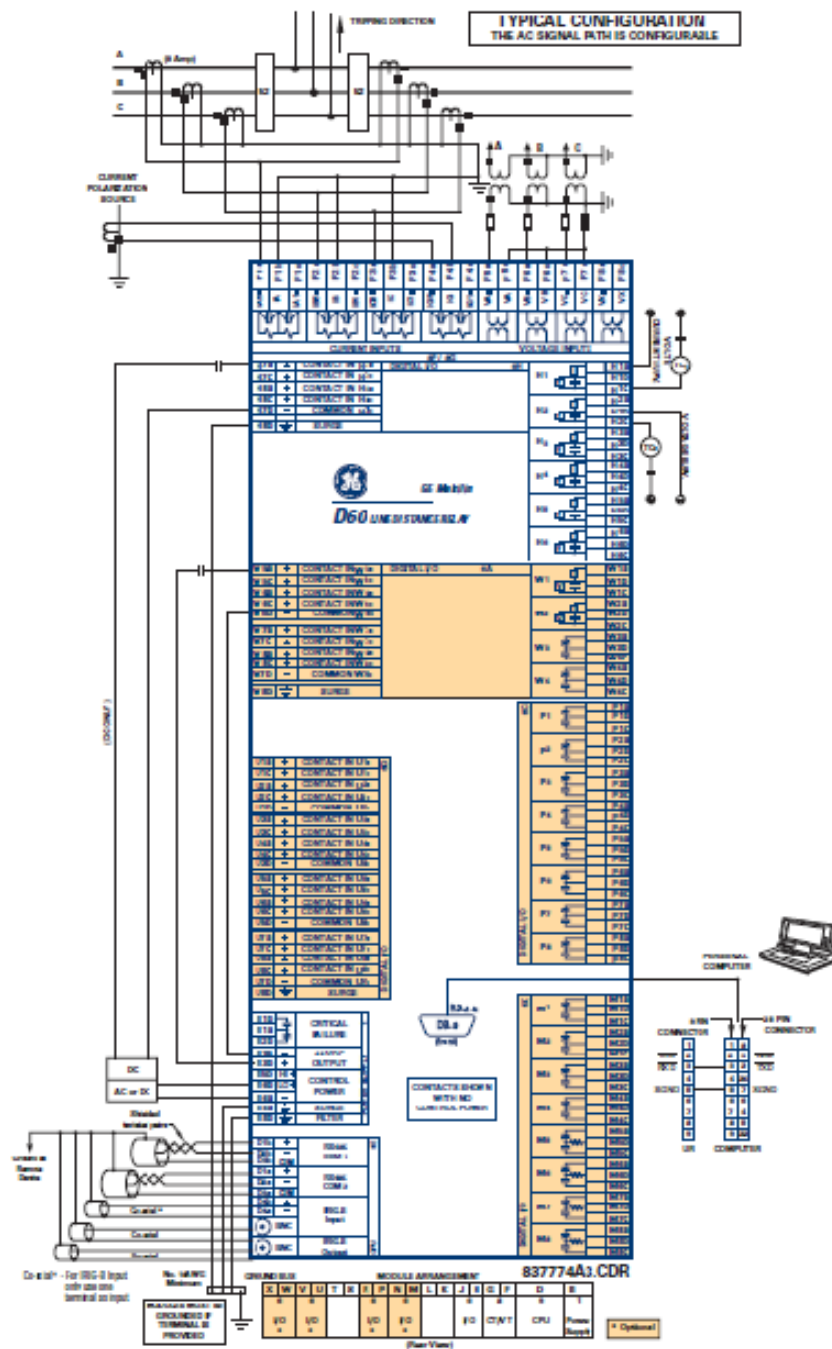
BIBLIOGRAFÍA

- ABB. *Protection Application Handbook*. BU Transmission System and Substations.
- Amantegui, J. *Protección de Líneas Aéreas de Transporte con Tramos de Cables*. España.
- American National Standard. (1993). *Standard Requirements for Instrument Trnasformers*. American National Standard.
- C. Gallegos, J. U. *Análisis de Fenómenos que afectan la Protección de Distancia*. Florida, USA: GERS.
- C.A., E. d. (2006). *Manual del Sistema de Protecciones*. Caracas.
- Central Station Engineers. (1969). *Electtical Transmition and Distribution Reference Book*. Pennsylvannia: Westinghouse Electric Croporation.
- Committee, I. P. (1997). *Terms Used by Power System Engineers*. USA: Power Engineering Society IEEE.
- Elmore, W. A. (1994). *Protective Relaying Theory and Applications*. New York: ABB Power T&D Company Inc.
- GE Power Management. *Distance Relays Fundamentals*. Canada: GE Multilin.
- Group, W. R. (2008). Application guide for echo keying logic on permissive overreaching transfer trip scheme., (p. 10).
- Horowitz, S. H. (2008). *Power System Relaying*. USA: Research Studies Press Limited.
- Interconexión Eléctrica S.A. (2005). *Guis para el buen ajuste y la coordinación de Portecciones del SNT*. España: Ingeniería Especializada S.A.
- International Electrotechnical Commission. (1987). *International Standard IEC 186*. International Electrotechnical Commission.
- J. Lewis Blackburn, T. J. (2006). *Protective Relayin. Principle and Applications*. USA: Taylor & Francis Group, LLC.
- Jhon J. Grainger, W. D. (1996). *Analisis de Sistema de Potencia*. Mexico: Mc Graw Hill.

- John Wiley & Sons Inc. (1985). *Analisis of Distance Protection*. New York: Reserach Studies Press Ltd.
- Kersting, W. H. (2002). *Distribution System Modelyng and Analysis*. Washington DC: CRC Press LLC.
- LVC-Consultor. (2005). *Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del Sein*. COES SINAC.
- Management, G. P. *Relay Selection Guide*. Canada: GE Multilin.
- Management, P. *Relaying Short Lines*. Canada: GE Multilin.
- Mason, C. R. (2007). *The Art & Science of Protective Relaying*. USA: General Electric.
- Power Management. *Distance Relays Application Guide*. Canada: GE Multilin.
- Power System Relaying Comittee. (1999). *IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmissions Lines*. New York: IEEE-SA Standards Board.
- Red, R. E. (1995). *Criterios Generales de Protecciones del Sistema Eléctrico Penínsular Español*. España.
- Ricardo, J. J. (2006). Protección de Líneas de Transmisión. *Seguridad, riesgo, calidad y protecciones eléctricas*, (p. 97). Medellin.
- Rush, P. (2002). *network Protection and Automation Guide*. Francia: AREVA.
- System, G. E. (2006). *D60 Line Distance Relay. Instructio Manual*. Canada: GE Multilin.
- Tleis, N. D. (2008). *Power System Modelling and Fault Analysis*. Burlington: Elsevier Ltd.
- Tleis, N. (2008). *Power System Modelling and Faul Analysis*. USA: Newnes.

[ANEXO 1]

[Diagrama Esquemático Relé D60]



[ANEXO 2]

[Cálculo de los Parámetros de las Líneas]

La impedancia serie de una línea trifásica de transmisión está constituida por la resistencia del conductor y la componente inductiva, la cual es función del campo magnético total generado alrededor del conductor. Para determinar los parámetros de las líneas en estudio, se aplicó la Ecuación de Carson [12].

Inicialmente se partió del hecho de que la suma total de las corrientes que circula por cada uno de los conductores es igual a cero y el flujo total que circula por cada conductor viene dado por la siguiente expresión:

$$\lambda_i = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \left(I_1 \cdot \ln \frac{1}{D_{i1}} + I_2 \cdot \ln \frac{1}{D_{i2}} + \dots + I_i \cdot \ln \frac{1}{GMR_i} + \dots + I_n \cdot \ln \frac{1}{D_{in}} \right) \quad (26)$$

En donde:

D_{in} : Distancia entre el conductor “i” y el conductor “n” en pies.

GMR_i : Radio Medio Geométrico del Conductor “i” en pies.

La inductancia propia y la inductancia mutua del conductor “i” se definen a partir de las siguientes expresiones:

Inductancia Propia:

$$L_{ii} = \frac{\lambda_{ii}}{I_i} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{1}{GMR_i} \quad (27)$$

Inductancia Mutua:

$$L_{in} = \frac{\lambda_{in}}{I_n} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot Ln \frac{1}{D_{in}} \quad (28)$$

Para el caso de líneas que poseen una separación equilátera entre sus conductores y asumiendo que la carga en el sistema es balaceada, se generan las siguientes Ecuaciones asociadas a la impedancia propia y mutua de los conductores:

$$L_i = 2 \cdot 10^{-7} \cdot Ln \frac{D_{eq}}{GMR_i} \quad (29)$$

Donde:

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ca}} \quad (30)$$

$D_{ab} = D_{bc} = D_{ca}$: Distancia entre Fases

La reactancia inductiva será asumida a una frecuencia de 60 Hz, de esta forma la impedancia serie asociada a un conductor queda definida de la siguiente forma:

$$Z_i = r_i + j \cdot 0,12134 \cdot Ln \frac{D_{eq}}{GMR_i} \quad (31)$$

Generalmente los conductores de las líneas no se encuentran espaciados equiláteramente, por lo tanto es necesario identificar los términos de impedancia propia e impedancia mutua de los conductores y tomar en cuenta el camino de retorno a tierra de las corrientes desbalanceadas. Considerando que la frecuencia del sistema es 60 Hz y asumiendo la longitud del conductor igual a una milla, se generan las siguientes ecuaciones:

$$\bar{Z}_{ii} = r_i + j \cdot 0,12134 \cdot Ln \frac{1}{GMR_i} \quad (32)$$

$$\bar{Z}_{ij} = j \cdot 0,12134 \cdot Ln \frac{1}{D_{ij}} \quad (33)$$

En función de esto, Jhon Carson desarrolló en 1926 una serie de ecuaciones para calcular la impedancia propia y mutua para este tipo de líneas, tomando en consideración el camino de retorno de la corriente a través de la tierra. La aproximación de Carson consiste en la representación de una línea de transmisión con los conductores conectados a una fuente en uno de los extremos y a tierra en el otro terminal. La demostración se realizará tomando como ejemplo dos conductores transportadores de corriente tal como se muestra en la Figura 27.

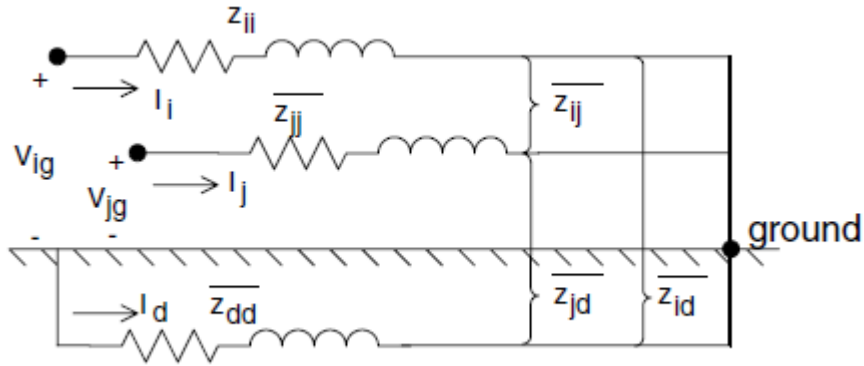


Figura 27: Conductores con camino de retorno

Para representar el camino de retorno a tierra se emplea un conductor ficticio transportador de la corriente I_d . A partir de esto se obtiene que la tensión entre el conductor “i” y tierra, queda definida de la siguiente manera:

$$V_{ig} = Z_{ii} \cdot I_i + Z_{ij} \cdot I_j + Z_{id} \cdot I_d - (Z_{dd} \cdot I_d + Z_{di} \cdot I_i + Z_{dj} \cdot I_j) \quad (34)$$

Aplicando la Ley de Kirchhoff se obtiene que:

$$I_d = -I_i - I_j \quad (35)$$

Sustituyendo la Ecuación (35) en la Ecuación (34) se obtiene lo siguiente:

$$V_{ig} = \hat{Z}_{ii} \cdot I_i + \hat{Z}_{ij} \cdot I_j \quad (36)$$

$$\hat{Z}_{ii} = \bar{Z}_{ii} + \bar{Z}_{dd} - \bar{Z}_{di} - \bar{Z}_{id} \quad (37)$$

$$\hat{Z}_{ij} = \bar{Z}_{ij} + \bar{Z}_{dd} - \bar{Z}_{dj} - \bar{Z}_{id} \quad (38)$$

Los términos que componen a las Ecuaciones (37) y (38) fueron definidos anteriormente en las Ecuaciones (32) y (33). Al realizar las sustituciones y las simplificaciones pertinentes se obtienen las siguientes impedancias primitivas:

Impedancia Propia Primitiva:

$$\hat{Z}_{ii} = r_i + r_d + j \cdot 0,12134 \cdot \left(\ln \frac{1}{GMR_i} + \ln \left(\frac{D_{id} \cdot D_{di}}{GMR_i} \right) \right) \quad (39)$$

Impedancia mutua Primitiva:

$$\hat{Z}_{ii} = r_d + j \cdot 0,12134 \cdot \left(\ln \frac{1}{D_{ij}} + \ln \left(\frac{D_{dj} \cdot D_{id}}{GMR_d} \right) \right) \quad (40)$$

Al obtener dichas ecuaciones surge el inconveniente de que los términos asociados al conductor ficticio “d” son desconocidos. En vista de esto, Jhon Carson diseñó una técnica para determinar la impedancia propia y mutua de un número arbitrario de conductores aéreos. Las consideraciones tomadas fueron las siguientes: la tierra es infinita, uniformemente sólida con una capa superficial uniforme y resistividad constante. Para los cálculos, Carson emplea la imagen de los conductores, que se refiere a que cada conductor ubicado a una distancia dada por encima de la tierra, tiene su imagen a la misma distancia por debajo de la tierra. En la Figura 28 se observa la distribución espacial asociada a dos conductores.

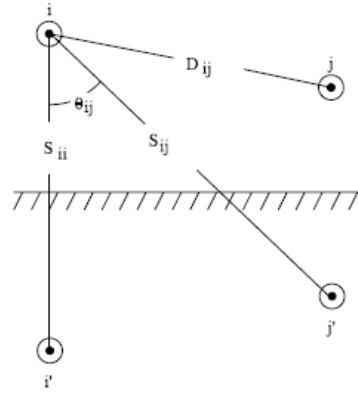


Figura 28: Conductores e Imágenes

A partir de esto se obtienen las siguientes Ecuaciones:

$$Z_{ii} = r_i + 4 \cdot \omega \cdot P_{ii} \cdot G + j \cdot \left(X_i + 2 \cdot \omega \cdot G \cdot \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} + 4 \cdot \omega \cdot Q_{ii} \cdot G \right) [\Omega / \text{milla}] \quad (41)$$

$$Z_{ij} = 4 \cdot \omega \cdot P_{ij} \cdot G + j \cdot \left(2 \cdot \omega \cdot G \cdot \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} + 4 \cdot \omega \cdot Q_{ij} \cdot G \right) [\Omega / \text{milla}] \quad (42)$$

En donde:

Z_{ij} : Impedancia Propia del conductor “i” en Ω/milla .

Z_{ij} : Impedancia Mutua entre los conductores “i” y “j” en Ω/milla .

r_i : Resistencia del Conductor “i” en Ω/milla .

$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$: Frecuencia Angular del Sistema en rad/s.

G : $0,1609344 \cdot 10^{-3} \Omega/\text{milla}$.

RD_i : Radio del Conductor “i” en pies.

S_{ij} : Distancia entre el conductor “i” y la imagen del conductor “j” en pies.

θ_{ij} : Ángulo entre un par de líneas trazadas con origen en el conductor “i” hasta su propia imagen y la otra hasta la imagen del conductor “j”.

D_{ij} : Distancia entre conductores “i” y “j” en pies.

Los términos X_i , P_{ij} , Q_{ij} y k_{ij} están definidos a partir de las siguientes Ecuaciones:

$$X_i = 2 \cdot \omega \cdot G \cdot \ln\left(\frac{RD_i}{GMR_i}\right) [\Omega / \text{milla}] \quad (43)$$

$$P_{ij} = \frac{\pi}{8} - \frac{1}{3 \cdot \sqrt{2}} \cdot k_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij}) + \frac{k_{ij}^2}{16} \cdot \cos(2 \cdot \theta_{ij}) \cdot (0,6728 + \ln \frac{2}{k_{ij}}) \quad (44)$$

$$Q_{ij} = -0,0386 + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{2}{k_{ij}} + \frac{1}{3\sqrt{2}} \cdot k_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij}) \quad (45)$$

$$k_{ij} = 8,565 \cdot 10^{-4} \cdot S_{ij} \cdot \sqrt{\frac{f}{\rho}} \quad (46)$$

En donde:

GMR_i : Radio Medio geométrico del Conductor “i” en pies.

f: Frecuencia del Sistema en Hertz.

ρ : Resistividad de la Tierra en Ω -m.

Para simplificar los cálculos, se realizaron las siguientes aproximaciones:

$$P_{ij} = \frac{\pi}{8} \quad (47)$$

$$Q_{ij} = -0,0386 + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{2}{k_{ij}} \quad (48)$$

$\rho = 100 \Omega$ -m.

Sustituyendo las Ecuaciones (47) y (48) en la aproximación inicial (Ecuaciones (41) y (42) y realizando las reducciones pertinentes se obtienen las siguientes ecuaciones correspondientes al método de Carson modificado:

$$\hat{Z}_{ii} = r_i + 0,09530 + j0,12134 \cdot \left(Ln \frac{1}{GMR_i} + 7,93402 \right) [\Omega / milla] \quad (49)$$

$$\hat{Z}_{ij} = 0,09530 + j0,12134 \cdot \left(Ln \frac{1}{D_{ij}} + 7,93402 \right) [\Omega / milla] \quad (50)$$

Las Ecuaciones (49) y (50) son empleadas para combinar los elementos correspondientes a la matriz primitiva de impedancias, la cual vienen dada a partir de la siguiente expresión:

$$[\hat{Z}_{primitiva}] = \begin{bmatrix} [\hat{Z}_{ij}] & [\hat{Z}_{in}] \\ [\hat{Z}_{nj}] & [\hat{Z}_{nn}] \end{bmatrix} \quad (51)$$

Para el caso de líneas aéreas, la matriz primitiva de impedancias debe ser reducida a una matriz 3x3 de fases, la cual está constituida por el equivalente de las impedancias mutuas y propias del sistema trifásico, tal como se muestra en la siguiente Ecuación:

$$[Z_{abc}] = [Z_{ij}] - [Z_{in}] \cdot [Z_{ij}]^{-1} \cdot [Z_{nj}] \quad (52)$$

En donde:

$$[Z_{ij}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} [\Omega/milla] \quad (53)$$

$$[Z_{in}] = \begin{bmatrix} Z_{an} \\ Z_{bn} \\ Z_{cn} \end{bmatrix} [\Omega/milla] \quad (54)$$

$$[Z_{nj}] = [Z_{na} \quad Z_{nb} \quad Z_{nc}] [\Omega/\text{milla}] \quad (55)$$

Una vez obtenida la matriz de impedancias de fases, se procede a hallar las impedancias de secuencia a partir de la siguiente conversión:

$$[Z_{012}] = [A_s]^{-1} \cdot [Z_{abc}] \cdot [A_s] \quad (56)$$

En donde:

$$[A_s] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1\angle 240^\circ & 1\angle 120^\circ \\ 1 & 1\angle 120^\circ & 1\angle 240^\circ \end{bmatrix} \quad (57)$$

LÍNEA TACOA-CONVENTO

La línea Tocoa-Convento de 230 kV posee una longitud de 31,2 Km con 83 apoyos. El tipo de estructura empleada para esta línea se observa en la Figura 29, a partir de la cual se obtuvieron las distancias entre los conductores necesarias para los cálculos, las cuales se encuentran registradas en la Tabla 12.

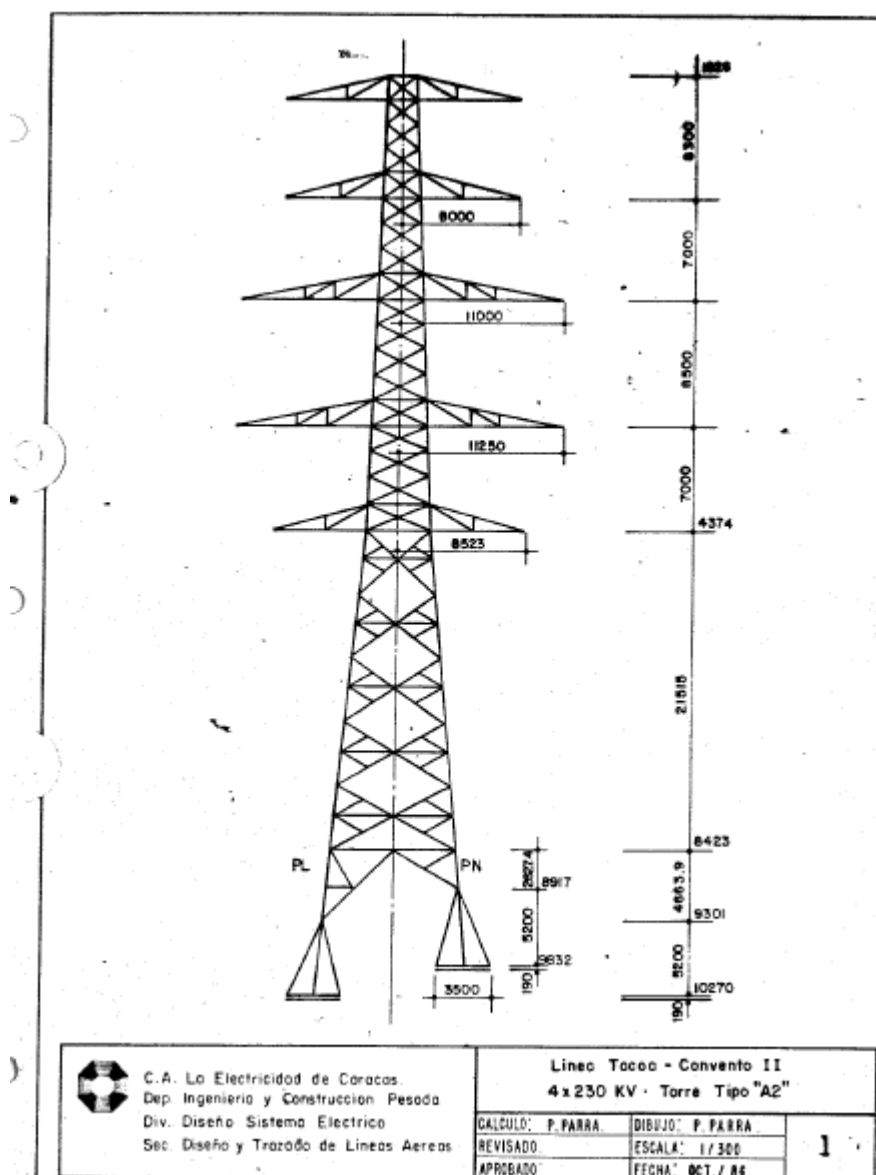


Figura 29: Torre tipo asociada a la Línea Tocoa-Convento

Tabla 12: Distancia entre conductores. Torres asociadas a la línea Tocoa-Convento

	D_{AC}	D_{AB}	D_{BC}	D_{AN1}	D_{BN1}	D_{CN1}	D_{AN2}	D_{BN2}	D_{CN2}	D_{N1N2}
Métros	7,61	7,43	5,5	8,3	15,50	15,59	18,02	20,40	24,39	16
Pies	24,98	24,39	18,04	27,23	50,86	51,15	59,13	66,94	80,03	52,49

La línea Tocoa-Convento se divide en dos tramos los cuales se diferencian por los tipos de conductores empleados tanto para los cables de fases como para los cables de guarda. El tramo 1 posee una longitud de 15 Km, mientras que el tramo 2 mide 16,2 Km, a continuación se describe el cálculo asociado a cada uno de los tramos para la determinación de las impedancias de secuencia:

Tramo 1: (15 Km)

Para los cables de Fases se usan conductores tipo “Cu HH 41” y para el cable de guarda se usa el conductor tipo “Cu 350 MCM”. Las características asociadas a cada uno de los conductores se observan en la Tabla 13.

Tabla 13: Características de los Conductores Línea Tocoa-Convento. Tramo 1

Descripción	# Hilos	Diámetro Hilo (mm)	Diámetro Conductor (mm)	Sección Conductor (mm)	GMR (m)	R @20°C (Ω/Km)
Cu HH 41	-----	-----	41	338	0,0193550	0,06701
Cu 350 MCM	19	3,330	17,5	181,5	0,0065230	0,1039

Los valores registrados en la Tabla 13 fueron sustituidos en las Ecuaciones (48) y (49) junto con las distancias entre los conductores definidas en la Tabla 12, obteniendo así las matrices de impedancias propias y mutuas que se muestran a continuación:

$$[Z_{ij}] = \begin{bmatrix} 0,183975 + j \cdot 1,295286 & 0,09530 + j \cdot 0,575151 & 0,09530 + j \cdot 0,572204 \\ 0,09530 + j \cdot 0,575151 & 0,183975 + j \cdot 1,295286 & 0,09530 + j \cdot 0,611697 \\ 0,09530 + j \cdot 0,572204 & 0,09530 + j \cdot 0,611697 & 0,183975 + j \cdot 1,295286 \end{bmatrix}$$

$$[Z_{in}] = \begin{bmatrix} 0,09530 + j \cdot 0,561765 & 0,09530 + j \cdot 0,467667 \\ 0,09530 + j \cdot 0,489550 & 0,09530 + j \cdot 0,452620 \\ 0,09530 + j \cdot 0,485265 & 0,09530 + j \cdot 0,430948 \end{bmatrix}$$

$$[Z_{nn}] = \begin{bmatrix} 0,262510 + j \cdot 1,429183 & 0,09530 + j \cdot 0,482125 \\ 0,09530 + j \cdot 0,482125 & 0,262510 + j \cdot 1,429183 \end{bmatrix}$$

$$[Z_{nj}] = \begin{bmatrix} 0,09530 + j \cdot 0,561756 & 0,09530 + j \cdot 0,489550 & 0,09530 + j \cdot 0,485265 \\ 0,09530 + j \cdot 0,467667 & 0,09530 + j \cdot 0,452620 & 0,09530 + j \cdot 0,130948 \end{bmatrix}$$

Sustituyendo estos resultados en la Ecuación (55) se obtiene:

$$Z_1^0 = 1,749384 \angle 82,6515^\circ \Omega/\text{milla} \Rightarrow Z^0 = (0,139034 + j \cdot 1,078091) \Omega/\text{Km}$$

$$Z_1^+ = 0,713171 \angle 82,8376^\circ \Omega/\text{milla} \Rightarrow Z^+ = (0,055253 + j \cdot 0,439687) \Omega/\text{Km}$$

Tramo 2: (16,2 Km)

Para los cables de Fases se usan conductores tipo “ACAR 1500 MCM” y para el cable de guarda se usa el conductor tipo “ACSR 176,9 MCM”. Las características asociadas a cada uno de los conductores se observan en la Tabla 14.

Tabla 14: Características de los Conductores Línea Tacoa-Convento. Tramo 2

Descripción	# Hilos	Diámetro Hilo (mm)	Diámetro Conductor (mm)	Sección Conductor (mm)	GMR (m)	R @20°C (Ω/Km)
ACAR 1500 MCM	54/7	3,98	35,84	1009	0,013860	0,04411
ACSR 176,9 MCM	12/7	3,06	15,42	89,60	0,006	0,3231

Los valores registrados en la Tabla 14 fueron sustituidos en las Ecuaciones (48) y (49) junto con las distancias entre los conductores definidas en la Tabla 12, obteniendo así las matrices de impedancias propias y mutuas que se muestran a continuación:

$$[Z_{ij}] = \begin{bmatrix} 0,166288 + j \cdot 1,481897 & 0,09530 + j \cdot 0,575151 & 0,09530 + j \cdot 0,572204 \\ 0,09530 + j \cdot 0,575151 & 0,166288 + j \cdot 1,481897 & 0,09530 + j \cdot 0,611697 \\ 0,09530 + j \cdot 0,572204 & 0,09530 + j \cdot 0,611697 & 0,166288 + j \cdot 1,481897 \end{bmatrix}$$

$$[Z_{in}] = \begin{bmatrix} 0,09530 + j \cdot 0,561765 & 0,09530 + j \cdot 0,467667 \\ 0,09530 + j \cdot 0,489550 & 0,09530 + j \cdot 0,452620 \\ 0,09530 + j \cdot 0,485265 & 0,09530 + j \cdot 0,430948 \end{bmatrix}$$

$$[Z_{nm}] = \begin{bmatrix} 0,615278 + j \cdot 1,439326 & 0,09530 + j \cdot 0,482125 \\ 0,09530 + j \cdot 0,482125 & 0,615278 + j \cdot 1,439326 \end{bmatrix}$$

$$[Z_{nj}] = \begin{bmatrix} 0,09530 + j \cdot 0,561756 & 0,09530 + j \cdot 0,489550 & 0,09530 + j \cdot 0,485265 \\ 0,09530 + j \cdot 0,467667 & 0,09530 + j \cdot 0,452620 & 0,09530 + j \cdot 0,130948 \end{bmatrix}$$

Sustituyendo estos resultados en la Ecuación (55) se obtienen las siguientes impedancias de secuencia:

$$Z_2^0 = 1,973789 \angle 80,2724^\circ \Omega/\text{milla} \Rightarrow Z^0 = (0,207228 + j \cdot 1,208825) \Omega/\text{Km}$$

$$Z_2^+ = 0,897246 \angle 85,4309^\circ \Omega/\text{milla} \Rightarrow Z^+ = (0,044413 + j \cdot 0,555752) \Omega/\text{Km}$$

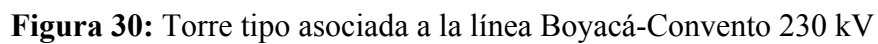
Para obtener las impedancias de secuencia totales de la línea, se suman las impedancias obtenidas para cada tramo, multiplicadas por su longitud correspondiente, tal como se muestra a continuación:

$$Z_T^0 = Z_1^0 \cdot 15\text{Km} + Z_2^0 \cdot 16,2\text{Km} = (5,442604 + j \cdot 35,754330) \Omega$$

$$Z_T^+ = Z_1^+ \cdot 15\text{Km} + Z_2^+ \cdot 16,2\text{Km} = (1,548275 + j \cdot 15,598487) \Omega$$

LÍNEA BOYACÁ-CONVENTO

La línea Boyacá-Convento de 230 kV posee una longitud de 10,4 Km con 35 apoyos. El tipo de estructura empleada para esta línea se observa en la Figura 30, a partir de la cual se obtuvieron las distancias entre los conductores necesarias para los cálculos, las cuales se encuentran registradas en la.



	D_{AC}	D_{AB}	D_{BC}	D_{AN1}	D_{BN1}	D_{CN1}	D_{AN2}	D_{BN2}	D_{CN2}	D_{N1N2}
Métros	16	8	8	7,63	7,63	13,65	13,65	7,63	7,63	8
Pies	53,33	26,67	26,67	25,44	25,44	45,49	45,49	25,44	25,44	26,67

Para los cables de Fases se usan conductores tipo “Cu HH 41” y para el cable de guarda se usa el conductor tipo “3/8 CPW 4%”. Las características asociadas a cada uno de los conductores se observan en la Tabla 13.

Tabla 16: Características de los Conductores. Línea Boyacá-Convento

Descripción	# Hilos	Diámetro Hilo (mm)	Diámetro Conductor (mm)	Sección Conductor (mm)	GMR (m)	R @20°C (Ω/Km)
Cu HH 41	-----	-----	41	338	0,0193550	0,06701
3/8 Cpw 4%	7	3,26	9,78	58,56	0,0015	1,24400

Los valores registrados en la Tabla 16 fueron sustituidos en las Ecuaciones (48) y (49) junto con las distancias entre los conductores definidas en la Tabla 15, obteniendo así las matrices de impedancias propias y mutuas que se muestran a continuación:

$$[Z_{ij}] = \begin{bmatrix} 0,183975 + j \cdot 1,295286 & 0,09530 + j \cdot 0,564304 & 0,09530 + j \cdot 0,480198 \\ 0,09530 + j \cdot 0,564304 & 0,183975 + j \cdot 1,295286 & 0,09530 + j \cdot 0,564304 \\ 0,09530 + j \cdot 0,480198 & 0,09530 + j \cdot 0,564304 & 0,183975 + j \cdot 1,295286 \end{bmatrix}$$

$$[Z_{in}] = \begin{bmatrix} 0,09530 + j \cdot 0,570016 & 0,09530 + j \cdot 0,499496 \\ 0,09530 + j \cdot 0,570016 & 0,09530 + j \cdot 0,570016 \\ 0,09530 + j \cdot 0,499496 & 0,09530 + j \cdot 0,570016 \end{bmatrix}$$

$$[Z_{nm}] = \begin{bmatrix} 2,097309 + j \cdot 1,605612 & 2,097309 + j \cdot 0,564304 \\ 2,097309 + j \cdot 0,564304 & 2,097309 + j \cdot 1,605612 \end{bmatrix}$$

$$[Z_{nj}] = \begin{bmatrix} 0,09530 + j \cdot 0,570016 & 0,09530 + j \cdot 0,570016 & 0,09530 + j \cdot 0,499496 \\ 0,09530 + j \cdot 0,499496 & 0,09530 + j \cdot 0,570016 & 0,09530 + j \cdot 0,570016 \end{bmatrix}$$

Sustituyendo estos resultados en la Ecuación (55) se obtienen las siguientes impedancias de secuencia:

$$Z^0 = 1,933938 \angle 70,9121^\circ \Omega/\text{milla} \Rightarrow Z^0 = (0,392361 + j \cdot 1,135630) \Omega/\text{Km}$$

$$Z^+ = 0,763623 \angle 83,2436^\circ \Omega/\text{milla} \Rightarrow Z^+ = (0,058235 + j \cdot 0,471199) \Omega/\text{Km}$$

[ANEXO 3]

[Simulaciones asociadas al cálculo del Ajuste de Zona 2 Considerando el Efecto
Infeed. Línea Tacao-Convento. Extremo Convento]

Máxima Generación

- Falla Trifásica a 20,88% de la Línea Tacao-Junquito 230 kV

	S _k "	I _{shc} "	i _p	I _b	S _b	I _k	I _{th}
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
TACOA-JUNQUITO 230 k	10951.29	27.49	-86.15	70.85	26.45	10537.84	27.33 28.07
between:							
TACOA 23/Barras 2 230.00 24.16 -2.46							
TACOA-JUNQUITO 230 kV JUNQUITO 2	7578.14	19.02	-86.57				
TRF JJSB 9 TAC 9	1657.54	4.16	92.40				
TRF JJSB #5 TAC 5	273.06	0.69	92.02				
TRF JJSB #6 TAC 6	273.06	0.69	92.02				
TACOA-BOYACÁ #1 230 k BOYACÁ 230	455.53	1.14	98.80				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k BOYACÁ 230	455.53	1.14	98.80				
TACOA-CONVENTO 230 kV CONVENTO 2	574.83	1.44	95.84				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	202.63	0.51	92.32				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	202.63	0.51	92.32				
TRF JJSB 7 TAC 7	1657.54	4.16	92.40				
TRF JJSB 8 TAC 8	1657.54	4.16	92.40				
TRF. TACOA-MAGALLANES TRF TACOA TERCARIO	173.81	0.44	93.96				
and:							
JUNQUITO/Barras 2 230.00 40.76 -1.10							
TACOA-JUNQUITO 230 kV TACOA 230	3373.81	8.47	-85.21				
TRF. JUNQUITO #3 JUNQUITO 6 TERCARIO	112.51	0.28	94.98				
TRF. JUNQUITO #2 JUNQUITO 6 TERCARIO	116.34	0.29	94.98				
OM2-JUNQUITO #2 230 k OM2 230 kV	813.22	2.04	94.62				
OM2-JUNQUITO #1 230 k OM2 230 kV	813.22	2.04	94.62				
JUNQUITO-PAPELÓN #1 2 PAPELÓN 23	1396.70	3.51	94.94				
TRF. JUNQUITO #1 JUNQUITO 6 TERCARIO	121.85	0.31	94.98				

- Falla Trifásica a 14,89% Línea Tacoa-Boyacá 1 230 kV

				Sk"		Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
				[MVA]		[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:											
	TACOA-BOYACÁ #2 230			10058.21		25.25	-85.32	63.85	24.34	9697.67	25.11 25.69
between:											
	TACOA 23/Barras 2	230.00	28.20	-5.33							
	TACOA-JUNQUITO 230 kV	JUNQUITO 2			2319.83	5.82	96.16				
	TRF JJSB 9	TAC 9			1604.26	4.03	93.18				
	TRF JJSB #5	TAC 5			264.29	0.66	92.80				
	TRF JJSB #6	TAC 6			264.29	0.66	92.80				
	TACOA-BOYACÁ #1 230 k	BOYACÁ 230			56.39	0.14	-119.88				
	TACOA-BOYACÁ #2 230 k	BOYACÁ 230			8607.04	21.61	-85.53				
	TACOA-CONVENTO 230 kV	CONVENTO 2			400.63	1.01	98.80				
	TRF. TACOA-ARRECIFE #	ARRECIFE 6	TERCIARIO		206.20	0.52	93.41				
	TRF. TACOA-ARRECIFE #	ARRECIFE 6	TERCIARIO		206.20	0.52	93.41				
	TRF JJSB 7	TAC 7			1604.26	4.03	93.18				
	TRF JJSB 8	TAC 8			1604.26	4.03	93.18				
	TRF. TACOA-MAGALLANES	TRF TACOA	TERCIARIO		183.04	0.46	94.70				
and:											
	BOYACÁ 2/Barras 2	230.00	27.19	-3.85							
	TACOA-BOYACÁ #1 230 k	TACOA 230			56.39	0.14	60.12				
	TACOA-BOYACÁ #2 230 k	TACOA 230			1451.58	3.64	-84.06				
	BOYACÁ-CONVENTO 230 k	CONVENTO 2			1177.31	2.96	97.14				
	TRF. BOYACA #1	BOYACA 69	TERCIARIO		114.48	0.29	98.08				
	TRF. BOYACA #2	BOYACA 69	TERCIARIO		114.48	0.29	98.08				

- Falla Trifásica a 13,92% Línea Tacoa-Boyacá 2 230 kV

					Sk"		Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
					[MVA]		[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:												
	TACOA-BOYACÁ #1 230				10164.92		25.52	-85.38	64.61	24.57	9787.09	25.37 25.96
between:												
	TACOA 23/Barras 2	230.00	26.84	-5.39								
	TACOA-JUNQUITO 230 kV	JUNQUITO 2			2349.44	5.90	96.09					
	TRF JJSB 9	TAC 9			1622.72	4.07	93.12					
	TRF JJSB #5	TAC 5			267.33	0.67	92.74					
	TRF JJSB #6	TAC 6			267.33	0.67	92.74					
	TACOA-BOYACÁ #1 230 k	BOYACÁ 230			8761.60	21.99	-85.59					
	TACOA-BOYACÁ #2 230 k	BOYACÁ 230			34.87	0.09	-156.00					
	TACOA-CONVENTO 230 kV	CONVENTO 2			419.09	1.05	98.52					
	TRF. TACOA-ARRECIFE #	ARRECIFE 6	TERCIARIO		209.58	0.53	93.35					
	TRF. TACOA-ARRECIFE #	ARRECIFE 6	TERCIARIO		209.58	0.53	93.35					
	TRF JJSB 7	TAC 7			1622.72	4.07	93.12					
	TRF JJSB 8	TAC 8			1622.72	4.07	93.12					
	TRF. TACOA-MAGALLANES	TRF TACOA	TERCIARIO		186.38	0.47	94.59					
and:												
	BOYACÁ 2/Barras 2	230.00	26.59	-3.83								
	TACOA-BOYACÁ #1 230 k	TACOA 230			1403.77	3.52	-84.04					
	TACOA-BOYACÁ #2 230 k	TACOA 230			34.87	0.09	24.00					
	BOYACÁ-CONVENTO 230 k	CONVENTO 2			1166.32	2.93	97.17					
	TRF. BOYACA #1	BOYACA 69	TERCIARIO		113.54	0.29	98.15					
	TRF. BOYACA #2	BOYACA 69	TERCIARIO		113.54	0.29	98.15					

Mínima Generación

- Falla Trifásica a 20,88% de la Línea Tocoa-Junquito 230 kV

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
TACOA-JUNQUITO 230 k	9247.26	23.21	-85.85	59.49	22.39	8917.80	23.04
between:							
TACOA 23/Barras 2 230.00 18.95 -2.10							
TACOA-JUNQUITO 230 kV JUNQUITO 2	5945.05	14.92	-86.21				
TRF JJSE #5 TAC 5	284.70	0.71	91.84				
TRF JJSE #6 TAC 6	284.70	0.71	91.84				
TACOA-BOYACÁ #1 230 k BOYACÁ 230	459.18	1.15	98.66				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k BOYACÁ 230	459.18	1.15	98.66				
TACOA-CONVENTO 230 kV CONVENTO 2	587.14	1.47	95.66				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	137.28	0.34	96.52				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	137.28	0.34	96.52				
TRF JJSE 7 TAC 7	1728.15	4.34	92.22				
TRF JJSE 8 TAC 8	1728.15	4.34	92.22				
TRF. TACOA-MAGALLANES TRF TACOA TERCARIO	144.89	0.36	95.26				
and:							
JUNQUITO/Barras 2 230.00 39.90 -1.11							
TACOA-JUNQUITO 230 kV TACOA 230	3302.53	8.29	-85.21				
TRF. JUNQUITO #3 JUNQUITO 6 TERCARIO	88.45	0.22	95.26				
TRF. JUNQUITO #2 JUNQUITO 6 TERCARIO	91.46	0.23	95.27				
OMZ-JUNQUITO #2 230 k OMZ 230 kV	815.44	2.05	94.60				
OMZ-JUNQUITO #1 230 k OMZ 230 kV	815.44	2.05	94.60				
JUNQUITO-PAPELÓN #1 2 PAPELÓN 23	1395.96	3.50	94.91				
TRF. JUNQUITO #1 JUNQUITO 6 TERCARIO	95.79	0.24	95.27				

- Falla Trifásica a 14,89% Línea Tacao-Boyacá 1 230 kV

	S _k "	I _{shc} "	ip	I _b	S _b	I _k	I _{th}
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[MVA]	[kA]	[kA]
Fault Location:							
TACOA-BOYACÁ #2 230	8467.25	21.25	-85.13	53.59	20.54	8180.84	21.11 21.61
between:							
TACOA 23/Barras 2 230.00 23.51 -5.16							
TACOA-JUNQUITO 230 kV JUNQUITO 2	2396.58	6.02	95.87				
TRF JJSE #5 TAC 5	274.71	0.69	92.52				
TRF JJSE #6 TAC 6	274.71	0.69	92.52				
TACOA-BOYACÁ #1 230 k BOYACÁ 230	42.58	0.11	138.56				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k BOYACÁ 230	7175.75	18.01	-85.37				
TACOA-CONVENTO 230 kV CONVENTO 2	432.99	1.09	97.88				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	141.25	0.35	97.26				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	141.25	0.35	97.26				
TRF JJSE 7 TAC 7	1667.51	4.19	92.90				
TRF JJSE 8 TAC 8	1667.51	4.19	92.90				
TRF. TACOA-MAGALLANES TRF TACOA TERCARIO	152.07	0.38	95.76				
and:							
BOYACÁ 2/Barras 2 230.00 24.20 -3.62							
TACOA-BOYACÁ #1 230 k TACOA 230	42.58	0.11	-41.44				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k TACOA 230	1291.90	3.24	-83.83				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k CONVENTO 2	1130.76	2.84	97.22				
TRF. BOYACA #1 BOYACA 69 TERCARIO	96.47	0.24	98.59				
TRF. BOYACA #2 BOYACA 69 TERCARIO	96.47	0.24	98.59				

- Falla Trifásica a 13,92% Línea Tacao-Boyacá 2 230 kV

	S _k "	I _{shc} "	ip	I _b	S _b	I _k	I _{th}
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[MVA]	[kA]	[kA]
Fault Location:							
TACOA-BOYACÁ #1 230	8541.02	21.44	-85.18	54.11	20.69	8243.76	21.29 21.81
between:							
TACOA 23/Barras 2 230.00 22.34 -5.21							
TACOA-JUNQUITO 230 kV JUNQUITO 2	2421.88	6.08	95.81				
TRF JJSE #5 TAC 5	277.33	0.70	92.47				
TRF JJSE #6 TAC 6	277.33	0.70	92.47				
TACOA-BOYACÁ #1 230 k BOYACÁ 230	7291.30	18.30	-85.42				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k BOYACÁ 230	67.93	0.17	121.17				
TACOA-CONVENTO 230 kV CONVENTO 2	448.85	1.13	97.68				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	143.53	0.36	97.18				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	143.53	0.36	97.18				
TRF JJSE 7 TAC 7	1683.46	4.23	92.85				
TRF JJSE 8 TAC 8	1683.46	4.23	92.85				
TRF. TACOA-MAGALLANES TRF TACOA TERCARIO	154.62	0.39	95.66				
and:							
BOYACÁ 2/Barras 2 230.00 23.68 -3.59							
TACOA-BOYACÁ #1 230 k TACOA 230	1250.15	3.14	-83.80				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k TACOA 230	67.93	0.17	-58.83				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k CONVENTO 2	1121.03	2.81	97.25				
TRF. BOYACA #1 BOYACA 69 TERCARIO	95.53	0.24	98.68				
TRF. BOYACA #2 BOYACA 69 TERCARIO	95.53	0.24	98.68				

[ANEXO 4]

[Simulaciones asociadas al cálculo del Ajuste de Zona 3 Considerando el Efecto
Infeed. Línea Tocoa-Convento. Extremo Convento]

Máxima Generación

- Falla Trifásica a 0,63% de la Línea Junquito-Papelón 230 kV

	S _k "	I _{shc} "	ip	I _b	S _b	I _k	I _{th}
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[MVA]	[kA]	[kA]
Fault Location:							
JUNQUITO-PAPELÓN #1	9830.30	24.68	-85.61	62.82	24.57	9788.30	24.48 25.13
between:							
JUNQUITO/Barras 2 230.00 1.20 -2.62							
TACOA-JUNQUITO 230 kV TACOA 230	4185.39	10.51	94.14				
TRF. JUNQUITO #3 JUNQUITO 6 TERCARIO	310.64	0.78	94.57				
TRF. JUNQUITO #2 JUNQUITO 6 TERCARIO	321.22	0.81	94.57				
OMZ-JUNQUITO #2 230 k OMZ 230 kV	1210.53	3.04	94.40				
OMZ-JUNQUITO #1 230 k OMZ 230 kV	1210.53	3.04	94.40				
JUNQUITO-PAPELÓN #1 2 PAPELÓN 23	7574.72	19.01	-85.72				
TRF. JUNQUITO #1 JUNQUITO 6 TERCARIO	336.43	0.84	94.57				
and:							
PAPELÓN /Barras 2 230.00 56.50 -2.13							
JUNQUITO-PAPELÓN #1 2 JUNQUITO 2	2255.64	5.66	-85.23				
PAPELÓN-PEDRERA #1 23 PEDRERA 23	38.15	0.10	109.14				
PAPELÓN-PEDRERA #2 23 PEDRERA 23	38.15	0.10	109.14				
OMZ-PAPELÓN #1 230 kV Terminal	401.81	1.01	90.27				
OMZ-PAPELÓN #2 230 kV OMZ 230 kV	401.81	1.01	90.27				
TRF. PAPELÓN #1 L1 TERCARIO	219.55	0.55	95.50				
TRF. PAPELÓN #2 R1 TERCARIO	219.55	0.55	95.50				
SANTA TERESA-PAPELÓN Santa Tere	942.30	2.37	97.10				

- Falla Trifásica a 0,36% de la Línea Junquito-OMZ 230 kV

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
OMZ-JUNQUITO #1 230	9793.44	24.58	-85.60	62.58	24.48	9752.86	24.39
between:							
JUNQUITO/Barras 2 230.00 1.63 -2.50							
TACOA-JUNQUITO 230 kV TACOA 230	4174.70	10.48	94.15				
TRF. JUNQUITO #3 JUNQUITO 6 TERCARIO	309.88	0.78	94.57				
TRF. JUNQUITO #2 JUNQUITO 6 TERCARIO	320.43	0.80	94.58				
OMZ-JUNQUITO #2 230 k OMZ 230 kV	1207.33	3.03	94.40				
OMZ-JUNQUITO #1 230 k OMZ 230 kV	8550.86	21.46	-85.60				
JUNQUITO-PAPELÓN #1 2 PAPELÓN 23	2203.01	5.53	94.79				
TRF. JUNQUITO #1 JUNQUITO 6 TERCARIO	335.60	0.84	94.58				
and:							
OMZ 230 /Barras 2 230.00 65.39 -2.49							
OMZ-JUNQUITO #2 230 k JUNQUITO 2	1207.33	3.03	-85.60				
OMZ-JUNQUITO #1 230 k JUNQUITO 2	1242.59	3.12	-85.60				
OMZ-PAPELÓN #1 230 kV Terminal	383.08	0.96	-89.89				
OMZ-PAPELÓN #2 230 kV PAPELÓN 23	383.08	0.96	-89.89				
AT_OMZ765/230_2 O.M.Z. 765 T_OMZ765/2	1580.26	3.97	93.38				
AT_OMZ765/230_1 O.M.Z. 765 T_OMZ765/2	1634.18	4.10	93.38				

Mínima Generación

- Falla Trifásica a 0,63% de la Línea Junquito-Papelón 230 kV

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
JUNQUITO-PAPELÓN #1	8961.86	22.50	-85.59	57.29	22.31	8888.83	22.30
between:							
JUNQUITO/Barras 2 230.00 1.07 -2.55							
TACOA-JUNQUITO 230 kV TACOA 230	3503.87	8.80	94.30				
TRF. JUNQUITO #3 JUNQUITO 6 TERCARIO	278.94	0.70	94.65				
TRF. JUNQUITO #2 JUNQUITO 6 TERCARIO	288.44	0.72	94.66				
OMZ-JUNQUITO #2 230 k OMZ 230 kV	1195.04	3.00	94.31				
OMZ-JUNQUITO #1 230 k OMZ 230 kV	1195.04	3.00	94.31				
JUNQUITO-PAPELÓN #1 2 PAPELÓN 23	6763.40	16.98	-85.65				
TRF. JUNQUITO #1 JUNQUITO 6 TERCARIO	302.09	0.76	94.66				
and:							
PAPELÓN /Barras 2 230.00 55.07 -2.29							
JUNQUITO-PAPELÓN #1 2 JUNQUITO 2	2198.48	5.52	-85.40				
PAPELÓN-PEDRERA #1 23 PEDRERA 23	0.00	0.00	0.00				
PAPELÓN-PEDRERA #2 23 PEDRERA 23	0.00	0.00	0.00				
OMZ-PAPELÓN #1 230 kV Terminal	424.15	1.06	90.84				
OMZ-PAPELÓN #2 230 kV OMZ 230 kV	424.15	1.06	90.84				
TRF. PAPELÓN #1 L1 TERCARIO	221.08	0.55	95.95				
TRF. PAPELÓN #2 R1 TERCARIO	221.08	0.55	95.95				
SANTA TERESA-PAPELÓN Santa Tere	911.09	2.29	97.44				

- Falla Trifásica a 0,36% de la Línea Junquito-OMZ 230 kV

	S _k "	I _{shc} "	ip	I _b	S _b	I _k	I _{th}
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
OMZ-JUNQUITO #1 230	8930.59	22.42	-85.58	57.08	22.24	8858.89	22.22
between:							
JUNQUITO/Barras 2 230.00 1.47 -2.46							
TACOA-JUNQUITO 230 kV TACOA 230	3495.84	8.78	94.30				
TRF. JUNQUITO #3 JUNQUITO 6 TERCARIO	278.31	0.70	94.66				
TRF. JUNQUITO #2 JUNQUITO 6 TERCARIO	287.79	0.72	94.66				
OMZ-JUNQUITO #2 230 k OMZ 230 kV	1192.17	2.99	94.31				
OMZ-JUNQUITO #1 230 k OMZ 230 kV	7706.27	19.34	-85.57				
JUNQUITO-PAPELÓN #1 2 PAPELÓN 23	2150.78	5.40	94.62				
TRF. JUNQUITO #1 JUNQUITO 6 TERCARIO	301.41	0.76	94.66				
and:							
OMZ 230 /Barras 2 230.00 64.43 -2.58							
OMZ-JUNQUITO #2 230 k JUNQUITO 2	1192.17	2.99	-85.69				
OMZ-JUNQUITO #1 230 k JUNQUITO 2	1224.32	3.07	-85.69				
OMZ-PAPELÓN #1 230 kV Terminal	406.87	1.02	-89.28				
OMZ-PAPELÓN #2 230 kV PAPELÓN 23	406.87	1.02	-89.28				
AT OMZ765/230_2 O.M.Z. 765 T_OMZ765/2	1587.43	3.98	93.41				
AT_OMZ765/230_1 O.M.Z. 765 T_OMZ765/2	1641.60	4.12	93.41				

[ANEXO 5]

[Ajuste Reactivo. Línea Boyacá-Convento. Extremo Convento]

Datos de la Línea

- Tensión: 230 kV
- Longitud: 10,4 Km
- Número de Apoyos: 35
- Capacidad Normal: 422,3 MVA
- Capacidad de Emergencia: 489,6 MVA
- Corriente Normal: 1,06 kA
- Corriente de Emergencia: 1,23 kA
- Impedancia de Secuencia Positiva: $(0,058235 + j \cdot 0,471199) \Omega/\text{Km}$
- Impedancia de Secuencia Cero: $(0,392361 + j \cdot 1,135630) \Omega/\text{Km}$

Los valores de impedancia de secuencia cero y secuencia positiva fueron calculados manualmente, esto con el fin de generar ajustes más precisos y acordes con las características de las líneas en estudio. Los cálculos correspondientes se muestran en el [ANEXO 2].

En la Figura 31 se observa la línea en estudio junto con sus respectivas líneas adyacentes vistas desde el extremo remoto.

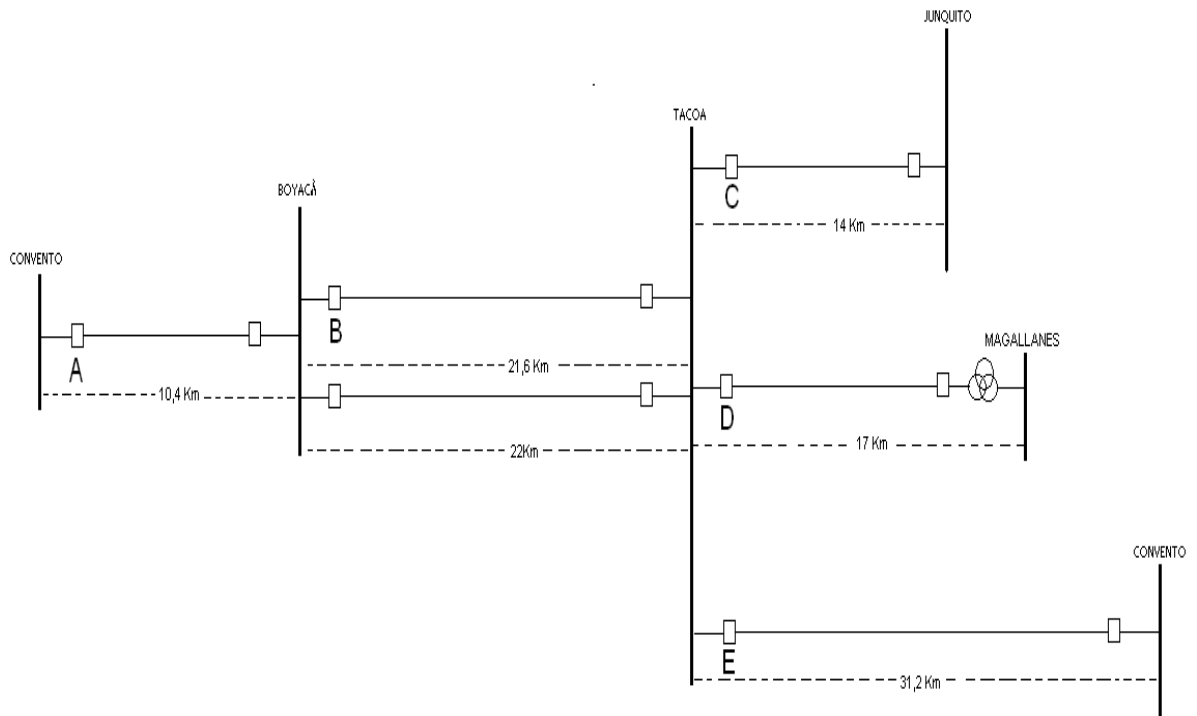


Figura 31: Línea Boyacá-Convento y adyacentes, vista desde el extremo Convento

Datos de los Transformadores de Medición

Transformador de Corriente: C.T.: 1200/5

Transformador de Potencial: P.T.: $\frac{230000}{\sqrt{3}} / \frac{115}{\sqrt{3}}$

A partir de la Ecuación (14) se obtiene la siguiente base de impedancia asociada a la referencia del relé:

$$U_Z = 8,3333 \, \Omega$$

Los valores secundarios de los parámetros de la línea vienen dados a partir de la Ecuación (15), obteniendo así los siguientes resultados:

$$Z^0 = (0,4897 + j \cdot 1,4173) \Omega\text{-sec}$$

$$Z^+ = (0,0727 + j \cdot 0,5881) \Omega\text{-sec}$$

Datos de las Líneas Adyacentes

Tabla 17: Datos de las Líneas Adyacentes a S/E Boyacá

LÍNEA	L (Km)	P.T.	C.T.	$U_Z (\Omega)$	$Z^+ (\Omega\text{-prim})$	$Z^+ (\Omega\text{-sec})$
Tacoa-Boyacá 1	21,6	230000/117	1200/7	8,33	$1,4645 + j \cdot 8,4832$	$0,1757 + j \cdot 1,0179$
Tacoa-Boyacá 2	22	230000/118	1200/8	8,33	$1,1902 + j \cdot 9,0728$	$0,1428 + j \cdot 1,0887$

Ajuste Extremo Convento

Zona 1

Empleando el ajuste típico definido en la Ecuación (7) se obtiene el siguiente alcance reactivo:

$$X_1 = 0,8 \cdot (0,5881 \Omega\text{-sec})$$

$$X_1 = 0,4705 \Omega\text{-sec}$$

$$\text{Retardo: } 0,0000 \text{ s}$$

Zona 2

Ajuste Típico

A partir de la Ecuación (8), se obtiene el siguiente alcance reactivo:

$$X_2 = 1,2 \cdot (0,5881 \Omega\text{-sec})$$

$$X_2 = 0,7057 \Omega\text{-sec}$$

Con el alcance obtenido se logra cubrir solo un 11% de la Línea adyacente más corta, siendo este porcentaje menor al margen de seguridad que se debe mantener para asegurar la selectividad de la protección. Generalmente se busca cubrir al menos un 20% de las líneas adyacentes pero en este caso al emplear el ajuste típico no se logra esta cobertura ya que la línea principal posee una longitud mucho menor que las líneas adyacentes. Por lo tanto este ajuste será descartado.

Caso 1: Sin considerar el efecto Infeed

Para este caso la línea adyacente que presenta menor impedancia aparente corresponde a la línea Tocoa-Boyacá 1, por lo cual se requiere el valor de su ajuste asociado a la zona 1 de actuación.

- Ajuste Actual Zona 1. Línea Tocoa-Boyacá 1

$$\begin{aligned} X_1 &= 1,0909 \, \Omega\text{-sec} & \cos\theta &= 0,13 & \rightarrow & \theta &= 82,53^\circ \\ R_1 &= 1,0909/\tan(82,53^\circ) & \rightarrow & R_1 &= 0,1430 \, \Omega\text{-sec} \\ Z_1 &= (0,1430 + j \cdot 1,0909) \, \Omega\text{-sec} = (1,1002 \angle 82,53^\circ) \, \Omega\text{-sec} \end{aligned}$$

Al hacer el cociente del ajuste reactivo de la Zona 1 entre la reactancia total de la línea se obtiene una relación de 1,0717; lo cual sugiere que la zona 1 tiene su ajuste al 107,17 % de la reactancia total de la línea. Este ajuste supera el margen de seguridad que se debe mantener para asegurar la selectividad de la protección. En vista de esto se sugiere una revisión de los ajustes referentes a esta línea, ya que es posible que la protección actúe erróneamente.

Los cálculos que involucren el alcance de la Zona 1, serán realizados tanto con el ajuste actual como con el ajuste sugerido, el cual corresponde al 80% de la reactancia total de la línea.

- Ajuste Sugerido Zona 1. Línea Tocoa-Boyacá 1

$$X_1 = 0,8 \cdot (1,0179 \, \Omega\text{-sec})$$

$$X_1=0,8143 \Omega\text{-sec}$$

A partir de los valores definidos, empleando la Ecuación (9) se obtienen los siguientes alcances asociados al ajuste de la segunda zona de actuación:

- a) Considerando el Ajuste Actual asociado a la Zona 1 de la Línea Tocoa-Boyacá 1

$$X_2=0,8 \cdot (0,5881+1,0909) \Omega\text{-sec}$$

$$X_2=1,3432 \Omega\text{-sec}$$

- b) Considerando el Ajuste sugerido a la asociado a Zona 1 de la Línea Tocoa-Boyacá 1

$$X_2=0,8 \cdot (0,5881+0,8294) \Omega\text{-sec}$$

$$X_2=1,1340 \Omega\text{-sec}$$

Caso 2: Considerando el efecto Infeed con Máxima Generación

Se simularon fallas trifásicas en los puntos señalados en la Figura 32, correspondientes al ajuste obtenido en el caso 1, tanto para el ajuste actual como para el ajuste sugerido de la Zona 1 de la Línea Tocoa-Boyacá 1 de 230 kV. Para cada falla se observó la influencia del efecto Infeed, obteniendo a partir de la Ecuación (7) el valor del factor K cuando el sistema se encuentra con máxima generación.

Una vez obtenido el valor del factor K, se aplicó la Ecuación (10), obteniendo así el ajuste correspondiente a la Zona 2 para cada simulación.

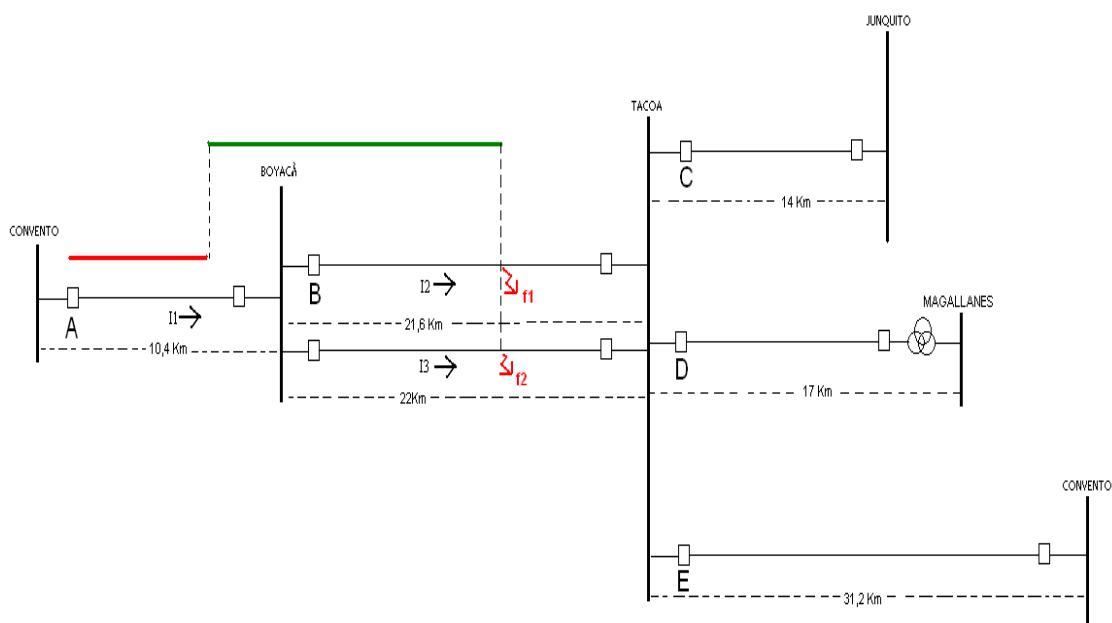


Figura 32: Ubicación de fallas para las simulaciones correspondientes al ajuste de la Zona2

a) Considerando el Ajuste Actual asociado a la Zona 1 de la Línea Tocoa-Boyacá 1

Tabla 18: Ajuste Zona 2. Considerando el efecto Infeed Máxima Generación.
Considerando el Ajuste Actual asociado a la Zona 1 de la Línea Tocoa-Boyacá 1

Ubicación de la Falla	I1 (kA)	I2 (kA)	K	X2 (Ω-sec)
72,84% Tocoa-Boyacá 1	3,31	5,04	1,5245	1,801
69,36% Tocoa-Boyacá 2	3,41	5,41	1,5867	1,8552

b) Considerando el Ajuste Sugerido asociado a la Zona 1 de la Línea Tocoa-Boyacá1

Tabla 19: Ajuste Zona 2. Considerando el efecto Infeed Máxima Generación.
Considerando el Ajuste Sugerido asociado a la Zona 1 de la Línea Tocoa-Boyacá 1

Ubicación de la Falla	I1 (kA)	I2 (kA)	K	X2 (Ω-sec)
52,66% Tocoa-Boyacá 1	3,94	7,14	1,6731	1,6731
50,14% Tocoa-Boyacá 2	4,03	7,40	1,8385	1,6904

Mínima Generación

Se realizaron simulaciones de fallas ubicadas en los puntos señalados en la Figura 32, pero en este caso se consideró el funcionamiento del sistema con su mínima capacidad de generación.

a) Considerando el Ajuste Actual asociado a la Zona 1 de la Línea Tocoa-Boyacá 1

Tabla 20: Ajuste Zona 2. Considerando el efecto Infeed Mínima Generación.
Considerando el Ajuste Actual asociado a la Zona 1 de la Línea Tocoa-Boyacá 1

Ubicación de la Falla	I1 (kA)	I2 (kA)	K	X2 (Ω -sec)
72,84% Tocoa-Boyacá 1	3,15	4,48	1,4216	1,7112
69,36% Tocoa-Boyacá 2	3,24	4,81	1,4846	1,7661

b) Considerando el Ajuste Sugerido asociado a la Zona 1 de la Línea Tocoa-Boyacá1

Tabla 21: Ajuste Zona 2. Considerando el efecto Infeed Mínima Generación.
Considerando el Ajuste Sugerido asociado a la Zona 1 de la Línea Tocoa-Boyacá 1

Ubicación de la Falla	I1 (kA)	I2 (kA)	K	X2 (Ω -sec)
52,66% Tocoa-Boyacá 1	3,72	6,38	1,7126	1,6968
50,14% Tocoa-Boyacá 2	3,80	6,61	1,7395	1,6246

Para los casos 2 y 3 se obtuvieron ajustes que sobre-alcanzan a las segundas zonas de las líneas adyacentes, por lo tanto no serán tomados en cuenta.

Los alcances que mejor se ajustan a las características exigidas por la protección corresponden a los obtenidos sin considerar el Efecto Infeed, tanto para el caso del ajuste actual como el ajuste sugerido. Con dichos alcances se logra cubrir

completamente la Línea Convento-Boyacá y una gran porción de las líneas adyacentes sin solapar con sus segundas zonas y manteniendo el margen de seguridad que garantizará la selectividad de la protección.

Ajuste Seleccionado:

Considerando el Ajuste Actual asociado a la Zona 1 de la Línea Tocoa-Boyacá 1

$$X_2=1,3432 \Omega\text{-sec.}$$

Considerando el Ajuste sugerido asociado a la Zona 1 de la Línea Tocoa-Boyacá 1

$$X_2=1,1340 \Omega\text{-sec.}$$

Retardo: 500 ms.

Zona 3

Ajuste Típico

A partir de la Ecuación (12) se realizó el cálculo correspondiente al ajuste reactivo de la Zona 3, obteniendo el siguiente resultado:

$$X_3= 1,8 \cdot (0,5881 \Omega\text{-sec})$$

$$X_3= 1,0586 \Omega\text{-sec}$$

Con el alcance obtenido no se logra cubrir por completo ninguna de las líneas adyacentes, debido a que el ajuste típico solo considera la longitud de la línea principal, siendo en este caso mucho menor que la longitud de las líneas adyacentes. Por lo tanto no se tomará en cuenta el ajuste obtenido en este caso.

Caso 1: Sin considerar el efecto Infeed

A partir de la Ecuación (13) se obtuvo el alcance reactivo sin considerar el efecto Infeed. Para este caso la línea que presenta mayor impedancia corresponde a la Tocoa-Boyacá 2, a partir de lo cual se obtuvo el siguiente resultado:

$$X_3 = 1,2 \cdot (0,5881 + 1,0887) \Omega\text{-sec}$$

$$X_3 = 2,0122 \Omega\text{-sec}$$

Con el ajuste obtenido se logra respaldar ambas líneas adyacentes, sin embargo se genera un cubrimiento del 97,91% de la segunda zona correspondiente a la línea adyacente más corta, lo cual podría generar disparos simultáneos de ambas protecciones, ya que no se mantiene el margen de seguridad necesario para evitar la detección de fallas falsas generadas por errores de medición de los transformadores de medición. En vista de esto, se propone aplicar el ajuste sugerido en la Ecuación (18). Para este caso la línea que presenta menor ajuste asociado a la zona 1, vista desde el extremo remoto, corresponde a la línea Tocoa-Junquito presentando el siguiente alcance:

- Ajuste Zona 1. Línea Tocoa-Junquito

$$Z_1 = (0,0794 + j \cdot 0,6575) \Omega\text{-sec}$$

Empleando los valores definidos previamente se obtiene el siguiente ajuste:

$$X_3 = 0,8 \cdot (0,5881 + 1,0367 + 0,6575) \Omega\text{-sec}$$

$$X_3 = 1,8258 \Omega\text{-sec}$$

Con el ajuste obtenido se logra cubrir ambas líneas adyacentes generando un alcance de 27,68% de la línea Tocoa-Junquito, la cual posee la menor impedancia aparente.

Es necesario corroborar que con el alcance obtenido se mantenga el margen de seguridad pertinente con respecto a las terceras zonas adyacentes. Para esto es necesario conocer el ajuste asociado a la zona 2 de la línea adyacente más corta, la cual corresponde a la línea Tocoa-Boyacá 1, presentando el siguiente alcance:

- Ajuste Zona 2. Línea Tocoa-Boyacá 1

$$Z_2 = (0,1907 + j \cdot 1,4545) \Omega\text{-sec}$$

A partir de esto, se observa que el ajuste obtenido genera una cobertura del 85,09% de la segunda zona correspondiente a la línea adyacente más corta, a pesar de que el margen de error es menor al 20%, es posible seleccionar dicho alcance ya que la alta tecnología del equipo a implementar genera errores de medición mucho menores a los involucrados en los equipos electromecánicos.

Caso 2: Considerando el efecto Infeed con Máxima Generación

Máxima Generación

Para evaluar la influencia del Efecto Infeed, se simularon fallas en los puntos señalados en la Figura 33, correspondientes al alcance obtenido en el caso sin considerar el efecto Infeed, tanto para el ajuste actual como para el ajuste sugerido correspondiente a la segunda zona de la línea Tocoa-Junquito. Para este caso se consideró el funcionamiento del sistema con su máxima capacidad de generación.

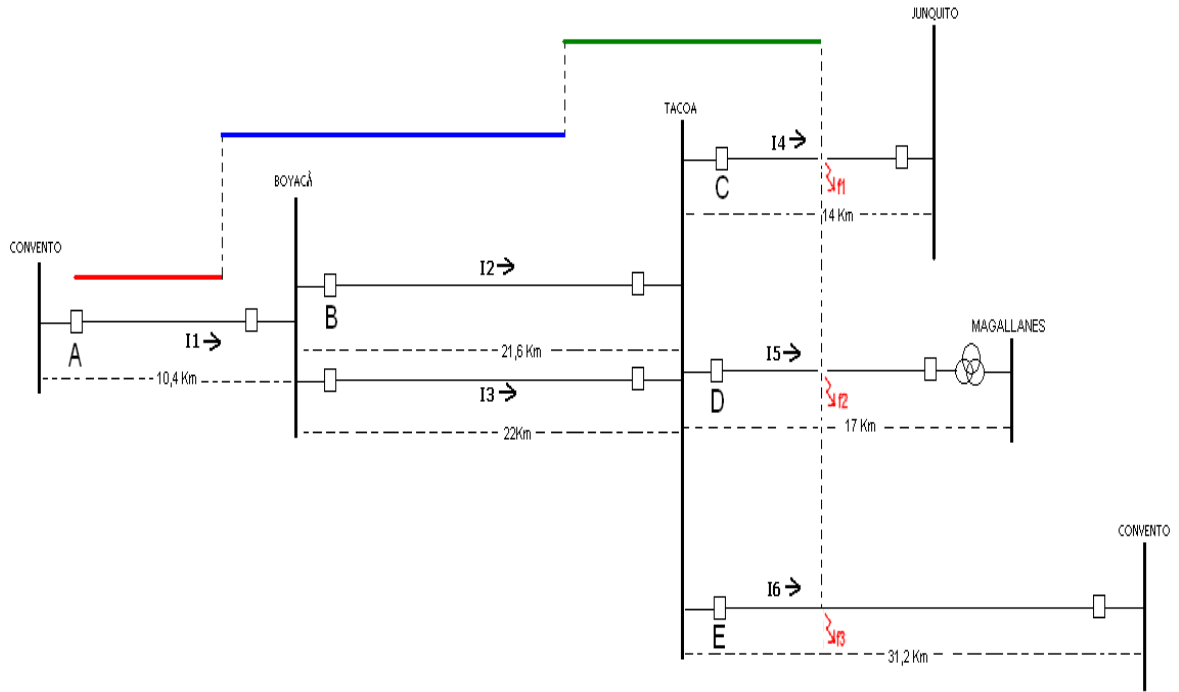


Figura 33: Ubicación de Fallas para determinar el alcance de la Zona 3

Para hallar el nuevo ajuste, es necesario determinar los siguientes factores:

$$K_1 = \frac{I_2 + I_3}{I_1} \quad (58)$$

$$K_2 = \frac{I_4}{I_2 + I_3} \quad (59)$$

$$K_3 = \frac{I_5}{I_2 + I_3} \quad (60)$$

$$K_4 = \frac{I_6}{I_2 + I_3} \quad (61)$$

Las hojas de resultados generadas en las simulaciones se observan en el [ANEXO 7], a partir de las cuales se obtuvo el valor de los factores K_1 y K_2 ; y el ajuste X_3 para cada caso, los cuales se observan en la siguiente Tabla:

Tabla 22: Ajuste Zona 3. Considerando el efecto Infeed Máxima Generación

Ubicación de la Falla	I1 (kA)	I2 (kA)	I3 (kA)	I4 (kA)	K1	K2	X3 (Ω -sec)
27,68% Tac-Jun	1,784	1,05	1,05	17,89	1,1749	8,5377	6,7212
10,74% Tac-Conv	0,843	0,62	0,62	17,58	1,4638	14,1774	12,6005

Mínima Generación

Se realizaron las mismas simulaciones que para el caso anterior con la diferencia de que se consideró al sistema funcionando con su mínima capacidad de generación. Las hojas de resultados generadas en las simulaciones se observan en el [ANEXO 7], a partir de las cuales se obtuvo el valor de los factores K1 y K2; y el ajuste X3 para cada caso, los cuales se observan en la siguiente Tabla:

Tabla 23: Ajuste Zona 3. Considerando el efecto Infeed Máxima Generación

Ubicación de la Falla	I1 (kA)	I2 (kA)	I3 (kA)	I4 (kA)	K1	K2	X3 (Ω -sec)
27,68% Tac-Jun	1,88	1,08	1,08	14,18	1,1453	6,5878	5,3891
10,74% Tac-Conv	1,05	0,69	0,69	17,85	1,3137	12,9348	10,4980

Al considerar el Efecto Infeed se obtuvo, para todos los casos, ajustes que sobrealcanzan a las terceras zonas de las líneas adyacentes, por lo tanto fueron descartados. El ajuste seleccionado corresponde al sugerido en el caso 1, sin considerar el Efecto Infeed, obteniendo el siguiente resultado:

Ajuste seleccionado

$X_3 = 1,8258 \Omega\text{-sec.}$

Retardo: 1000 ms.

[ANEXO 6]

[Simulaciones asociadas al cálculo de Ajuste de Zona 2 Considerando el Efecto
Infeed. Línea Boyacá-Convento. Extremo Convento]

Máxima Generación

a) Considerando el Ajuste Actual asociado a la Zona 1 de la Línea Tacoa-Boyacá 1

- Falla al 72,84% de la Línea Tacoa-Boyacá 1

	S _k "	I _{shc} "	ip	I _b	S _b	I _k	I _{th}
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
TACOA-BOYACÁ #1 230	9003.45	22.60	-84.73	56.40	22.07	8794.01	22.47
between:							
TACOA 23/Barras 2 230.00 41.82 -4.70							
TACOA-JUNQUITO 230 kV JUNQUITO 2	2020.52	5.07	96.80				
TRF JJSB 9 TAC 9	1419.86	3.56	93.79				
TRF JJSB #5 TAC 5	233.91	0.59	93.41				
TRF JJSB #6 TAC 6	233.91	0.59	93.41				
TACOA-BOYACÁ #1 230 k BOYACÁ 230	6995.88	17.56	-84.91				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k BOYACÁ 230	438.29	1.10	-87.63				
TACOA-CONVENTO 230 kV CONVENTO 2	200.30	0.50	104.69				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	171.20	0.43	94.06				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	171.20	0.43	94.06				
TRF JJSB 7 TAC 7	1419.86	3.56	93.79				
TRF JJSB 8 TAC 8	1419.86	3.56	93.79				
TRF. TACOA-MAGALLANES TRF TACOA TERCARIO	148.13	0.37	95.92				
and:							
BOYACÁ 2/Barras 2 230.00 32.18 -3.89							
TACOA-BOYACÁ #1 230 k TACOA 230	2007.73	5.04	-84.09				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k TACOA 230	438.29	1.10	92.37				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k CONVENTO 2	1317.16	3.31	96.81				
TRF. BOYACA #1 BOYACA 69 TERCARIO	126.68	0.32	97.32				
TRF. BOYACA #2 BOYACA 69 TERCARIO	126.68	0.32	97.32				

- Falla al 69,36% de la Línea Tocoa Boyacá 2

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
TACOA-BOYACÁ #2 230	8783.80	22.05	-84.60	54.87	21.59	8601.41	21.92 22.38
between:							
TACOA 23/Barras 2 230.00 44.70 -4.57							
TACOA-JUNQUITO 230 kV JUNQUITO 2	1955.71	4.91	96.94				
TRF JJSB 9 TAC 9	1380.75	3.47	93.92				
TRF JJSB #5 TAC 5	227.46	0.57	93.54				
TRF JJSB #6 TAC 6	227.46	0.57	93.54				
TACOA-BOYACÁ #1 230 k BOYACÁ 230	537.03	1.35	-86.72				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k BOYACÁ 230	6629.14	16.64	-84.78				
TACOA-CONVENTO 230 kV CONVENTO 2	152.30	0.38	108.26				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	163.33	0.41	94.21				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	163.33	0.41	94.21				
TRF JJSB 7 TAC 7	1380.75	3.47	93.92				
TRF JJSB 8 TAC 8	1380.75	3.47	93.92				
TRF. TACOA-MAGALLANES TRF TACOA TERCARIO	140.17	0.35	96.25				
and:							
BOYACÁ 2/Barras 2 230.00 32.89 -3.87							
TACOA-BOYACÁ #1 230 k TACOA 230	537.03	1.35	93.28				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k TACOA 230	2154.78	5.41	-84.08				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k CONVENTO 2	1357.93	3.41	96.74				
TRF. BOYACA #1 BOYACA 69 TERCARIO	130.29	0.33	97.15				
TRF. BOYACA #2 BOYACA 69 TERCARIO	130.29	0.33	97.15				

b) Considerando el Ajuste Sugerido asociado a la Zona 1 de la Línea Tocoa-Boyacá

1

- Falla al 52,66% de la Línea Tocoa-Boyacá 1

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
TACOA-BOYACÁ #1 230	8068.80	20.25	-84.20	49.96	19.99	7965.21	20.14 20.54
between:							
TACOA 23/Barras 2 230.00 54.44 -4.11							
TACOA-JUNQUITO 230 kV JUNQUITO 2	1728.16	4.34	97.41				
TRF JJSB 9 TAC 9	1248.63	3.13	94.35				
TRF JJSB #5 TAC 5	205.70	0.52	93.97				
TRF JJSB #6 TAC 6	205.70	0.52	93.97				
TACOA-BOYACÁ #1 230 k BOYACÁ 230	5225.24	13.12	-84.32				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k BOYACÁ 230	976.26	2.45	-84.81				
TACOA-CONVENTO 230 kV CONVENTO 2	71.00	0.18	-118.18				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	133.72	0.34	94.71				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	133.72	0.34	94.71				
TRF JJSB 7 TAC 7	1248.63	3.13	94.35				
TRF JJSB 8 TAC 8	1248.63	3.13	94.35				
TRF. TACOA-MAGALLANES TRF TACOA TERCARIO	109.63	0.28	97.83				
and:							
BOYACÁ 2/Barras 2 230.00 32.95 -3.79							
TACOA-BOYACÁ #1 230 k TACOA 230	2843.59	7.14	-83.99				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k TACOA 230	976.26	2.45	95.19				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k CONVENTO 2	1568.92	3.94	96.43				
TRF. BOYACA #1 BOYACA 69 TERCARIO	149.28	0.37	96.48				
TRF. BOYACA #2 BOYACA 69 TERCARIO	149.28	0.37	96.48				

- Falla al 50,14% de la Línea Tocoa Boyacá 2

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
TACOA-BOYACÁ #2 230	8000.62	20.08	-84.17	49.50	19.84	7903.99	19.97
between:							
TACOA 23/Barras 2 230.00 55.43 -4.06							
TACOA-JUNQUITO 230 kV JUNQUITO 2	1703.33	4.28	97.46				
TRF JJSB 9 TAC 9	1235.13	3.10	94.39				
TRF JJSB #5 TAC 5	203.48	0.51	94.01				
TRF JJSB #6 TAC 6	203.48	0.51	94.01				
TACOA-BOYACÁ #1 230 k BOYACÁ 230	1040.29	2.61	-84.67				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k BOYACÁ 230	5051.77	12.68	-84.27				
TACOA-CONVENTO 230 kV CONVENTO 2	96.56	0.24	-109.04				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	130.15	0.33	94.77				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	130.15	0.33	94.77				
TRF JJSB 7 TAC 7	1235.13	3.10	94.39				
TRF JJSB 8 TAC 8	1235.13	3.10	94.39				
TRF. TACOA-MAGALLANES TRF TACOA TERCARIO	105.85	0.27	98.09				
and:							
BOYACÁ 2/Barras 2 230.00 32.54 -3.78							
TACOA-BOYACÁ #1 230 k TACOA 230	1040.29	2.61	95.33				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k TACOA 230	2948.87	7.40	-83.99				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k CONVENTO 2	1603.79	4.03	96.38				
TRF. BOYACA #1 BOYACA 69 TERCARIO	152.45	0.38	96.39				
TRF. BOYACA #2 BOYACA 69 TERCARIO	152.45	0.38	96.39				

Mínima Generación

a) Considerando el Ajuste Actual asociado a la Zona 1 de la Línea Tocoa-Boyacá 1

- Falla al 72,84% de la Línea Tocoa-Boyacá 1

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
TACOA-BOYACÁ #1 230	7725.01	19.39	-84.65	48.36	18.92	7537.68	19.26
between:							
TACOA 23/Barras 2 230.00 35.50 -4.65							
TACOA-JUNQUITO 230 kV JUNQUITO 2	2135.89	5.36	96.39				
TRF JJSB #5 TAC 5	247.95	0.62	93.02				
TRF JJSB #6 TAC 6	247.95	0.62	93.02				
TACOA-BOYACÁ #1 230 k BOYACÁ 230	5939.99	14.91	-84.85				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k BOYACÁ 230	313.78	0.79	-88.53				
TACOA-CONVENTO 230 kV CONVENTO 2	257.08	0.65	101.33				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	116.76	0.29	98.19				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	116.76	0.29	98.19				
TRF JJSB 7 TAC 7	1505.07	3.78	93.40				
TRF JJSB 8 TAC 8	1505.07	3.78	93.40				
TRF. TACOA-MAGALLANES TRF TACOA TERCARIO	124.74	0.31	96.98				
and:							
BOYACÁ 2/Barras 2 230.00 28.62 -3.76							
TACOA-BOYACÁ #1 230 k TACOA 230	1785.19	4.48	-83.96				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k TACOA 230	313.78	0.79	91.47				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k CONVENTO 2	1255.79	3.15	96.90				
TRF. BOYACA #1 BOYACA 69 TERCARIO	108.42	0.27	97.65				
TRF. BOYACA #2 BOYACA 69 TERCARIO	108.42	0.27	97.65				

- Falla al 69,36% de la Línea Tocoa Boyacá 2

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
TACOA-BOYACÁ #2 230	7567.57	19.00	-84.54	47.26	18.57	7399.01	18.86
between:							
TACOA 23/Barras 2 230.00 38.10 -4.53							
TACOA-JUNQUITO 230 kV JUNQUITO 2	2078.30	5.22	96.50				
TRF JJSB #5 TAC 5	242.15	0.61	93.13				
TRF JJSB #6 TAC 6	242.15	0.61	93.13				
TACOA-BOYACÁ #1 230 k BOYACÁ 230	401.92	1.01	-87.29				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k BOYACÁ 230	5650.35	14.18	-84.74				
TACOA-CONVENTO 230 kV CONVENTO 2	213.74	0.54	102.96				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	111.02	0.28	98.43				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	111.02	0.28	98.43				
TRF JJSB 7 TAC 7	1469.87	3.69	93.51				
TRF JJSB 8 TAC 8	1469.87	3.69	93.51				
TRF. TACOA-MAGALLANES TRF TACOA TERCARIO	118.31	0.30	97.32				
and:							
BOYACÁ 2/Barras 2 230.00 29.27 -3.76							
TACOA-BOYACÁ #1 230 k TACOA 230	401.92	1.01	92.71				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k TACOA 230	1917.34	4.81	-83.97				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k CONVENTO 2	1292.51	3.24	96.82				
TRF. BOYACA #1 BOYACA 69 TERCARIO	111.89	0.28	97.45				
TRF. BOYACA #2 BOYACA 69 TERCARIO	111.89	0.28	97.45				

b) Considerando el Ajuste Sugerido asociado a la Zona 1 de la Línea Tocoa-Boyacá

1

- Falla al 52,66% de la Línea Tocoa-Boyacá 1

Fault Location:							
TACOA-BOYACÁ #1 230	7050.60	17.70	-84.20	43.70	17.42	6939.16	17.57
between:							
TACOA 23/Barras 2 230.00 46.99 -4.14							
TACOA-JUNQUITO 230 kV JUNQUITO 2	1873.47	4.70	96.90				
TRF JJSB #5 TAC 5	222.28	0.56	93.49				
TRF JJSB #6 TAC 6	222.28	0.56	93.49				
TACOA-BOYACÁ #1 230 k BOYACÁ 230	4510.66	11.32	-84.35				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k BOYACÁ 230	797.88	2.00	-85.00				
TACOA-CONVENTO 230 kV CONVENTO 2	41.79	0.10	149.05				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	88.41	0.22	99.60				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	88.41	0.22	99.60				
TRF JJSB 7 TAC 7	1349.25	3.39	93.87				
TRF JJSB 8 TAC 8	1349.25	3.39	93.87				
TRF. TACOA-MAGALLANES TRF TACOA TERCARIO	92.88	0.23	99.07				
and:							
BOYACÁ 2/Barras 2 230.00 29.44 -3.75							
TACOA-BOYACÁ #1 230 k TACOA 230	2539.97	6.38	-83.96				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k TACOA 230	797.88	2.00	95.00				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k CONVENTO 2	1482.94	3.72	96.50				
TRF. BOYACA #1 BOYACA 69 TERCARIO	129.67	0.33	96.65				
TRF. BOYACA #2 BOYACA 69 TERCARIO	129.67	0.33	96.65				

- Falla al 50,14% de la Línea Tocoa Boyacá 2

	S _k "	I _{shc} "	i _p	I _b	S _b	I _k	I _{th}
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[MVA]	[kA]	[kA]
Fault Location:							
TACOA-BOYACÁ #2 230	7001.39	17.58	-84.17	43.36	17.31	6895.21	17.45 17.82
between:							
TACOA 23/Barras 2 230.00 47.91 -4.10							
TACOA-JUNQUITO 230 kV JUNQUITO 2	1850.98	4.65	96.94				
TRF JJSE #5 TAC 5	220.23	0.55	93.53				
TRF JJSE #6 TAC 6	220.23	0.55	93.53				
TACOA-BOYACÁ #1 230 k BOYACÁ 230	855.79	2.15	-84.84				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k BOYACÁ 230	4366.25	10.96	-84.30				
TACOA-CONVENTO 230 kV CONVENTO 2	34.40	0.09	-172.49				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	85.54	0.21	99.78				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	85.54	0.21	99.78				
TRF JJSE 7 TAC 7	1336.81	3.36	93.90				
TRF JJSE 8 TAC 8	1336.81	3.36	93.90				
TRF. TACOA-MAGALLANES TRF TACOA TERCARIO	89.63	0.23	99.37				
and:							
BOYACÁ 2/Barras 2 230.00 29.08 -3.75							
TACOA-BOYACÁ #1 230 k TACOA 230	855.79	2.15	95.16				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k TACOA 230	2635.18	6.61	-83.96				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k CONVENTO 2	1514.37	3.80	96.45				
TRF. BOYACA #1 BOYACA 69 TERCARIO	132.58	0.33	96.55				
TRF. BOYACA #2 BOYACA 69 TERCARIO	132.58	0.33	96.55				

[ANEXO 7]

[Simulaciones asociadas al cálculo de Ajuste de Zona 3 Considerando el Efecto
Infeed. Línea Boyacá-Convento. Extremo Convento]

Máxima Generación

- Falla Trifásica a 27,68% de la Línea Tocoa-Junquito 230 kV

	S _k "	I _{shc} "	ip	I _b	S _b	I _k	I _{th}
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[MVA]	[kA]	[kA]
Fault Location:							
TACOA-JUNQUITO 230 k	10652.26	26.74	-86.05	68.76	25.89 10314.70	26.57	27.29
between:							
TACOA 23/Barras 2 230.00 30.13 -2.35							
TACOA-JUNQUITO 230 kV JUNQUITO 2	7128.67	17.89	-86.46				
TRF JJSB 9 TAC 9	1576.47	3.96	92.52				
TRF JJSB #5 TAC 5	259.71	0.65	92.14				
TRF JJSB #6 TAC 6	259.71	0.65	92.14				
TACOA-BOYACÁ #1 230 k BOYACÁ 230	417.59	1.05	98.98				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k BOYACÁ 230	417.59	1.05	98.98				
TACOA-CONVENTO 230 kV CONVENTO 2	528.44	1.33	96.01				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	183.91	0.46	92.34				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	183.91	0.46	92.34				
TRF JJSB 7 TAC 7	1576.47	3.96	92.52				
TRF JJSB 8 TAC 8	1576.47	3.96	92.52				
TRF. TACOA-MAGALLANES TRF TACOA TERCARIO	153.64	0.39	94.39				
and:							
JUNQUITO/Barras 2 230.00 38.92 -1.11							
TACOA-JUNQUITO 230 kV TACOA 230	3524.14	8.85	-85.22				
TRF. JUNQUITO #3 JUNQUITO 6 TERCARIO	129.05	0.32	94.86				
TRF. JUNQUITO #2 JUNQUITO 6 TERCARIO	133.44	0.33	94.87				
OMZ-JUNQUITO #2 230 k OMZ 230 kV	836.59	2.10	94.62				
OMZ-JUNQUITO #1 230 k OMZ 230 kV	836.59	2.10	94.62				
JUNQUITO-PAPELÓN #1 2 PAPELÓN 23	1448.72	3.64	94.94				
TRF. JUNQUITO #1 JUNQUITO 6 TERCARIO	139.76	0.35	94.87				

- Falla Trifásica a 10,74% de la Línea Tocoa-Convento 230 kV

				Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
				[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:										
	TACOA-CONVENTO 230 k			9852.78	24.73	-86.02	63.55	23.92	9529.68	24.59
between:										
	TACOA 23/Barras 2	230.00	31.12	-2.08						
	TACOA-JUNQUITO 230 kV	JUNQUITO 2			2246.94	5.64	95.44			
	TRF JJSB 9	TAC 9			1562.95	3.92	92.47			
	TRF JJSB #5	TAC 5			257.48	0.65	92.09			
	TRF JJSB #6	TAC 6			257.48	0.65	92.09			
	TACOA-BOYACÁ #1	230 k	BOYACÁ 230		245.72	0.62	101.95			
	TACOA-BOYACÁ #2	230 k	BOYACÁ 230		245.72	0.62	101.95			
	TACOA-CONVENTO 230 kV	CONVENTO 2			8514.76	21.37	-86.19			
	TRF. TACOA-ARRECIFE #	ARRECIFE 6	TERCIARIO		200.74	0.50	92.59			
	TRF. TACOA-ARRECIFE #	ARRECIFE 6	TERCIARIO		200.74	0.50	92.59			
	TRF JJSB 7	TAC 7			1562.95	3.92	92.47			
	TRF JJSB 8	TAC 8			1562.95	3.92	92.47			
	TRF. TACOA-MAGALLANES	TRF TACOA	TERCIARIO		178.56	0.45	93.82			
and:										
	CONVENTO/Barras 2	230.00	40.65	-0.80						
	SANTA TERESA-CONVENTO	Santa Tere			1341.66	3.37	95.76			
	TACOA-CONVENTO 230 kV	TACOA 230			1338.30	3.36	-84.91			
	BOYACÁ-CONVENTO 230 k	BOYACÁ 230			336.02	0.84	-77.56			
	TRF. CONVENTO #1	TRF TACOA	TERCIARIO		73.23	0.18	99.43			
	TRF. CONVENTO #2	R1	TERCIARIO		73.23	0.18	99.43			
	TRF. CONVENTO #3	R2	TERCIARIO		73.23	0.18	99.43			
	TRF. CONVENTO #4	R1	TERCIARIO		73.23	0.18	99.43			
	CONVENTO-CURUPAO 230	CURUPAO 23			38.27	0.10	102.70			

Mínima Generación

- Falla Trifásica a 27,68% de la Línea Tocoa-Junquito 230 kV

				Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
				[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:										
	TACOA-JUNQUITO 230 k			9089.60	22.82	-85.80	58.40	22.11	8806.36	22.65
between:										
	TACOA 23/Barras 2	230.00	23.87	-2.03						
	TACOA-JUNQUITO 230 kV	JUNQUITO 2			5647.82	14.18	-86.14			
	TRF JJSB #5	TAC 5			273.69	0.69	91.93			
	TRF JJSB #6	TAC 6			273.69	0.69	91.93			
	TACOA-BOYACÁ #1	230 k	BOYACÁ 230		428.46	1.08	98.78			
	TACOA-BOYACÁ #2	230 k	BOYACÁ 230		428.46	1.08	98.78			
	TACOA-CONVENTO 230 kV	CONVENTO 2			549.30	1.38	95.77			
	TRF. TACOA-ARRECIFE #	ARRECIFE 6	TERCIARIO		123.87	0.31	96.77			
	TRF. TACOA-ARRECIFE #	ARRECIFE 6	TERCIARIO		123.87	0.31	96.77			
	TRF JJSB 7	TAC 7			1661.36	4.17	92.31			
	TRF JJSB 8	TAC 8			1661.36	4.17	92.31			
	TRF. TACOA-MAGALLANES	TRF TACOA	TERCIARIO		129.13	0.32	95.75			
and:										
	JUNQUITO/Barras 2	230.00	38.01	-1.13						
	TACOA-JUNQUITO 230 kV	TACOA 230			3442.05	8.64	-85.23			
	TRF. JUNQUITO #3	JUNQUITO 6	TERCIARIO		103.86	0.26	95.12			
	TRF. JUNQUITO #2	JUNQUITO 6	TERCIARIO		107.39	0.27	95.12			
	OMZ-JUNQUITO #2	230 k	OMZ 230 kV		837.55	2.10	94.59			
	OMZ-JUNQUITO #1	230 k	OMZ 230 kV		837.55	2.10	94.59			
	JUNQUITO-PAPELÓN #1	2	PAPELÓN 23		1443.24	3.62	94.89			
	TRF. JUNQUITO #1	JUNQUITO 6	TERCIARIO		112.48	0.28	95.12			

- Falla Trifásica a 10,74% de la Línea Tocoa-Convento 230 kV

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[MVA]	[kA]	[kA]
Fault Location:							
TACOA-CONVENTO 230 k	8335.18	20.92	-85.72	53.46	20.26	8071.88	20.78
between:							
TACOA 23/Barras 2 230.00 25.98 -1.78							
TACOA-JUNQUITO 230 kV JUNQUITO 2	2335.64	5.86	95.25				
TRF JJSE #5 TAC 5	268.96	0.68	91.92				
TRF JJSE #6 TAC 6	268.96	0.68	91.92				
TACOA-BOYACÁ #1 230 k BOYACÁ 230	275.93	0.69	100.78				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k BOYACÁ 230	275.93	0.69	100.78				
TACOA-CONVENTO 230 kV CONVENTO 2	7109.39	17.85	-85.89				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	138.09	0.35	96.50				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	138.09	0.35	96.50				
TRF JJSE 7 TAC 7	1632.62	4.10	92.29				
TRF JJSE 8 TAC 8	1632.62	4.10	92.29				
TRF. TACOA-MAGALLANES TRF TACOA TERCARIO	149.04	0.37	94.97				
and:							
CONVENTO/Barras 2 230.00 37.24 -0.67							
SANTA TERESA-CONVENTO Santa Tere	1381.49	3.47	95.70				
TACOA-CONVENTO 230 kV TACOA 230	1225.99	3.08	-84.78				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k BOYACÁ 230	420.23	1.05	-79.50				
TRF. CONVENTO #1 TRF TACOA TERCARIO	58.47	0.15	100.74				
TRF. CONVENTO #2 R1 TERCARIO	58.47	0.15	100.74				
TRF. CONVENTO #3 R2 TERCARIO	58.47	0.15	100.74				
TRF. CONVENTO #4 R1 TERCARIO	58.47	0.15	100.74				
CONVENTO-CURUPAO 230 CURUPAO 23	30.56	0.08	104.01				

[ANEXO 8]

[Ajuste Reactivo. Línea Tocoa-Convento. Extremo Tocoa]

Datos de la Línea

- Tensión: 230 kV
- Longitud: 31,2 Km
- Número de Apoyos: 115
- Capacidad Normal: 422,3 MVA
- Capacidad de Emergencia: 489,6 MVA
- Corriente Normal: 1,06 kA
- Corriente de Emergencia: 1,23 kA
- Impedancia de Secuencia Positiva: $(1,548275 + j \cdot 15,598487) \Omega\text{-prim}$
- Impedancia de Secuencia Cero: $(5,442604 + j \cdot 35,754330) \Omega\text{-prim}$

Los valores de impedancia de secuencia cero y secuencia positiva fueron calculados manualmente, esto con el fin de generar ajustes más precisos y acordes con las características de las líneas en estudio. Los cálculos correspondientes se muestran en el [ANEXO 2].

En la Figura 34 se observa la línea en estudio junto con sus respectivas líneas adyacentes vistas desde el extremo remoto.

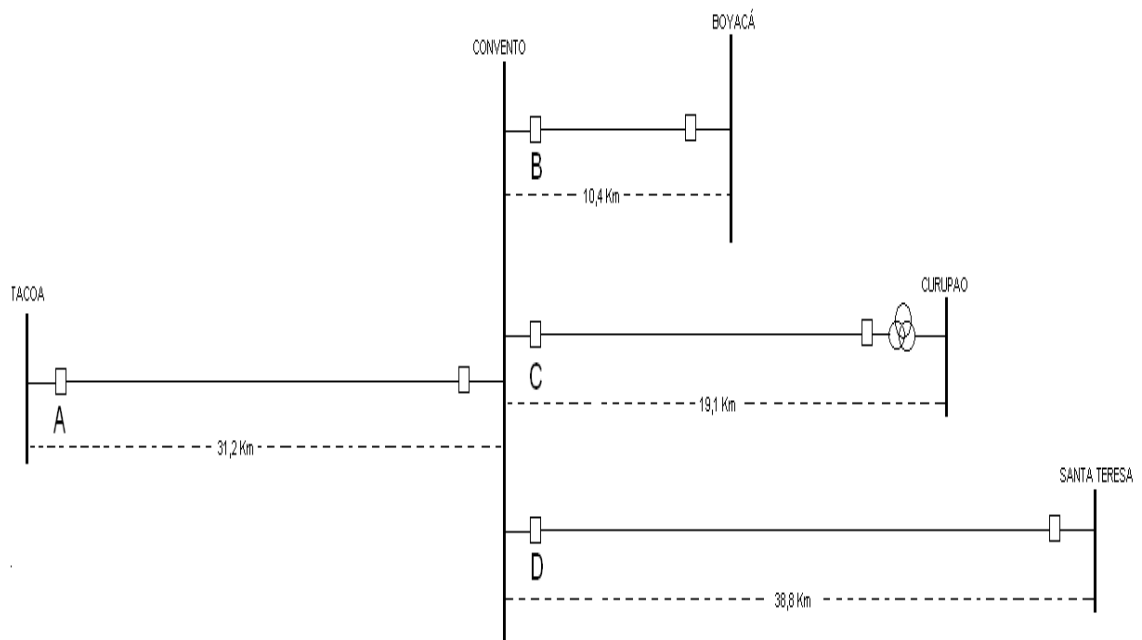


Figura 34: Línea Tocoa-Convento y adyacentes, vista desde el extremo Convento

A partir de la Ecuación (16) se obtiene la siguiente base de impedancia asociada a a referencia del relé:

$$U_Z = 8,3333 \, \Omega$$

Los valores secundarios de los parámetros de la línea vienen dados a partir de la Ecuación (16), obteniendo así los siguientes resultados:

$$Z^+ = (0,1858 + j \cdot 1,8718) \, \Omega\text{-sec}$$

$$Z^0 = (0,6531 + j \cdot 4,2905) \, \Omega\text{-sec}$$

Datos de las Líneas Adyacentes

Tabla 24: Datos de las Líneas adyacentes a S/E Convento

LÍNEA	L (Km)	P.T.	C.T.	$U_Z (\Omega)$	$Z^+ (\Omega\text{-prim})$	$Z^+ (\Omega\text{-sec})$
Boyacá- Convento	10,4	230000/115	1200/5	8,33	$0,6056+j\cdot4,9005$	$0,0727+j\cdot0,5881$
Convento- Curupao	12,5	230.00/116	1200/6	12,5	$1,0421+j\cdot9,3580$	$0,0834+j\cdot0,7486$
Convento- Sta. Teresa	38,8	230000/117	1200/7	8,33	$1,7305+j\cdot16,7694$	$0,2076+j\cdot2,0123$

Ajuste Extremo Tacoa

Zona 1

A partir del ajuste típico definido en la Ecuación (8) se obtuvo el siguiente alcance:

$$X_1=0,8\cdot(1,8718 \Omega\text{-sec})$$

$$X_1=1,4974 \Omega\text{-sec}$$

Zona 2

Ajuste Típico

El ajuste típico de la zona se encuentra definido en la Ecuación (9), a partir de la cual se obtuvo el siguiente alcance reactivo:

$$X_2=1,2\cdot(1,8718 \Omega\text{-sec})$$

$$X_2=2,2462 \Omega\text{-sec}$$

Con este ajuste, se logra cubrir totalmente la línea principal y un 63,66% de la línea adyacente más corta, sin embargo no es recomendable tomar este ajuste ya que no se

mantiene el margen de seguridad de 20% respecto al alcance de la segunda zona de la línea adyacente más corta, por lo tanto, es posible que se generen disparos simultáneos de ambas protecciones.

Caso 1: Sin considerar el Efecto Infeed

Para este caso la línea que presenta menor alcance de la zona 1 corresponde a la línea Convento-Boyacá, cuyo cálculo fue realizado anteriormente presentando el siguiente alcance:

- Ajuste Reactivo Zona 1. Línea Convento Boyacá

$$X_1 = 0,4705 \text{ } \Omega\text{-sec}$$

Para el cálculo del ajuste sin considerar el efecto Infeed se empleó la Ecuación (10), obteniendo el siguiente resultado:

$$X_2 = 0,8 \cdot (1,8718 + 0,4705) \text{ } \Omega\text{-sec}$$

$$X_2 = 1,8738 \text{ } \Omega\text{-sec}$$

Con el alcance obtenido solo se logra cubrir un 0,3% de la línea adyacente más corta, por lo tanto, este alcance será descartado ya que no cumple con el margen de seguridad que se debe mantener para asegurar la selectividad de la protección.

En vista de que no se logró cumplir con los márgenes de seguridad exigidos, se propone el siguiente ajuste:

$$X_2 = X_L + 20\% \cdot X_{\text{ADYACENTE MAS CORTA}} \quad (62)$$

$$X_2 = (1,8718 + 0,2 \cdot 0,5881) \text{ } \Omega\text{-sec.}$$

$$X_2 = 1,9894 \text{ } \Omega\text{-sec.}$$

Con el ajuste obtenido se logra cubrir en totalidad a la línea principal y un 20% de la línea adyacente más corta, cumpliendo así con los márgenes de seguridad que garantizan la selectividad de la protección.

Caso 2: Considerando el Efecto Infeed con Máxima Generación

Se simularon fallas trifásicas en los puntos señalados en la Figura 35, correspondientes al alcance obtenido en el Caso 1. Para cada falla se observó la influencia del efecto Infeed, obteniendo a partir de la Ecuación (7) el valor del factor K cuando el sistema se encuentra con máxima generación.

Una vez obtenido el valor del factor K, se aplicó la Ecuación (11), obteniendo así el ajuste correspondiente a la Zona 2 para cada simulación.

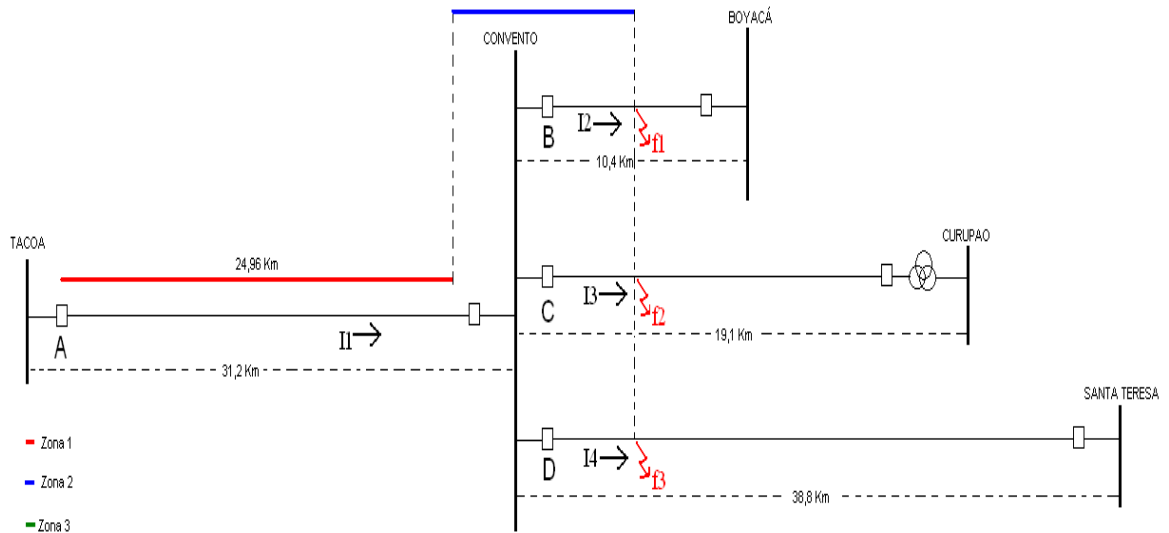


Figura 35: Ubicación de fallas en las líneas adyacentes para las simulaciones

Tabla 25: Ajuste Reactivo Zona 2. Considerando el Efecto Infeed con Máxima Generación

Ubicación de la Falla	I_1 (kA)	I_2 (kA)	K	X_2 (Ω -sec)
63,60% Boyacá-Convento	2,79	8,54	3,0562	2,6479
50,01% Convento-Curupao	3,23	12,71	3,9365	2,9791
18,59% Convento-Santa Teresa	3,69	11,05	2,9935	2,6242

Caso 3: Considerando el Efecto Infeed con Mínima Generación

Se realizaron las mismas simulaciones que en el caso anterior con la diferencia de que se consideró al sistema funcionando con su mínima capacidad de generación.

Tabla 26: Ajuste Reactivo Zona 2. Considerando el Efecto Infeed con Mínima Generación

Ubicación de la Falla	I_1 (kA)	I_2 (kA)	K	X_2 (Ω -sec)
63,60% Boyacá-Convento	2,32	7,85	3,3838	2,7711
50,01% Convento-Curupao	2,89	11,81	4,0851	3,0351
18,59% Convento-Santa Teresa	3,29	9,84	2,9933	2,6241

Al considerar el Efecto Infeed se obtuvieron alcances reactivos que solapan con las segundas zonas de las líneas adyacentes, por lo tanto serán descartados. El alcance seleccionado corresponde al obtenido con el Ajuste Sugerido sin considerar el efecto infeed, con el cual se logra dar cobertura a la línea principal, cubriendo además un 20% de la línea adyacente más corta.

Ajuste Seleccionado:

$X_2=1,9894 \Omega$ -sec.

Retardo: 500 ms.

Zona 3

Ajuste Típico

$$X_3=1,8 \cdot (1,8718 \Omega\text{-sec})$$

$$X_3=3,3692 \Omega\text{-sec}$$

Al considerar el ajuste típico se observa que el ajuste obtenido genera un solapamiento respecto a las terceras zonas de las líneas adyacentes, por lo cual será descartado.

Caso 1: Sin considerar el Efecto Infeed

Empleando la Ecuación (12) se obtuvo el siguiente ajuste:

$$X_3=1,2 \cdot (1,8718+0,5881) \Omega\text{-sec}$$

$$X_3= 2,9519 \Omega\text{-sec}$$

Al evaluar el ajuste resultante se observa que se logra cubrir por completo la línea adyacente más corta sin solapar con las terceras zonas contiguas. Considerando el ajuste actual correspondiente a la segunda zona de la línea Convento-Boyacá se obtuvo una cobertura del 80,42% de dicho alcance, mientras que al considerar el ajuste sugerido, se obtiene un alcance del 95,25% el cual supera el margen de seguridad que debe mantenerse para evitar la actuación errónea del relé. En caso de que sea seleccionado dicho ajuste, es recomendable ajustar el tiempo de disparo con un retardo respecto a la segunda zona de la línea Convento-Boyacá 230 kV.

Caso 2: Considerando el Efecto Infeed con Máxima Generación

Caso 3: Considerando el Efecto Infeed con Mínima Generación

Al considerar el Efecto Infeed se obtiene un aumento de la impedancia vista por el relé, lo cual generaría un sobre-alcance con las terceras zonas de las líneas adyacentes ya que en el caso 1 se observó que el ajuste llegaba al límite de seguridad respecto a las terceras zonas contiguas. En vista de esto se seleccionó directamente el ajuste obtenido sin considerar el Efecto Infeed.

Ajuste Seleccionado

$X_3 = 2,9519 \Omega\text{-sec.}$

Retardo: 1000 ms.

[ANEXO 9]

[Simulaciones asociadas al cálculo del Ajuste de Zona 2 Considerando el Efecto
Infeed. Línea Tocoa-Convento. Extremo Tocoa]

Máxima Generación

- Falla al 63,60% de la Línea Boyacá-Convento

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
BOYACÁ-CONVENTO 230	7806.63	19.60	-84.31	48.46	19.49	7763.50	19.47
between:							
BOYACÁ 2/Barras 2 230.00 19.84 -1.46							
TACOA-BOYACÁ #1 230 k TACOA 230	2036.88	5.11	96.05				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k TACOA 230	2036.88	5.11	96.05				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k CONVENTO 2	4404.95	11.06	-83.93				
TRF. BOYACA #1 BOYACA 69 TERCARIO	165.60	0.42	96.29				
TRF. BOYACA #2 BOYACA 69 TERCARIO	165.60	0.42	96.29				
and:							
CONVENTO/Barras 2 230.00 26.78 -2.33							
SANTA TERESA-CONVENTO Santa Tere	1679.41	4.22	95.86				
TACOA-CONVENTO 230 kV TACOA 230	1113.34	2.79	92.35				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k BOYACÁ 230	3401.91	8.54	-84.81				
TRF. CONVENTO #1 TRF TACOA TERCARIO	135.27	0.34	98.16				
TRF. CONVENTO #2 R1 TERCARIO	135.27	0.34	98.16				
TRF. CONVENTO #3 R2 TERCARIO	135.27	0.34	98.16				
TRF. CONVENTO #4 R1 TERCARIO	135.27	0.34	98.16				
CONVENTO-CURUPAO 230 CURUPAO 23	70.69	0.18	101.43				

- Falla al 50,01% Línea Convento-Curupao

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
CONVENTO-CURUPAO 230	5322.81	13.36	-83.62	32.55	13.36	5322.81	13.36
between:							
CURUPAO /Barras 2 230.00 2.59 -4.31							
TRF. CURUPAO #1 CURUPAO 69 TERCARIO	260.86	0.65	94.06				
CONVENTO-CURUPAO 230 CONVENTO 2	260.86	0.65	-85.94				
and:							
CONVENTO/Barras 2 230.00 50.36 -1.87							
SANTA TERESA-CONVENTO Santa Tere	1393.01	3.50	96.40				
TACOA-CONVENTO 230 kV TACOA 230	1286.00	3.23	94.39				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k BOYACÁ 230	1889.88	4.74	97.33				
TRF. CONVENTO #1 TRF TACOA TERCARIO	123.71	0.31	99.08				
TRF. CONVENTO #2 R1 TERCARIO	123.71	0.31	99.08				
TRF. CONVENTO #3 R2 TERCARIO	123.71	0.31	99.08				
TRF. CONVENTO #4 R1 TERCARIO	123.71	0.31	99.08				
CONVENTO-CURUPAO 230 CURUPAO 23	5062.17	12.71	-83.50				

- Falla al 18,59% de la Línea Convento-Santa Teresa

		Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
		[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[MVA]	[kA]	[kA]
Fault Location:								
	SANTA TERESA-CONVENT	6940.47	17.42	-84.53	43.32	17.42	6938.82	17.29
between:								
CONVENTO/Barras 2 230.00 34.64 -0.45								
	SANTA TERESA-CONVENTO Santa Tere	4402.92	11.05	-84.56				
	TACOA-CONVENTO 230 kV TACOA 230	1470.93	3.69	93.48				
	BOYACÁ-CONVENTO 230 k BOYACÁ 230	2172.86	5.45	96.38				
	TRF. CONVENTO #1 TRF TACOA TERCARIO	168.17	0.42	96.17				
	TRF. CONVENTO #2 R1 TERCARIO	168.17	0.42	96.17				
	TRF. CONVENTO #3 R2 TERCARIO	168.17	0.42	96.17				
	TRF. CONVENTO #4 R1 TERCARIO	168.17	0.42	96.17				
	CONVENTO-CURUPAO 230 CURUPAO 23	87.88	0.22	99.44				
and:								
Santa Te/Transmis 230.00 87.42 -0.38								
	Santa Teresa - Río Ch Río Chico	98.59	0.25	97.57				
	SANTA TERESA-CONVENTO CONVENTO 2	2537.56	6.37	-84.49				
	SANTA TERESA-PAPELÓN PAPELÓN 23	392.88	0.99	90.49				
	S.Teresa 230/115 AT 1 Santa Tere	35.07	0.09	108.57				
	S.Teresa 230/115 AT 2 Santa Tere	119.95	0.30	108.57				
	Santa Teresa - Aragua Aragua 230	246.40	0.62	97.68				
	Santa Teresa - Diego Diego Losa	351.26	0.88	97.19				
	Santa Teresa - Diego Diego Losa	351.26	0.88	97.19				
	AT Santa Teresa 400/2 Santa Tere	415.27	1.04	92.77				
	AT Santa Teresa 400/2 Santa Tere	415.27	1.04	92.77				
	Barbacoa I - Santa Te Barbacoa 2	118.74	0.30	98.23				

Mínima Generación

- Falla al 63,60% de la Línea Boyacá-Convento

		Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
		[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[MVA]	[kA]	[kA]
Fault Location:								
	BOYACÁ-CONVENTO 230	6948.98	17.44	-84.32	43.19	17.28	6883.58	17.31
between:								
BOYACÁ 2/Barras 2 230.00 17.22 -1.50								
	TACOA-BOYACÁ #1 230 k TACOA 230	1766.11	4.43	96.00				
	TACOA-BOYACÁ #2 230 k TACOA 230	1766.11	4.43	96.00				
	BOYACÁ-CONVENTO 230 k CONVENTO 2	3821.83	9.59	-83.97				
	TRF. BOYACA #1 BOYACA 69 TERCARIO	144.81	0.36	96.37				
	TRF. BOYACA #2 BOYACA 69 TERCARIO	144.81	0.36	96.37				
and:								
CONVENTO/Barras 2 230.00 24.62 -2.27								
	SANTA TERESA-CONVENTO Santa Tere	1690.34	4.24	95.83				
	TACOA-CONVENTO 230 kV TACOA 230	924.61	2.32	92.17				
	BOYACÁ-CONVENTO 230 k BOYACÁ 230	3127.30	7.85	-84.74				
	TRF. CONVENTO #1 TRF TACOA TERCARIO	113.85	0.29	98.53				
	TRF. CONVENTO #2 R1 TERCARIO	113.85	0.29	98.53				
	TRF. CONVENTO #3 R2 TERCARIO	113.85	0.29	98.53				
	TRF. CONVENTO #4 R1 TERCARIO	113.85	0.29	98.53				
	CONVENTO-CURUPAO 230 CURUPAO 23	59.50	0.15	101.79				

- Falla al 50,01% Línea Convento-Curupao

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
CONVENTO-CURUPAO 230	4943.56	12.41	-83.67	30.29	12.40	4941.45	12.31
between:							
CURUPAO /Barras 2 230.00 2.38 -4.41							
TRF. CURUPAO #1 CURUPAO 69 TERCARIO	239.11	0.60	93.96				
CONVENTO-CURUPAO 230 CONVENTO 2	239.11	0.60	-86.04				
and:							
CONVENTO/Barras 2 230.00 46.81 -1.92							
SANTA TERESA-CONVENTO Santa Tere	1428.36	3.59	96.35				
TACOA-CONVENTO 230 kV TACOA 230	1151.79	2.89	94.30				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k BOYACÁ 230	1690.64	4.24	97.25				
TRF. CONVENTO #1 TRF TACOA TERCARIO	108.85	0.27	99.30				
TRF. CONVENTO #2 R1 TERCARIO	108.85	0.27	99.30				
TRF. CONVENTO #3 R2 TERCARIO	108.85	0.27	99.30				
TRF. CONVENTO #4 R1 TERCARIO	108.85	0.27	99.30				
CONVENTO-CURUPAO 230 CURUPAO 23	4704.66	11.81	-83.55				

- Falla al 18,59% de la Línea Convento-Santa Teresa

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
SANTA TERESA-CONVENT	6424.37	16.13	-84.53	40.12	16.12	6419.80	15.99
between:							
CONVENTO/Barras 2 230.00 30.84 -0.44							
SANTA TERESA-CONVENTO Santa Tere	3920.67	9.84	-84.55				
TACOA-CONVENTO 230 kV TACOA 230	1309.66	3.29	93.44				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k BOYACÁ 230	1933.46	4.85	96.36				
TRF. CONVENTO #1 TRF TACOA TERCARIO	150.11	0.38	96.36				
TRF. CONVENTO #2 R1 TERCARIO	150.11	0.38	96.36				
TRF. CONVENTO #3 R2 TERCARIO	150.11	0.38	96.36				
TRF. CONVENTO #4 R1 TERCARIO	150.11	0.38	96.36				
CONVENTO-CURUPAO 230 CURUPAO 23	78.44	0.20	99.62				
and:							
Santa Te/Transmis 230.00 86.26 -0.38							
Santa Teresa - Río Ch Río Chico	100.08	0.25	97.55				
SANTA TERESA-CONVENTO CONVENTO 2	2503.70	6.28	-84.49				
SANTA TERESA-PAPELÓN PAPELÓN 23	342.95	0.86	89.73				
S.Teresa 230/115 AT 1 Santa Tere	35.36	0.09	108.58				
S.Teresa 230/115 AT 2 Santa Tere	120.93	0.30	108.58				
Santa Teresa - Aragua Aragua 230	247.75	0.62	97.69				
Santa Teresa - Diego Diego Losa	353.21	0.89	97.19				
Santa Teresa - Diego Diego Losa	353.21	0.89	97.19				
AT Santa Teresa 400/2 Santa Tere	418.53	1.05	92.77				
AT Santa Teresa 400/2 Santa Tere	418.53	1.05	92.77				
Barbacoa I - Santa Te Barbacoa 2	120.58	0.30	98.22				

[ANEXO 10]

[Ajuste Reactivo. Línea Boyacá-Convento. Extremo Boyacá]

Datos de la Línea

- Tensión: 230 kV
- Longitud: 10,4 Km
- Número de Apoyos: 35
- Capacidad Normal: 422,3 MVA
- Capacidad de Emergencia: 489,6 MVA
- Corriente Normal: 1,06 kA
- Corriente de Emergencia: 1,23 kA
- Impedancia de Secuencia Positiva: $(0,058235 + j \cdot 0,471199) \Omega/\text{Km}$
- Impedancia de Secuencia Cero: $(0,392361 + j \cdot 1,135630) \Omega/\text{Km}$

Los valores de impedancia de secuencia cero y secuencia positiva fueron calculados manualmente, esto con el fin de generar ajustes más precisos y acordes con las características de las líneas en estudio. Los cálculos correspondientes se muestran en el [ANEXO 2].

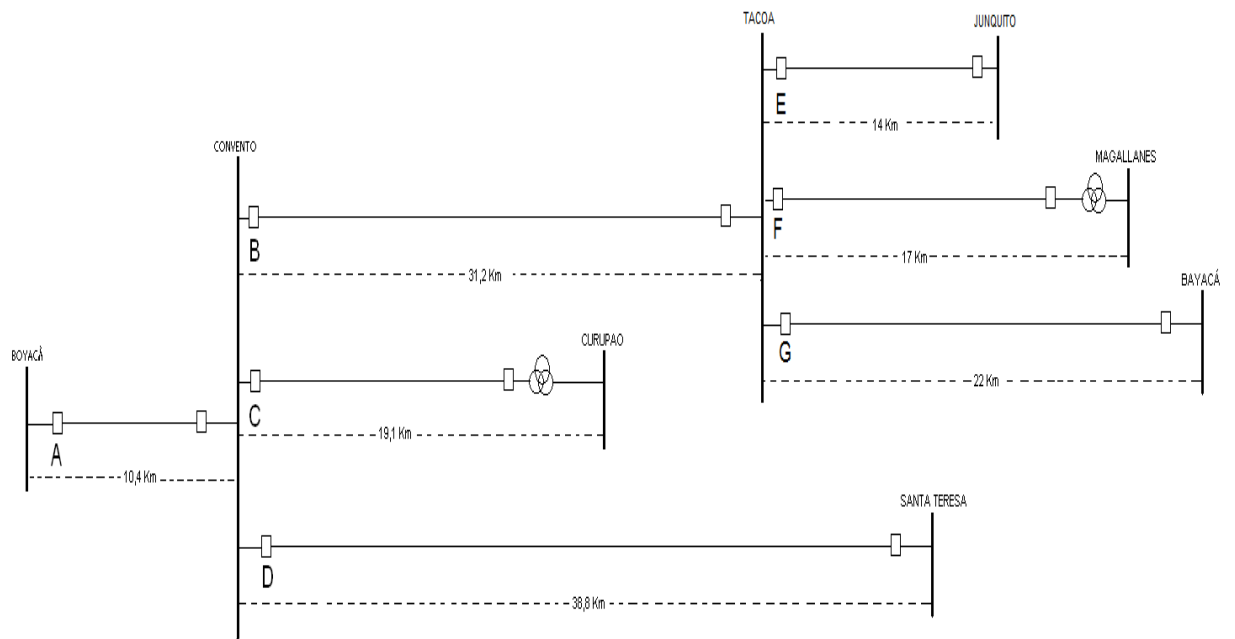


Figura 36: Línea Boyacá-Convento y líneas adyacentes vistas desde el Extremo Boyacá

Datos de los Transformadores de Medición

Transformador de Corriente: C.T.: 1200/5

Transformador de Potencial: P.T.: $\frac{230000}{\sqrt{3}} / \frac{115}{\sqrt{3}}$

A partir de la Ecuación (15) se obtiene la siguiente base de impedancia asociada a a referencia del relé:

$$U_Z = 8,3333 \, \Omega$$

Los valores secundarios de los parámetros de la línea vienen dados a partir de la Ecuación (16), obteniendo así los siguientes resultados:

$$Z^0 = (0,4897 + j \cdot 1,4173) \, \Omega\text{-sec}$$

$$Z^+ = (0,0727 + j \cdot 0,5881) \, \Omega\text{-sec}$$

Datos de las Líneas Adyacentes

Tabla 27: Datos de Líneas Adyacentes a S/E Convento

LÍNEA	L (Km)	P.T.	C.T.	$U_Z (\Omega)$	$Z^+ (\Omega\text{-prim})$	$Z^+ (\Omega\text{-sec})$
Tacoa- Convento	31,2	230000/115	1200/5	8,33	$1,5483 + j \cdot 15,5985$	$0,1858 + j \cdot 1,8718$
Convento- Curupao	12,5	230000/116	1200/6	12,5	$1,0421 + j \cdot 9,3580$	$0,0834 + j \cdot 0,7486$
Convento- Sta. Teresa	38,8	230000/117	1200/7	8,33	$1,7305 + j \cdot 16,7694$	$0,2076 + j \cdot 2,0123$

Ajuste Extremo Boyacá

Zona 1

Empleando el ajuste sugerido en la Ecuación (7) se obtiene el siguiente alcance reactivo:

$$X_1 = 0,8 \cdot (0,5881 \, \Omega\text{-sec})$$

$$X_1 = 0,4705 \, \Omega\text{-sec}$$

Zona 2

Ajuste Típico

A partir de la Ecuación (8) se obtuvo el siguiente alcance típico:

$$X_2=1,2 \cdot (0,5881 \Omega\text{-sec})$$

$$X_2=0,7057 \Omega\text{-sec}$$

Con el alcance obtenido solo se logra cubrir un 15% de la línea adyacente de menor longitud, por lo tanto este ajuste será descartado ya que no se cumple con el margen mínimo de error.

Caso 1: Sin considerar el efecto Infeed

En vista de que la segunda zona tiene como función darle protección a toda la línea principal y a una porción de las líneas adyacentes, se toma como limitante a la línea Convento-Curupao 230 kV, la cual a pesar de presentar la impedancia aparente más grande, es la que posee la menor longitud y por lo tanto el menor ajuste de Zona 1. El ajuste correspondiente a la dicha zona es el siguiente:

- Ajuste Zona 1. Línea Convento Curupao

$$Z_1=(0,0654+j \cdot 0,7471) \Omega\text{-sec}$$

Al hacer el cociente del ajuste reactivo de la Zona 1 entre la reactancia total de la línea se obtiene una relación de 0,9980; lo cual sugiere que la Zona 1 tiene su ajuste al 99,80 % de la reactancia total de la línea. Este ajuste supera el margen de seguridad que se debe mantener para asegurar la selectividad de la protección. En vista de esto se sugiere una revisión de los ajustes referentes a esta línea, ya que es posible que la protección actúe erróneamente.

Los cálculos que involucren el alcance de la zona 1, serán realizados tanto con el ajuste actual como con el ajuste sugerido, el cual corresponde al 80% de la reactancia total de la línea.

Ajuste Sugerido

El ajuste sugerido corresponde al ajuste típico definido en la Ecuación (7) a partir de lo cual se obtiene el siguiente alcance:

$$X_1 = 0,8 \cdot (0,7486 \, \Omega\text{-sec})$$

$$X_1 = 0,5989 \, \Omega\text{-sec}$$

En vista de la impedancia base a la que están referidos los valores secundarios de la línea Convento-Curupao es distinta a la impedancia base del extremo en estudio, es necesario realizar la conversión de los valores secundarios de dichos ajustes a la referencia en que se está trabajando. Dicha conversión se obtiene a partir de la Ecuación (18), generando los siguientes resultados:

Ajuste Actual

$$X_1 = 0,4981 \, \Omega\text{-sec}$$

Ajuste Sugerido

$$X_1 = 0,3993 \, \Omega\text{-sec}$$

A partir de esto, se obtuvo el siguiente resultado empleando la Ecuación (9).

a) Considerando el Ajuste Actual asociado a la Zona 1 de la Línea Convento-Curupao

$$X_2=0,8 \cdot (0,5881+0,4981) \Omega\text{-sec}$$

$$X_2=0,8690 \Omega\text{-sec}$$

b) Considerando el Ajuste Sugerido asociado a la Zona 1 de la Línea Convento-Curupao

$$X_2=0,8 \cdot (0,5881+0,3993) \Omega\text{-sec}$$

$$X_2=0,7899 \Omega\text{-sec}$$

Caso 2: Considerando el electo Infeed con Máxima Generación

Para este caso se simularon fallas trifásicas en los puntos señalados en la Figura 37, correspondientes al ajuste obtenido en el caso 1, tanto para el ajuste actual como para el ajuste sugerido de la Zona 1 de la Línea Convento-Curupao de 230 kV. Para cada falla se observó la influencia del efecto Infeed, obteniendo a partir de la Ecuación (6) el valor del factor K cuando el sistema se encuentra con máxima generación. Una vez obtenido el valor del factor K, se aplicó la Ecuación (10), obteniendo así el ajuste correspondiente a la Zona 2 para cada simulación.

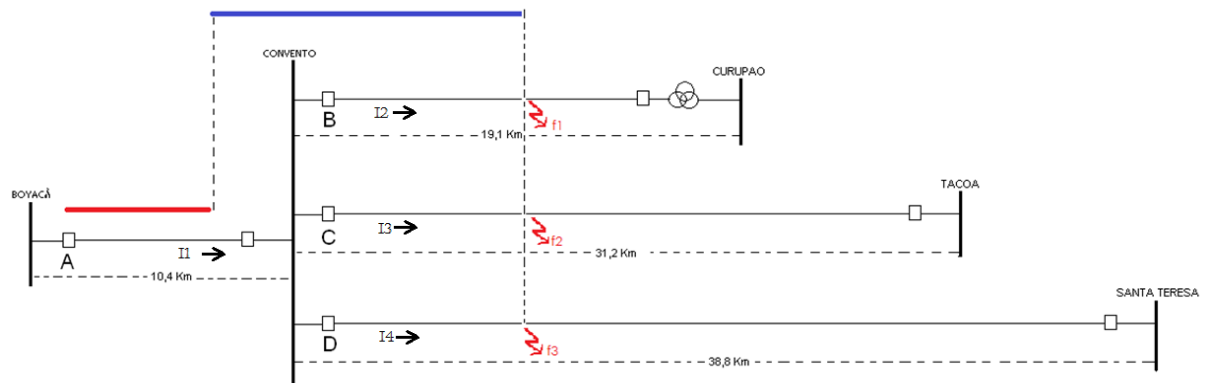


Figura 37: Ubicación de fallas para las simulaciones correspondientes al ajuste de la Zona 2

Caso 3: Considerando el Efecto Infeed con Mínima Generación

Se simularon fallas ubicadas en los mismos puntos señalados en la Figura 37 considerando en este caso que el Sistema se encuentra funcionando con su Mínima capacidad de operación. Para los casos 2 y 3 se obtuvieron ajustes que sobre-alcanzan a las terceras zonas de las líneas adyacentes, por lo tanto no serán tomados en cuenta.

Para todos los casos de las simulaciones se obtuvieron alcances que solapaban con la Zona 2 de la línea adyacente más corta, tanto para el ajuste sugerido como para el ajuste actual. Por lo tanto, para el ajuste del alcance reactivo de la Zona 2 no será considerado el Efecto Infeed de forma que se evite la actuación simultánea de las protecciones de la línea principal y la línea adyacente más corta. El ajuste seleccionado corresponde al obtenido en el Caso 1 (sin considerar el Efecto Infeed), obteniendo 2 alcances: uno realizado con los ajustes actuales y el segundo fue hecho a partir de los ajustes recomendados para el alcance de la zona 1 de la línea Convento-Curupao 230 kV:

Considerando el Ajuste Actual asociado a la Zona 1 de la Línea Convento-Curupao

$$X_2=0,8690 \Omega\text{-sec}$$

Considerando el Ajuste Sugerido asociado a la Zona 1 de la Línea Convento-Curupao

$$X_2=0,7899 \Omega\text{-sec}$$

Zona 3

Ajuste Típico

A partir de la Ecuación (11) se obtuvo el siguiente ajuste reactivo:

$$X_3=1,8 \cdot (0,5881 \Omega\text{-sec})$$

$$X_3=1,0586 \Omega\text{-sec}$$

Con el ajuste obtenido no se logra dar cobertura a la línea adyacente más corta (Línea Convento-Curupao sin considerar la impedancia generada por el banco de transformadores), por lo tanto, el alcance generado a partir del Ajuste Típico será descartado.

Caso 1: Sin Considerar el Efecto Infeed

Con la Zona 3 se pretende cubrir hasta el extremo remoto a la línea adyacente que presente mayor impedancia aparente, siendo en este caso la línea Convento-Curupao ya que a pesar de presentar la menor longitud, tiene la característica de finalizar con un banco de transformadores, lo cual aumenta considerablemente la impedancia vista desde el extremo Convento. Para este caso al considerar dicha impedancia se obtiene un alcance reactivo que solapa con las terceras zonas de las líneas adyacentes, por lo tanto no será considerada como la limitante en este caso.

Al tomar la siguiente impedancia mayor, correspondiente a la Línea Convento Santa-Teresa, se obtiene también un sobre-alcance de las terceras zonas adyacentes, por lo tanto para los cálculos se tomó como limitante a la Línea Convento-Tacoa cuyas características fueron definidas anteriormente. A partir de esto y empleando la Ecuación (12) se obtuvo el siguiente resultado:

$$X_3=1,2(0,5881+1,8718) \Omega\text{-sec}$$

$$X_3= 2,9519 \Omega\text{-sec}$$

Con el alcance obtenido se genera un sobre-alcance con la tercera zona de la línea adyacente más corta. En vista de esto, se propone aplicar el ajuste sugerido en la Ecuación (17). Para este caso la línea que presenta menor ajuste asociado a la zona 1, vista desde el extremo remoto, corresponde a la línea Tacoa-Junquito presentando el siguiente alcance:

- Ajuste Zona 1. Línea Tacoa-Junquito

$$Z_1 = (0,0794 + j \cdot 0,6575) \Omega\text{-sec}$$

$$X_3 = 0,8 \cdot (0,5881 + 1,8718 + 0,6575) \Omega\text{-sec}$$

$$X_3 = 2,4939 \Omega\text{-sec}$$

Caso 2: Considerando el Efecto Infeed Máxima Generación

Caso 3: Considerando el Efecto Infeed Mínima Generación

Al considerar el Efecto Infeed se obtiene un aumento de la impedancia vista por el relé, lo cual generaría un sobre-alcance con las terceras zonas de las líneas adyacentes ya que en el caso 1 se observó que el ajuste llegaba al límite de seguridad respecto a las terceras zonas contiguas. En vista de esto se seleccionó directamente el ajuste obtenido sin considerar el Efecto Infeed.

Ajuste Seleccionado

$$X_3 = 2,4939 \Omega\text{-sec}$$

Retardo: 1000 ms.

[ANEXO 12]

[Simulaciones asociadas al cálculo del Ajuste de Zona 2 Considerando el Efecto Infeed. Línea Boyacá-Convento. Extremo Boyacá]

Máxima Generación

a) Considerando el Ajuste Actual asociado a la Zona 1 de la Línea Convento-Curupao

- Falla al 37,29% de la Línea Convento-Curupao

				Sk'' [MVA]	Ishc'' [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]
Fault Location:											
CONVENTO-CURUPAO 230				5810.52	14.59	-83.78	35.66	14.58	5810.11	14.49	14.78
between:											
CURUPAO /Barras 2 230.00 2.92 -3.89											
TRF. CURUPAO #1 CURUPAO 69 TERCARIO				234.12	0.59	94.48					
CONVENTO-CURUPAO 230 CONVENTO 2				234.12	0.59	-85.52					
and:											
CONVENTO/Barras 2 230.00 41.37 -2.08											
SANTA TERESA-CONVENTO Santa Tere				1524.68	3.83	96.24					
TACOA-CONVENTO 230 kV TACOA 230				1409.13	3.54	94.23					
BOYACÁ-CONVENTO 230 k BOYACÁ 230				2073.83	5.21	97.16					
TRF. CONVENTO #1 TRF TACOA TERCARIO				142.59	0.36	98.32					
TRF. CONVENTO #2 R1 TERCARIO				142.59	0.36	98.32					
TRF. CONVENTO #3 R2 TERCARIO				142.59	0.36	98.32					
TRF. CONVENTO #4 R1 TERCARIO				142.59	0.36	98.32					
CONVENTO-CURUPAO 230 CURUPAO 23				5576.51	14.00	-83.71					

- Falla al 14,93% de la Línea Convento-Tacoe

				Sk'' [MVA]	Ishc'' [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]
Fault Location:											
TACOA-CONVENTO 230 k				7230.81	18.15	-84.79	45.37	18.13	7224.30	18.03	18.43
between:											
TACOA 23/Barras 2 230.00 72.99 -1.90											
TACOA-JUNQUITO 230 kV JUNQUITO 2				1141.44	2.87	97.02					
TRF JJSE 9 TAC 9				994.54	2.50	93.81					
TRF JJSE #5 TAC 5				163.84	0.41	93.43					
TRF JJSE #6 TAC 6				163.84	0.41	93.43					
TACOA-BOYACÁ #1 230 k BOYACÁ 230				1026.54	2.58	-84.54					
TACOA-BOYACÁ #2 230 k BOYACÁ 230				1026.54	2.58	-84.54					
TACOA-CONVENTO 230 kV CONVENTO 2				2521.28	6.33	-86.01					
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO				50.77	0.13	92.42					
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO				50.77	0.13	92.42					
TRF JJSE 7 TAC 7				994.54	2.50	93.81					
TRF JJSE 8 TAC 8				994.54	2.50	93.81					
TRF. TACOA-MAGALLANES TRF TACOA TERCARIO				22.58	0.06	115.16					
and:											
CONVENTO/Barras 2 230.00 23.93 -0.03											
SANTA TERESA-CONVENTO Santa Tere				1756.87	4.41	95.41					
TACOA-CONVENTO 230 kV TACOA 230				4710.41	11.82	-84.13					
BOYACÁ-CONVENTO 230 k BOYACÁ 230				2140.97	5.37	96.01					
TRF. CONVENTO #1 TRF TACOA TERCARIO				179.72	0.45	96.11					
TRF. CONVENTO #2 R1 TERCARIO				179.72	0.45	96.11					
TRF. CONVENTO #3 R2 TERCARIO				179.72	0.45	96.11					
TRF. CONVENTO #4 R1 TERCARIO				179.72	0.45	96.11					
CONVENTO-CURUPAO 230 CURUPAO 23				93.92	0.24	99.38					

- Falla al 13,88 % de la Línea Convento-Santa Teresa

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
SANTA TERESA-CONVENT	7139.53	17.92	-84.55	44.57	17.91	7136.60	17.79
between:							
CONVENTO/Barras 2 230.00 27.68 -0.46							
SANTA TERESA-CONVENTO Santa Tere	4712.22	11.83	-84.57				
TACOA-CONVENTO 230 kV TACOA 230	1573.27	3.95	93.47				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k BOYACÁ 230	2324.32	5.83	96.37				
TRF. CONVENTO #1 TRF TACOA TERCARIO	180.46	0.45	96.14				
TRF. CONVENTO #2 R1 TERCARIO	180.46	0.45	96.14				
TRF. CONVENTO #3 R2 TERCARIO	180.46	0.45	96.14				
TRF. CONVENTO #4 R1 TERCARIO	180.46	0.45	96.14				
CONVENTO-CURUPAO 230 CURUPAO 23	94.31	0.24	99.41				
and:							
Santa Te/Transmis 230.00 88.46 -0.40							
Santa Teresa - Río Ch Río Chico	96.51	0.24	97.60				
SANTA TERESA-CONVENTO CONVENTO 2	2427.30	6.09	-84.51				
SANTA TERESA-PAPELÓN PAPELÓN 23	339.69	0.85	89.51				
S.Teresa 230/115 AT 1 Santa Tere	34.16	0.09	108.62				
S.Teresa 230/115 AT 2 Santa Tere	116.83	0.29	108.62				
Santa Teresa - Aragua Aragua 230	239.52	0.60	97.72				
Santa Teresa - Diego Diego Losa	341.47	0.86	97.22				
Santa Teresa - Diego Diego Losa	341.47	0.86	97.22				
AT_Santa Teresa 400/2 Santa Tere	404.38	1.02	92.80				
AT_Santa Teresa 400/2 Santa Tere	404.38	1.02	92.80				
Barbacoa I - Santa Te Barbacoa 2	116.27	0.29	98.27				

b) Considerando el Ajuste Sugerido asociado a la Zona 1 de la Línea Convento-Curupao

- Falla al 26,79% de la Línea Convento-Curupao

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
CONVENTO-CURUPAO 230	6294.86	15.80	-83.95	38.78	15.80	6293.00	15.70
between:							
CURUPAO /Barras 2 230.00 3.03 -3.35							
TRF. CURUPAO #1 CURUPAO 69 TERCARIO	208.37	0.52	95.02				
CONVENTO-CURUPAO 230 CONVENTO 2	208.37	0.52	-84.98				
and:							
CONVENTO/Barras 2 230.00 32.44 -2.29							
SANTA TERESA-CONVENTO Santa Tere	1655.37	4.16	96.07				
TACOA-CONVENTO 230 kV TACOA 230	1531.33	3.84	94.07				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k BOYACÁ 230	2256.35	5.66	96.99				
TRF. CONVENTO #1 TRF TACOA TERCARIO	161.24	0.40	97.70				
TRF. CONVENTO #2 R1 TERCARIO	161.24	0.40	97.70				
TRF. CONVENTO #3 R2 TERCARIO	161.24	0.40	97.70				
TRF. CONVENTO #4 R1 TERCARIO	161.24	0.40	97.70				
CONVENTO-CURUPAO 230 CURUPAO 23	6086.52	15.28	-83.92				

- Falla al 10,72% de la Línea Convento-Tacoa

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
TACOA-CONVENTO 230 k	7405.24	18.59	-84.74	46.42	18.57	7396.30	18.47
between:							
TACOA 23/Barras 2 230.00 71.88 -2.01							
TACOA-JUNQUITO 230 kV JUNQUITO 2	1139.54	2.86	97.10				
TRF JJSB 9 TAC 9	1009.69	2.53	93.86				
TRF JJSB #5 TAC 5	166.34	0.42	93.48				
TRF JJSB #6 TAC 6	166.34	0.42	93.48				
TACOA-BOYACÁ #1 230 k BOYACÁ 230	1121.22	2.81	-84.42				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k BOYACÁ 230	1121.22	2.81	-84.42				
TACOA-CONVENTO 230 kV CONVENTO 2	2365.95	5.94	-86.12				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	46.40	0.12	92.21				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	46.40	0.12	92.21				
TRF JJSB 7 TAC 7	1009.69	2.53	93.86				
TRF JJSB 8 TAC 8	1009.69	2.53	93.86				
TRF. TACOA-MAGALLANES TRF TACOA TERCARIO	17.50	0.04	123.81				
and:							
CONVENTO/Barras 2 230.00 18.39 0.02							
SANTA TERESA-CONVENTO Santa Tere	1844.07	4.63	95.41				
TACOA-CONVENTO 230 kV TACOA 230	5040.30	12.65	-84.09				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k BOYACÁ 230	2330.99	5.85	96.10				
TRF. CONVENTO #1 TRF TACOA TERCARIO	191.38	0.48	96.08				
TRF. CONVENTO #2 R1 TERCARIO	191.38	0.48	96.08				
TRF. CONVENTO #3 R2 TERCARIO	191.38	0.48	96.08				
TRF. CONVENTO #4 R1 TERCARIO	191.38	0.48	96.08				
CONVENTO-CURUPAO 230 CURUPAO 23	100.01	0.25	99.35				

- Falla al 9,27% de la Línea Convento-Santa Teresa

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
SANTA TERESA-CONVENT	7342.19	18.43	-84.56	45.85	18.42	7337.88	18.30
between:							
CONVENTO/Barras 2 230.00 21.11 -0.47							
SANTA TERESA-CONVENTO Santa Tere	5002.24	12.56	-84.58				
TACOA-CONVENTO 230 kV TACOA 230	1669.28	4.19	93.46				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k BOYACÁ 230	2466.41	6.19	96.36				
TRF. CONVENTO #1 TRF TACOA TERCARIO	191.96	0.48	96.12				
TRF. CONVENTO #2 R1 TERCARIO	191.96	0.48	96.12				
TRF. CONVENTO #3 R2 TERCARIO	191.96	0.48	96.12				
TRF. CONVENTO #4 R1 TERCARIO	191.96	0.48	96.12				
CONVENTO-CURUPAO 230 CURUPAO 23	100.32	0.25	99.39				
and:							
Santa Te/Transmis 230.00 89.15 -0.42							
Santa Teresa - Rio Ch Rio Chico	95.07	0.24	97.63				
SANTA TERESA-CONVENTO CONVENTO 2	2339.95	5.87	-84.52				
SANTA TERESA-PAPELÓN PAPELÓN 23	294.41	0.74	88.38				
S.Teresa 230/115 AT 1 Santa Tere	33.49	0.08	108.66				
S.Teresa 230/115 AT 2 Santa Tere	114.54	0.29	108.66				
Santa Teresa - Aragua Aragua 230	234.41	0.59	97.75				
Santa Teresa - Diego Diego Losa	334.21	0.84	97.25				
Santa Teresa - Diego Diego Losa	334.21	0.84	97.25				
AT_Santa Teresa 400/2 Santa Tere	396.39	1.00	92.83				
AT_Santa Teresa 400/2 Santa Tere	396.39	1.00	92.83				
Barbacoa I - Santa Te Barbacoa 2	114.56	0.29	98.31				

Mínima Generación

c) Considerando el Ajuste Actual asociado a la Zona 1 de la Línea Convento-Curupao

- Falla al 37,29% de la Línea Convento-Curupao

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
CONVENTO-CURUPAO 230	5362.14	13.46	-83.83	32.97	13.45	5359.11	13.36
between:							
CURUPAO /Barras 2 230.00 2.65 -3.98							
TRF. CURUPAO #1 CURUPAO 69 TERCARIO	212.68	0.53	94.39				
CONVENTO-CURUPAO 230 CONVENTO 2	212.68	0.53	-85.61				
and:							
CONVENTO/Barras 2 230.00 38.20 -2.13							
SANTA TERESA-CONVENTO Santa Tere	1552.78	3.90	96.20				
TACOA-CONVENTO 230 kV TACOA 230	1254.04	3.15	94.15				
BOYACA-CONVENTO 230 k BOYACA 230	1843.58	4.63	97.09				
TRF. CONVENTO #1 TRF TACOA TERCARIO	125.15	0.31	98.50				
TRF. CONVENTO #2 R1 TERCARIO	125.15	0.31	98.50				
TRF. CONVENTO #3 R2 TERCARIO	125.15	0.31	98.50				
TRF. CONVENTO #4 R1 TERCARIO	125.15	0.31	98.50				
CONVENTO-CURUPAO 230 CURUPAO 23	5149.56	12.93	-83.76				

- Falla al 14,93% de la Línea Convento-Tacoa

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
TACOA-CONVENTO 230 k	6525.34	16.38	-84.74	40.94	16.30	6493.93	16.25
between:							
TACOA 23/Barras 2 230.00 64.14 -1.87							
TACOA-JUNQUITO 230 kV JUNQUITO 2	1341.87	3.37	96.45				
TRF JJSB #5 TAC 5	183.62	0.46	92.99				
TRF JJSB #6 TAC 6	183.62	0.46	92.99				
TACOA-BOYACA #1 230 k BOYACA 230	884.35	2.22	-84.57				
TACOA-BOYACA #2 230 k BOYACA 230	884.35	2.22	-84.57				
TACOA-CONVENTO 230 kV CONVENTO 2	2215.53	5.56	-85.97				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	17.47	0.04	110.74				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	17.47	0.04	110.74				
TRF JJSB 7 TAC 7	1114.59	2.80	93.37				
TRF JJSB 8 TAC 8	1114.59	2.80	93.37				
TRF. TACOA-MAGALLANES TRF TACOA TERCARIO	15.97	0.04	127.34				
and:							
CONVENTO/Barras 2 230.00 21.90 -0.00							
SANTA TERESA-CONVENTO Santa Tere	1764.74	4.43	95.43				
TACOA-CONVENTO 230 kV TACOA 230	4310.58	10.82	-84.11				
BOYACA-CONVENTO 230 k BOYACA 230	1842.54	4.63	96.01				
TRF. CONVENTO #1 TRF TACOA TERCARIO	155.56	0.39	96.33				
TRF. CONVENTO #2 R1 TERCARIO	155.56	0.39	96.33				
TRF. CONVENTO #3 R2 TERCARIO	155.56	0.39	96.33				
TRF. CONVENTO #4 R1 TERCARIO	155.56	0.39	96.33				
CONVENTO-CURUPAO 230 CURUPAO 23	81.29	0.20	99.60				

- Falla al 13,88 % de la Línea Convento-Santa Teresa

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
SANTA TERESA-CONVENT	6565.64	16.48	-84.54	41.01	16.46	6558.57	16.34
between:							
CONVENTO/Barras 2 230.00 24.50 -0.45							
SANTA TERESA-CONVENTO Santa Tere	4170.30	10.47	-84.56				
TACOA-CONVENTO 230 kV TACOA 230	1392.68	3.50	93.44				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k BOYACÁ 230	2056.17	5.16	96.35				
TRF. CONVENTO #1 TRF TACOA TERCARIO	159.83	0.40	96.32				
TRF. CONVENTO #2 R1 TERCARIO	159.83	0.40	96.32				
TRF. CONVENTO #3 R2 TERCARIO	159.83	0.40	96.32				
TRF. CONVENTO #4 R1 TERCARIO	159.83	0.40	96.32				
CONVENTO-CURUPAO 230 CURUPAO 23	83.53	0.21	99.59				
and:							
Santa Te/Transmis 230.00 87.30 -0.39							
Santa Teresa - Río Ch Río Chico	98.01	0.25	97.58				
SANTA TERESA-CONVENTO CONVENTO 2	2395.35	6.01	-84.50				
SANTA TERESA-PAPELÓN PAPELÓN 23	291.39	0.73	88.55				
S.Teresa 230/115 AT 1 Santa Tere	34.45	0.09	108.62				
S.Teresa 230/115 AT 2 Santa Tere	117.82	0.30	108.62				
Santa Teresa - Aragua Aragua 230	240.91	0.60	97.73				
Santa Teresa - Diego Diego Losa	343.48	0.86	97.22				
Santa Teresa - Diego Diego Losa	343.48	0.86	97.22				
AT_Santa Teresa 400/2 Santa Tere	407.70	1.02	92.79				
AT_Santa Teresa 400/2 Santa Tere	407.70	1.02	92.79				
Barbacoa I - Santa Te Barbacoa 2	118.12	0.30	98.26				

d) Considerando el Ajuste Sugerido asociado a la Zona 1 de la Línea Convento-Curupao

- Falla al 26,79% de la Línea Convento-Curupao

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
CONVENTO-CURUPAO 230	5772.56	14.49	-83.99	35.62	14.48	5768.07	14.38
between:							
CURUPAO /Barras 2 230.00 2.73 -3.42							
TRF. CURUPAO #1 CURUPAO 69 TERCARIO	187.51	0.47	94.95				
CONVENTO-CURUPAO 230 CONVENTO 2	187.51	0.47	-85.05				
and:							
CONVENTO/Barras 2 230.00 29.77 -2.32							
SANTA TERESA-CONVENTO Santa Tere	1674.72	4.20	96.04				
TACOA-CONVENTO 230 kV TACOA 230	1354.22	3.40	94.00				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k BOYACÁ 230	1993.38	5.00	96.93				
TRF. CONVENTO #1 TRF TACOA TERCARIO	141.03	0.35	97.86				
TRF. CONVENTO #2 R1 TERCARIO	141.03	0.35	97.86				
TRF. CONVENTO #3 R2 TERCARIO	141.03	0.35	97.86				
TRF. CONVENTO #4 R1 TERCARIO	141.03	0.35	97.86				
CONVENTO-CURUPAO 230 CURUPAO 23	5585.08	14.02	-83.95				

- Falla al 10,72% de la Línea Convento-Tacoa

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
TACOA-CONVENTO 230 k	6675.00	16.76	-84.70	41.84	16.67	6638.94	16.63
between:							
TACOA 23/Barras 2 230.00 62.96 -1.99							
TACOA-JUNQUITO 230 kV JUNQUITO 2	1344.45	3.37	96.51				
TRF JJSB #5 TAC 5	186.27	0.47	93.04				
TRF JJSB #6 TAC 6	186.27	0.47	93.04				
TACOA-BOYACÁ #1 230 k BOYACÁ 230	968.31	2.43	-84.45				
TACOA-BOYACÁ #2 230 k BOYACÁ 230	968.31	2.43	-84.45				
TACOA-CONVENTO 230 kV CONVENTO 2	2072.30	5.20	-86.10				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	12.87	0.03	117.19				
TRF. TACOA-ARRECIFE # ARRECIFE 6 TERCARIO	12.87	0.03	117.19				
TRF JJSB 7 TAC 7	1130.68	2.84	93.42				
TRF JJSB 8 TAC 8	1130.68	2.84	93.42				
TRF. TACOA-MAGALLANES TRF TACOA TERCARIO	12.02	0.03	144.42				
and:							
CONVENTO/Barras 2 230.00 16.79 0.03							
SANTA TERESA-CONVENTO Santa Tere	1844.82	4.63	95.43				
TACOA-CONVENTO 230 kV TACOA 230	4603.59	11.56	-84.08				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k BOYACÁ 230	2010.53	5.05	96.10				
TRF. CONVENTO #1 TRF TACOA TERCARIO	165.50	0.42	96.29				
TRF. CONVENTO #2 R1 TERCARIO	165.50	0.42	96.29				
TRF. CONVENTO #3 R2 TERCARIO	165.50	0.42	96.29				
TRF. CONVENTO #4 R1 TERCARIO	165.50	0.42	96.29				
CONVENTO-CURUPAO 230 CURUPAO 23	86.49	0.22	99.55				

- Falla al 9,27% de la Línea Convento-Santa Teresa

	Sk"	Ishc"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]
Fault Location:							
SANTA TERESA-CONVENT	6710.88	16.85	-84.55	41.93	16.80	6693.98	16.71
between:							
CONVENTO/Barras 2 230.00 18.57 -0.46							
SANTA TERESA-CONVENTO Santa Tere	4401.20	11.05	-84.57				
TACOA-CONVENTO 230 kV TACOA 230	1469.49	3.69	93.43				
BOYACÁ-CONVENTO 230 k BOYACÁ 230	2169.70	5.45	96.35				
TRF. CONVENTO #1 TRF TACOA TERCARIO	168.82	0.42	96.29				
TRF. CONVENTO #2 R1 TERCARIO	168.82	0.42	96.29				
TRF. CONVENTO #3 R2 TERCARIO	168.82	0.42	96.29				
TRF. CONVENTO #4 R1 TERCARIO	168.82	0.42	96.29				
CONVENTO-CURUPAO 230 CURUPAO 23	88.22	0.22	99.56				
and:							
Santa Te/Transmis 230.00 88.00 -0.40							
Santa Teresa - Río Ch Río Chico	96.55	0.24	97.60				
SANTA TERESA-CONVENTO CONVENTO 2	2309.67	5.80	-84.51				
SANTA TERESA-PAPELÓN PAPELÓN 23	247.83	0.62	87.13				
S.Teresa 230/115 AT 1 Santa Tere	33.78	0.08	108.66				
S.Teresa 230/115 AT 2 Santa Tere	115.53	0.29	108.66				
Santa Teresa - Aragua Aragua 230	235.82	0.59	97.76				
Santa Teresa - Diego Diego Losa	336.24	0.84	97.25				
Santa Teresa - Diego Diego Losa	336.24	0.84	97.25				
AT Santa Teresa 400/2 Santa Tere	399.71	1.00	92.82				
AT Santa Teresa 400/2 Santa Tere	399.71	1.00	92.82				
Barbacoa I - Santa Te Barbacoa 2	116.39	0.29	98.29				

[ANEXO 14]

[Ajuste Resistivo de la Característica Mho]

Línea Tacoa-Convento. Extremo Tacoa

Zona 1

$$R_1 = 0,8 \cdot (R_L)$$

$$R_1 = 0,8 \cdot (0,1858 \, \Omega\text{-sec})$$

$$R_1 = 0,1486 \, \Omega\text{-sec}$$

Zona 2

$$R_2 = 1,2 \cdot (R_L)$$

$$R_2 = 1,2 \cdot (0,1858 \, \Omega\text{-sec})$$

$$R_2 = 0,2227 \, \Omega\text{-sec}$$

Zona 3

$$R_3 = 1,2 \cdot (R_L + R_{\text{MAYOR VISTA DESDE EXTREMO REMOTO}})$$

$$R_3 = 1,2 \cdot (0,1858 + 0,0727) \, \Omega\text{-sec}$$

$$R_3 = 0,3102 \, \Omega\text{-sec}$$

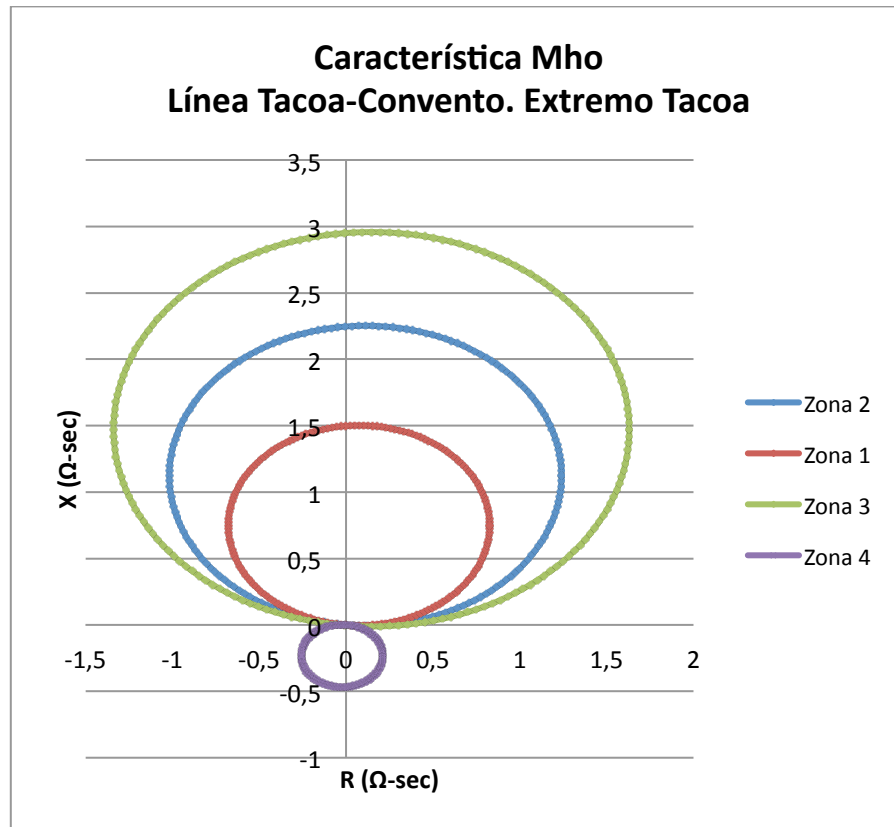
Zona 4

$$R_4 = 0,25 \cdot (R_L)$$

$$R_4 = 0,25 \cdot (0,1858 \, \Omega\text{-sec})$$

$$R_4 = 0,0464 \, \Omega\text{-sec}$$

En la Gráfica 7, se observa la característica Mho en el plano RX, correspondiente al Extremo Tacoa de la Línea Tacoa-Convento.



Gráfica 7: Característica Mho. Línea Tacoa-Convento. Extremo Tacoa

Línea Boyacá-Convento. Extremo Convento

Zona 1

$$R_1 = 0,8 \cdot (R_L)$$

$$R_1 = 0,8 \cdot (0,0727 \Omega\text{-sec})$$

$$R_1 = 0,0582 \Omega\text{-sec}$$

Zona 2

$$R_2 = 0,8 \cdot (R_L + R_{1\text{-LINEA ADYACENTE MÁS CORTA}})$$

- a) Considerando el Ajuste Actual asociado a la Zona 1 de la Línea Boyacá-Tacoa 1

$$R_2 = 0,8 \cdot (0,0727 + 0,1430) \Omega\text{-sec}$$

$$R_2 = 0,1726 \Omega\text{-sec}$$

b) Considerando el Ajuste Sugerido asociado a la Zona 1 de la Línea Boyacá-Tacoa 1

$$R_2 = 0,8 \cdot (0,0727 + 0,1406) \Omega\text{-sec}$$

$$R_2 = 0,1704 \Omega\text{-sec}$$

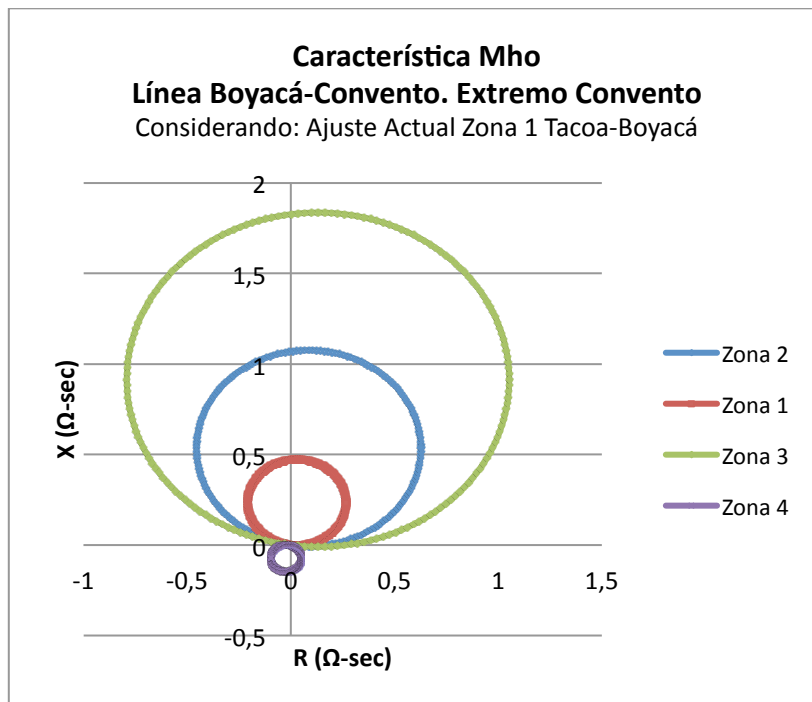
Zona 3

$$R_3 = 0,8 \cdot (R_L + R_{\text{ADYACENTE MAS CORTA}} + R_{\text{1-MENOR VISTA DESDE EXTREMO REMOTO}})$$

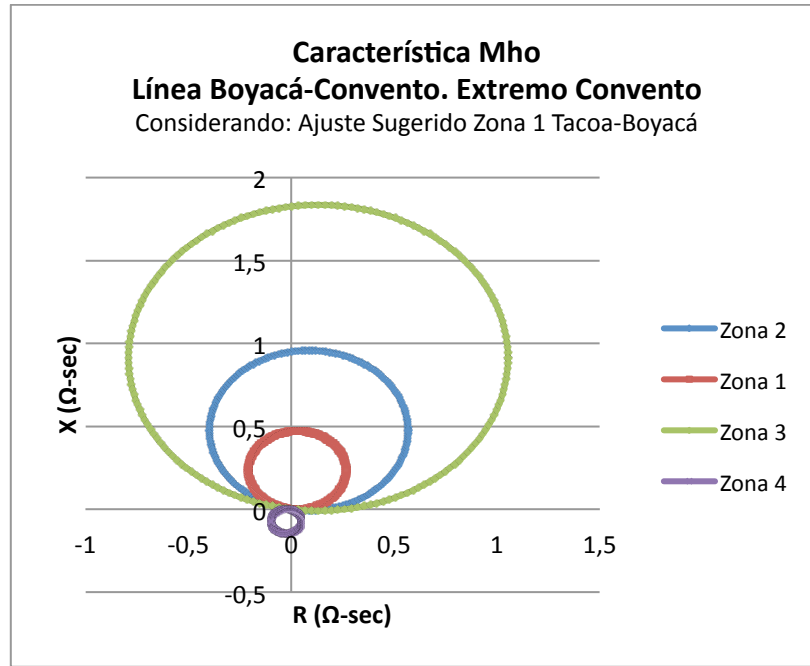
$$R_3 = 0,8 \cdot (0,0727 + 0,1757 + 0,0794) \Omega\text{-sec}$$

$$R_3 = 0,2622 \Omega\text{-sec}$$

En la Gráfica 8 y Gráfica 9 se observan las curvas obtenidas para la característica Mho correspondiente al Extremo Convento de la Línea Boyacá-Convento, considerando el ajuste actual y sugerido referente a la primera zona de la Línea Boyacá-Tacoa.



Gráfica 8: Característica Mho. Extremo Convento (Considerando: Ajuste Actual
Zona 1 Tacoa-Boyacá)



Gráfica 9: Característica Mho. Extremo Convento (Considerando: Ajuste Sugerido
Zona 1 Tacoa-Boyacá)

Línea Boyacá-Convento. Extremo Boyacá

Zona 1

$$R_1 = 0,8 \cdot (R_L)$$

$$R_1 = 0,8 \cdot (0,0727 \Omega\text{-sec})$$

$$R_1 = 0,0582 \Omega\text{-sec}$$

Zona 2

$$R_2 = 0,8 \cdot (R_L + R_1\text{-LINEA ADYACENTE MÁS CORTA})$$

- a) Considerando el Ajuste Actual asociado a la Zona 1 de la Línea Convento-Curupao

$$R_2=0,8 \cdot (0,0727+0,0654) \Omega\text{-sec}$$

$$R_2=0,1105 \Omega\text{-sec}$$

b) Considerando el Ajuste Sugerido asociado a la Zona 1 de Línea Convento-Curupao

$$R_2=0,8 \cdot (0,0727+0,8 \cdot 0,0834) \Omega\text{-sec}$$

$$R_2=0,1115 \Omega\text{-sec}$$

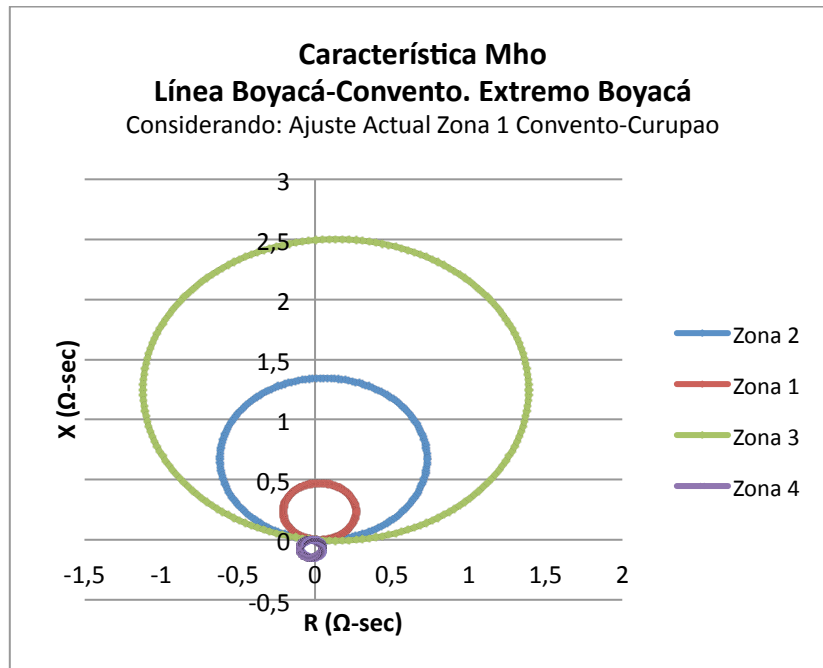
Zona 3

$$R_3=0,8 \cdot (R_L + R_{\text{ADYACENTE MAS CORTA}} + R_{\text{1-MENOR VISTA DESDE EXTREMO REMOTO}})$$

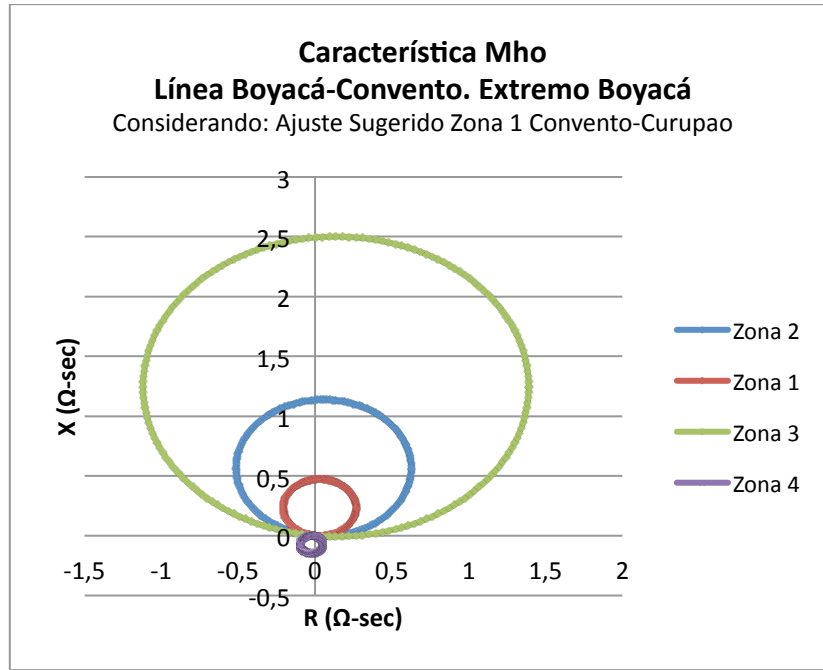
$$R_3=0,8 \cdot (0,0727+0,1858+0,0794) \Omega\text{-sec}$$

$$R_3=0,2703 \Omega\text{-sec}$$

En la Gráfica 10 y Gráfica 11 se observan las curvas obtenidas para la característica Mho correspondientes al Extremo Boyacá de la Línea Boyacá-Convento, considerando los ajustes actuales y sugeridos referentes a la primera zona de las Líneas Tacoa-Convento y Tacoa-Junquito.



Gráfica 10: Característica Mho. Extremo Boyacá (Considerando: Ajuste Actual Zona 1 Convento-Curupao y Ajuste Actual Zona1 Tacoa-Junquito)

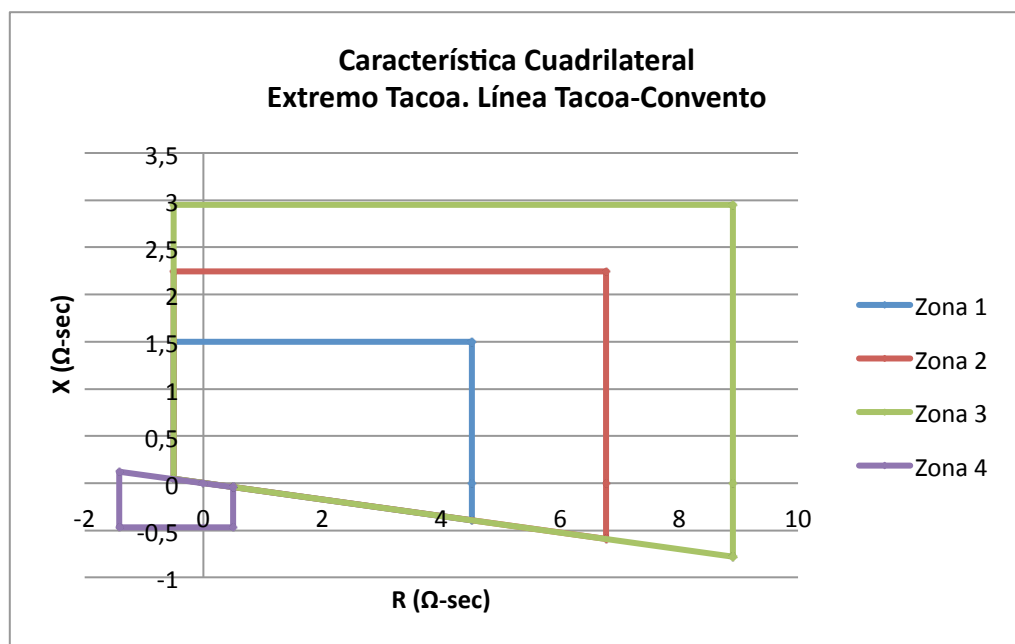


Gráfica 11: Característica Mho. Extremo Boyacá (Considerando: Ajuste Sugerido Zona 1 Convento-Curupao y Ajuste Actual Zona1 Tacoa-Junquito)

[ANEXO 15]

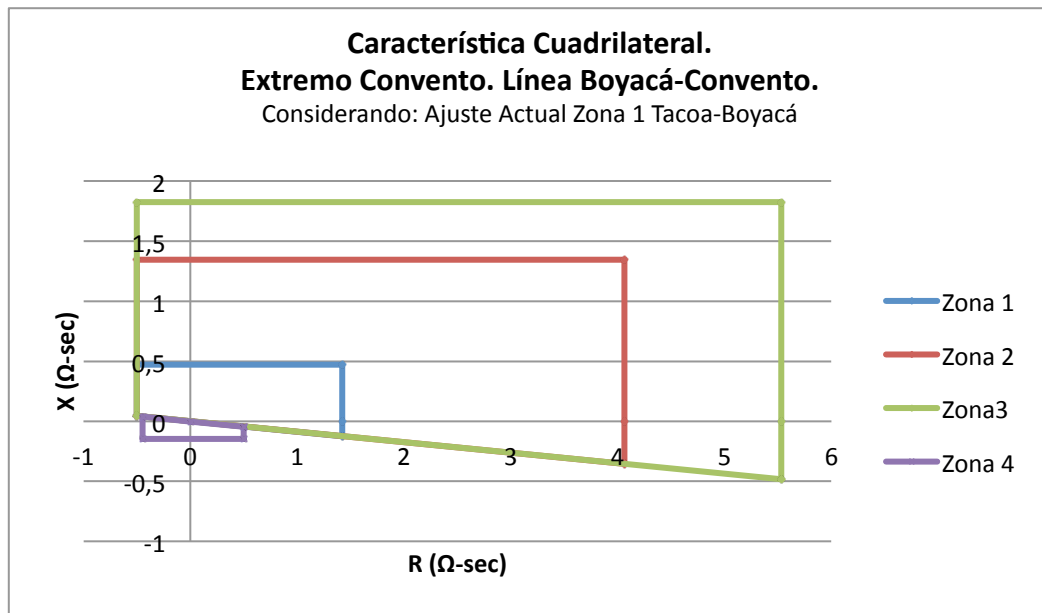
[Ajuste Resistivo de la Característica Cuadrilateral]

Línea Tacoa-Convento. Extremo Tacoa

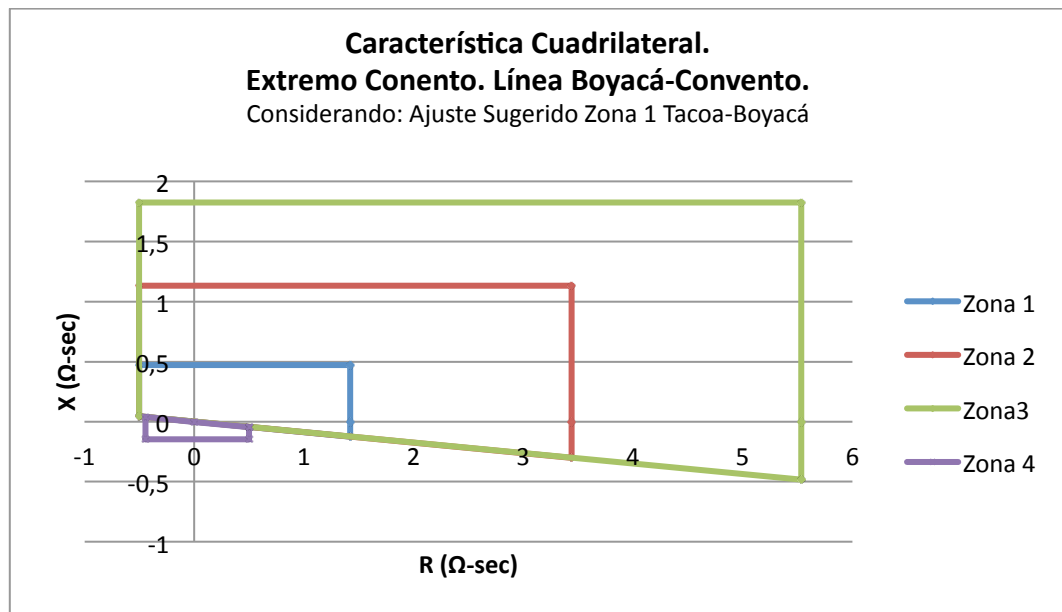


Gráfica 12: Característica Cuadrilateral. Línea Tacoa-Convento. Extremo Convento

Línea Boyacá-Convento. Extremo Convento

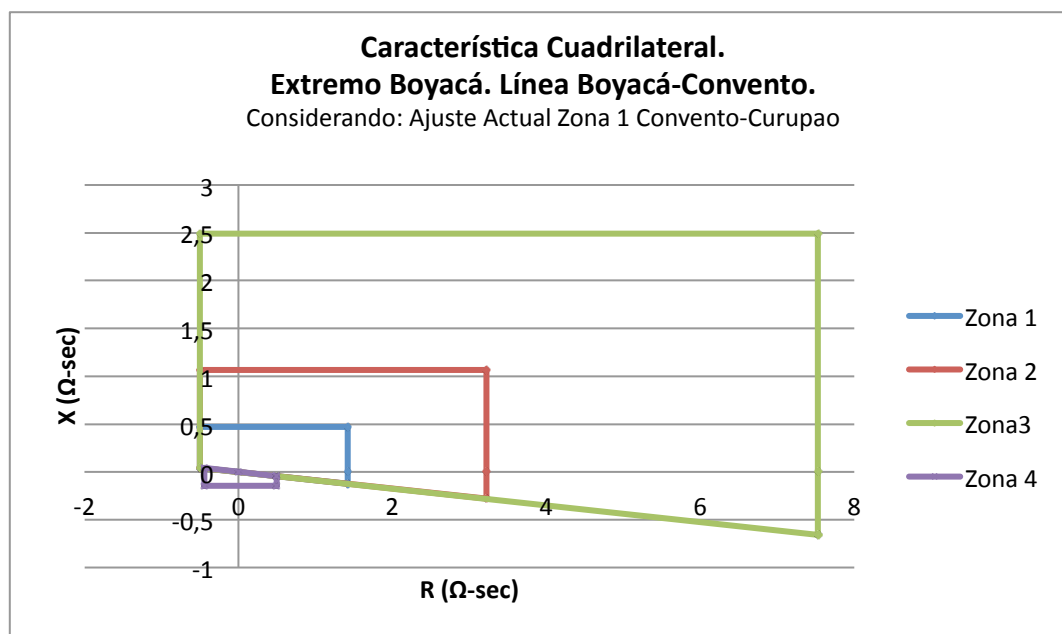


Gráfica 13: Característica Cuadrilateral. Línea Boyacá-Convento. Extremo Convento. Considerando: Ajuste Actual Zona 1 Tocoa-Boyacá

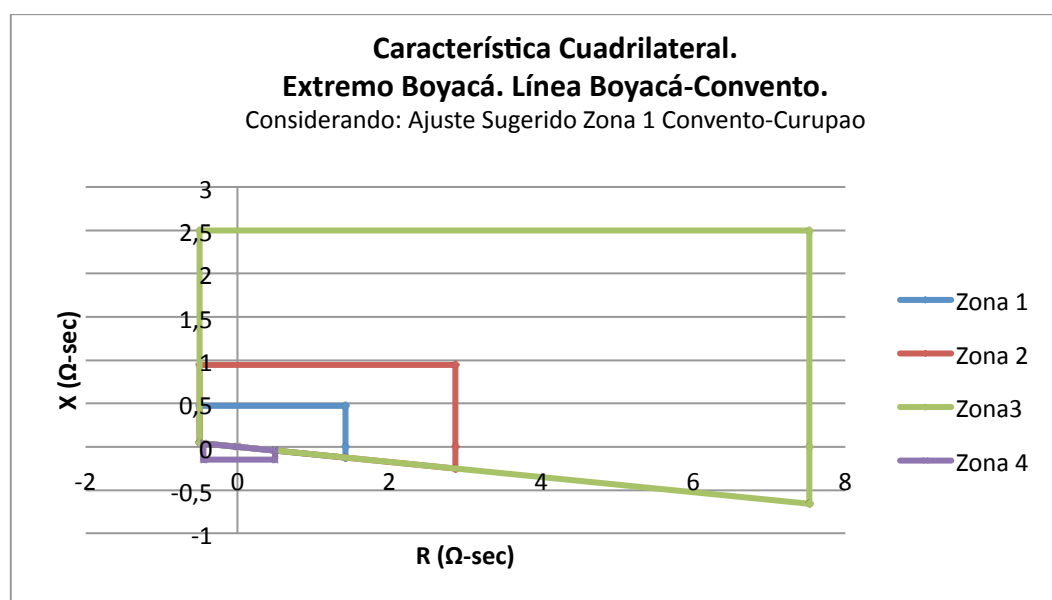


Gráfica 14: Característica Cuadrilateral. Línea Boyacá-Convento. Extremo Convento. Considerando: Ajuste Sugerido Zona 1 Tocoa-Boyacá

Línea Boyacá-Convento. Extremo Boyacá



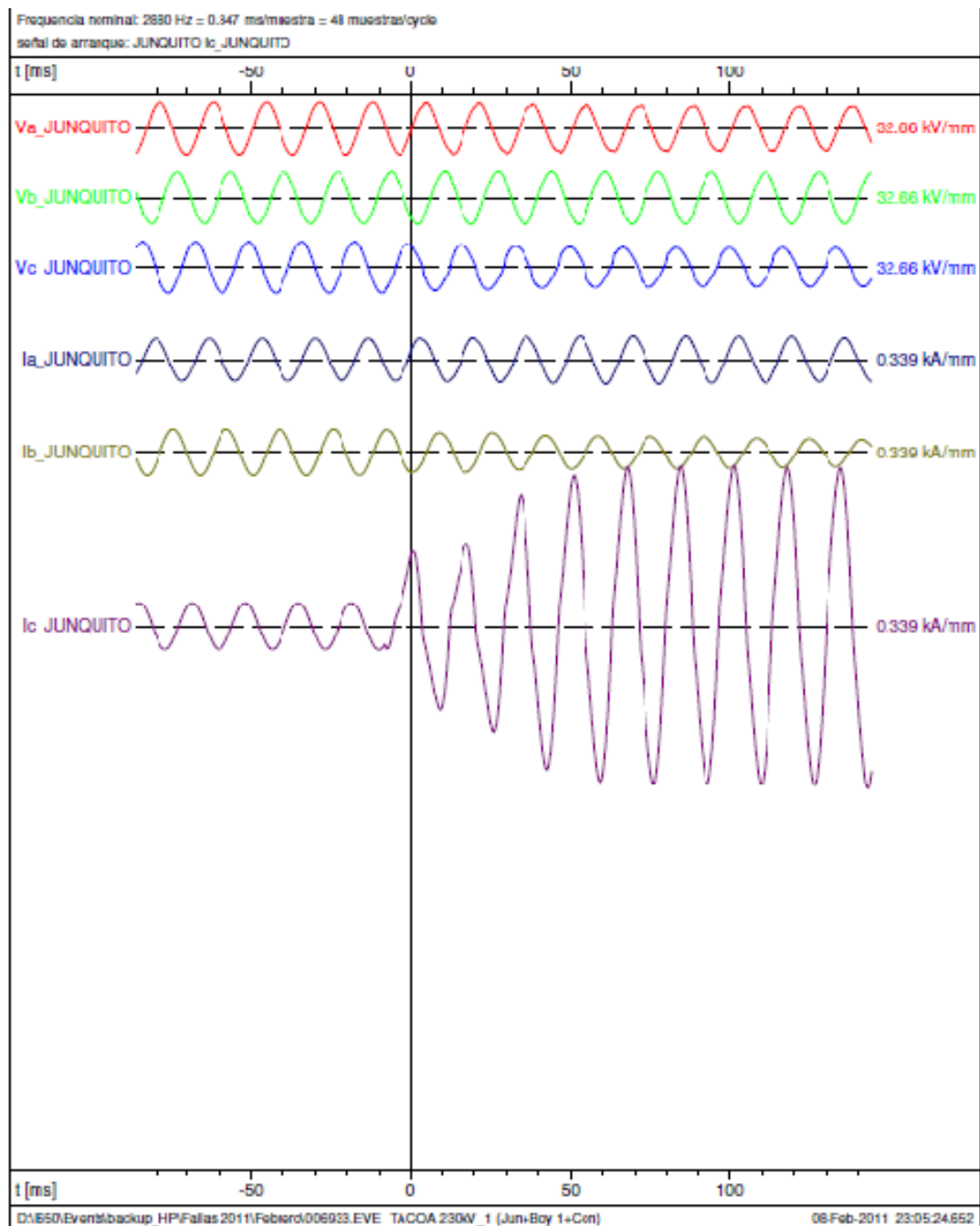
Gráfica 15: Característica Cuadrilateral. Línea Boyacá-Convento. Extremo Boyacá .
 Considerando: Ajuste Actual Zona 1 Convento-Curupao



Gráfica 16: Característica Cuadrilateral. Línea Boyacá-Convento. Extremo Boyacá .
 Considerando: Ajuste Sugerido Zona 1 Convento-Curupa

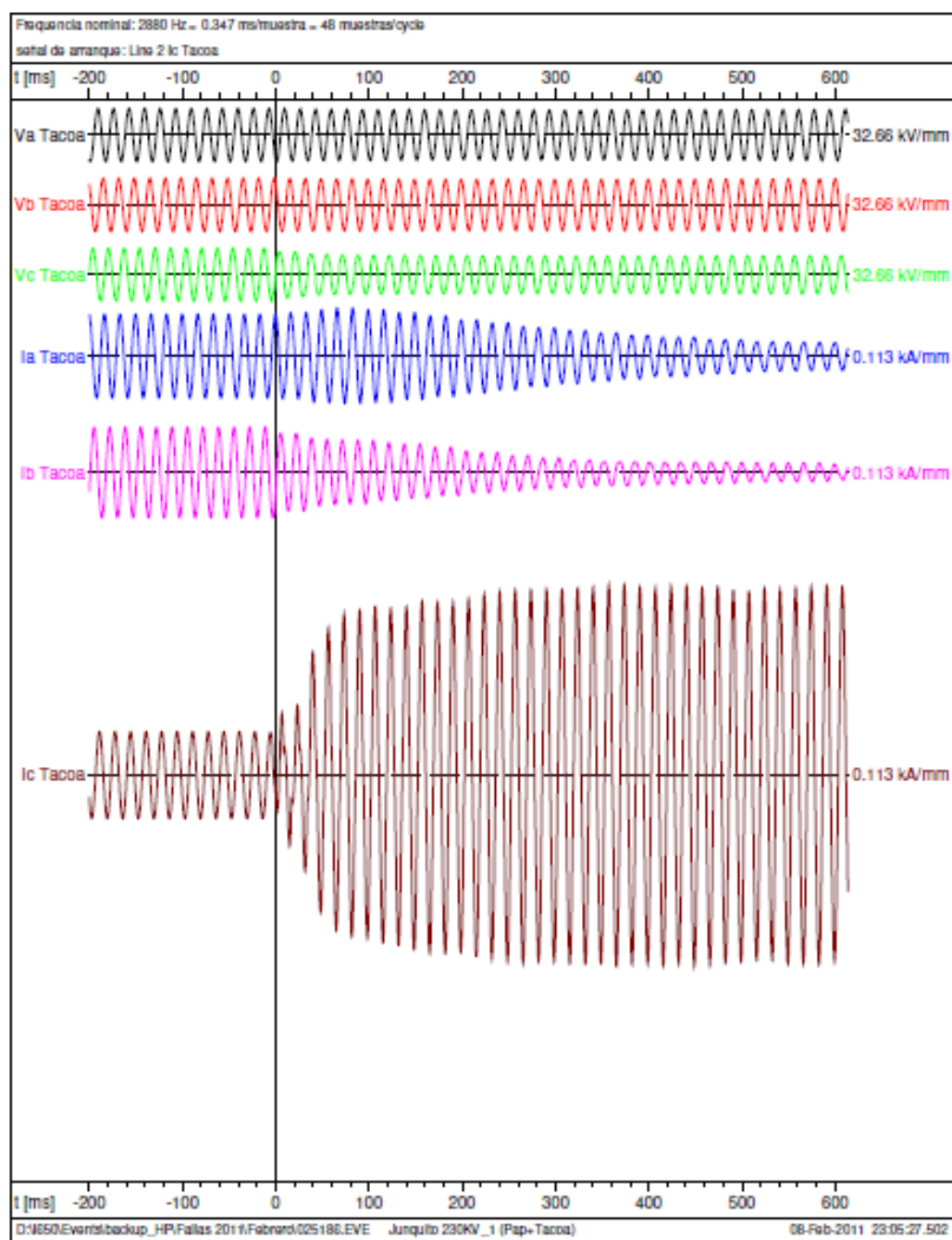
[ANEXO 16]

[Oscilografía Falla Tacoa-Junquito 08-02-2011. Extremo Tacoa]



[ANEXO 17]

[Oscilografía Falla Tacoa-Junquito 08-02-2011. Extremo Junquito]



[ANEXO 19]

[Simulaciones de Fallas monofásicas a Tierra]

Línea Tocoa-Convento 230 kV

- Falla a 10% de la Barra Convento

Short-Circuit Calculation according to IEC60909					Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents							
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic			Short-Circuit Duration							
		Conductor Temperature			Break Time							
		User Defined			Fault Clearing Time (Ith)							
		No			c-Voltage Factor							
					User Defined							
					No							
Fault Distance from Terminal j: ... ims\Barras 230 kV\CONVENTO 230 kV					Absolute							
Line: \Demo\CasoBaseEDC2011\Network Model\Network Data\EDC\3.- Study Case Base Maxima\Lineas 230 kV\TACOA-CONVENTO 230 kV					3.12 km							
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	C- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Lk" [deg]	Ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Fault Location:												
TACOA-CONVENTO 230 k	A	103.43	-38.29	1.10	1373.39	10.34	-38.29	25.82	10.34	1373.39	0.00	
	B	155.22	-122.03		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.04	
	C	146.57	124.28		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.09	
between:												
TACOA 23/Barra 2	230.00	127.78	-10.83									
		136.44	-119.10									
		149.15	116.54									
TACOA-JUNQUITO 230 k	JUNQUITO 230 k			A	155.25	1.17	145.09					
				B	56.57	0.43	-38.41					
				C	53.78	0.41	-38.48					
TRF JJSB 9	TAC 9			A	190.30	1.43	140.80					
				B	5.07	0.04	176.31					
				C	3.91	0.03	-169.72					
TRF JJSB #5	TAC 5			A	26.58	0.20	140.35					
				B	4.16	0.03	-44.36					
				C	4.30	0.03	-44.28					
TRF JJSB #6	TAC 6			A	26.58	0.20	140.35					
				B	4.16	0.03	-44.36					
				C	4.30	0.03	-44.28					
TACOA-BOYACÁ #1 230	BOYACÁ 230 kV			A	211.37	1.59	-37.37					
				B	2.99	0.02	23.16					
				C	2.78	0.02	32.12					
TACOA-BOYACÁ #2 230												
	BOYACÁ 230 kV			A	211.37	1.59	-37.37					
				B	2.99	0.02	23.16					
				C	2.78	0.02	32.12					
TACOA-CONVENTO 230 k	CONVENTO 230 k			A	437.27	3.29	-39.07					
				B	7.79	0.06	4.13					
				C	7.36	0.06	7.46					
TRF. TACOA-ARRECIFE	ARRECIFE 69 kV TERCARIO TACO			A	36.83	0.28	142.21					
				B	28.22	0.21	143.00					
				C	28.44	0.21	142.79					
TRF. TACOA-ARRECIFE	ARRECIFE 69 kV TERCARIO TACO			A	36.84	0.28	142.21					
				B	28.23	0.21	143.00					
				C	28.45	0.21	142.79					
TRF JJSB 7	TAC 7			A	190.30	1.43	140.80					
				B	5.07	0.04	176.31					
				C	3.91	0.03	-169.72					
TRF JJSB 8	TAC 8			A	190.30	1.43	140.80					
				B	5.07	0.04	176.31					
				C	3.91	0.03	-169.72					
TRF. TACOA-MAGALLANE	TRF TACOA TERCARIO TACO			A	7.40	0.06	152.01					
				B	4.50	0.03	136.67					
				C	4.72	0.04	136.27					
and:												
CONVENTO/Barra 2	230.00	106.53	-30.81									
		151.12	-121.35									
		146.65	122.53									
SANTA TERESA-CONVENT	Santa Teresa 2			A	314.67	2.37	142.39					
				B	29.42	0.22	-41.67					
				C	28.23	0.21	-41.86					
TACOA-CONVENTO 230 k	TACOA 230 kV			A	936.39	7.05	-37.93					
				B	7.66	0.06	-174.65					
				C	7.24	0.05	-171.18					
BOYACÁ-CONVENTO 230	BOYACÁ 230 kV			A	480.83	3.62	142.21					
				B	44.57	0.34	139.80					
				C	43.75	0.33	139.72					

- Falla a 20% de la Barra Convento

Short-Circuit Calculation according to IEC60909			Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents	
Asynchronous Motors Always Considered	Grid Identification Automatic		Short-Circuit Duration Break Time	
	Conductor Temperature User Defined		Fault Clearing Time (Ith)	
	No		c-Voltage Factor User Defined	
			No	
Fault Distance from Terminal j: ... ima\Barras 230 kV\CONVENTO 230 kV			Absolute	
Line: \Demo\CasoBaseEDC2011\Network Model\Network Data\EDC\3.- Study Case Base Maxima\Lineas 230 kV\TACOA-CONVENTO 230 kV			6.24 km	

	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	Angle [deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	Angle [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Fault Location:											
TACOA-CONVENTO 230 k	A	100.43	-39.84	1.10	1333.57	10.04	-39.84	25.13	10.04	1333.57	0.00
	B	156.30	-122.37		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.04
	C	147.00	124.81		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.09
between:											
TACOA 23/Barras 2	230.00	127.11	-10.56								
		136.71	-119.02								
		148.85	116.58								
TACOA-JUNQUITO 230 k	JUNQUITO 230 k			A	160.26	1.21	143.43				
				B	58.04	0.44	-40.03				
				C	55.28	0.42	-40.11				
TRF JJSB 9	TAC 9			A	190.54	1.43	139.15				
				B	6.55	0.05	163.13				
				C	5.16	0.04	170.50				
TRF JJSB #5	TAC 5			A	26.53	0.20	138.73				
				B	3.95	0.03	-45.81				
				C	4.09	0.03	-45.72				
TRF JJSB #6	TAC 6			A	26.53	0.20	138.73				
				B	3.95	0.03	-45.81				
				C	4.09	0.03	-45.72				
TACOA-BOYACÁ #1 230	BOYACÁ 230 kV			A	176.55	1.33	-39.07				
				B	3.54	0.03	2.54				
				C	3.19	0.02	8.45				

	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	Angle [deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	Angle [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
TACOA-BOYACÁ #2 230	BOYACÁ 230 kV			A	176.55	1.33	-39.07				
				B	3.54	0.03	2.54				
				C	3.19	0.02	8.45				
TACOA-CONVENTO 230 k	CONVENTO 230 k			A	518.66	3.91	-40.45				
				B	8.49	0.06	-7.45				
				C	7.98	0.06	-4.98				
TRF. TACOA-ARRECIFE	ARRECIFE 69 kV TERCARIO TACO			A	38.92	0.29	140.40				
				B	28.17	0.21	141.16				
				C	28.39	0.21	140.96				
TRF. TACOA-ARRECIFE	ARRECIFE 69 kV TERCARIO TACO			A	38.93	0.29	140.40				
				B	28.18	0.21	141.16				
				C	28.40	0.21	140.96				
TRF JJSB 7	TAC 7			A	190.54	1.43	139.15				
				B	6.55	0.05	163.13				
				C	5.16	0.04	170.50				
TRF JJSB 8	TAC 8			A	190.54	1.43	139.15				
				B	6.55	0.05	163.13				
				C	5.16	0.04	170.50				
TRF. TACOA-MAGALLANE	TRF TACOA TERCARIO TACO			A	9.36	0.07	147.09				
				B	3.87	0.03	135.07				
				C	4.08	0.03	134.62				
and:											
CONVENTO/Barras 2	230.00	106.99	-26.82								
		149.31	-121.13								
		146.95	121.79								
SANTA TERESA-CONVENT	Santa Teresa 2			A	284.66	2.14	140.97				
				B	30.29	0.23	-42.58				
				C	29.09	0.22	-42.75				
TACOA-CONVENTO 230 k	TACOA 230 kV			A	815.19	6.14	-39.46				
				B	8.32	0.06	173.60				
				C	7.81	0.06	176.18				
BOYACÁ-CONVENTO 230	BOYACÁ 230 kV			A	406.27	3.06	140.55				
				B	41.84	0.32	138.66				
				C	41.02	0.31	138.59				

- Falla a 30% de la Barra Convento

Short-Circuit Calculation according to IEC60909					Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents						
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic				Short-Circuit Duration Break Time					0.10 s
		Conductor Temperature User Defined No				Fault Clearing Time (Ith)					1.00 s
						c-Voltage Factor User Defined No					
Fault Distance from Terminal j: ... ima\Barras 230 kV\CONVENTO 230 kV					Absolute					9.36 km	
Line: \Demo\CasoBaseEDC2011\Network Model\Network Data\EDC\3.- Study Case Base Maxima\Lineas 230 kV\TACOA-CONVENTO 230 kV%											
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	Angle [deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	Angle [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Fault Location:											
TACOA-CONVENTO 230 k	A	98.98	-40.60	1.10	1314.36	9.90	-40.60	24.82	9.90	1314.36	0.00
	B	156.64	-122.54		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.04
	C	147.30	125.01		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.10
between:											
TACOA 23/Barras 2	230.00	126.58	-10.57								
		136.80	-118.98								
		148.72	116.59								
TACOA-JUNQUITO 230 k	JUNQUITO 230 k			A	167.33	1.26	142.58				
				B	60.27	0.45	-40.85				
				C	57.49	0.43	-40.93				
TRF JJSB 9	TAC 9			A	193.46	1.46	138.30				
				B	8.22	0.06	155.55				
				C	6.72	0.05	159.73				
TRF JJSB #5	TAC 5			A	26.85	0.20	137.91				
				B	3.80	0.03	-46.47				
				C	3.94	0.03	-46.37				
TRF JJSB #6	TAC 6			A	26.85	0.20	137.91				
				B	3.80	0.03	-46.47				
				C	3.94	0.03	-46.37				
TACOA-BOYACÁ #1 230	BOYACÁ 230 kV			A	145.74	1.10	-40.03				
				B	4.38	0.03	-10.50				
				C	3.95	0.03	-6.96				
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	Angle [deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	Angle [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
TACOA-BOYACÁ #2 230	BOYACÁ 230 kV			A	145.74	1.10	-40.03				
				B	4.38	0.03	-10.50				
				C	3.95	0.03	-6.96				
TACOA-CONVENTO 230 k	CONVENTO 230 k			A	603.90	4.55	-41.09				
				B	9.47	0.07	-16.08				
				C	8.91	0.07	-14.33				
TRF. TACOA-ARRECIFE	ARRECIFE 69 kV TERCARIO TACO			A	41.48	0.31	139.42				
				B	28.51	0.21	140.12				
				C	28.73	0.22	139.93				
TRF. TACOA-ARRECIFE	ARRECIFE 69 kV TERCARIO TACO			A	41.49	0.31	139.42				
				B	28.52	0.21	140.12				
				C	28.74	0.22	139.93				
TRF JJSB 7	TAC 7			A	193.46	1.46	138.30				
				B	8.22	0.06	155.55				
				C	6.72	0.05	159.73				
TRF JJSB 8	TAC 8			A	193.46	1.46	138.30				
				B	8.22	0.06	155.55				
				C	6.72	0.05	159.73				
TRF. TACOA-MAGALLANE	TRF TACOA TERCARIO TACO			A	11.39	0.09	144.23				
				B	3.31	0.02	134.23				
				C	3.52	0.03	133.73				
and:											
CONVENTO/Barras 2	230.00	108.59	-23.76								
		147.69	-120.88								
		147.14	121.12								
SANTA TERESA-CONVENT	Santa Teresa 2			A	259.98	1.96	140.36				
				B	31.55	0.24	-42.77				
				C	30.32	0.23	-42.91				
TACOA-CONVENTO 230 k	TACOA 230 kV			A	710.74	5.35	-40.19				
				B	9.27	0.07	164.75				
				C	8.71	0.07	166.59				
BOYACÁ-CONVENTO 230	BOYACÁ 230 kV			A	340.67	2.57	139.64				
				B	39.82	0.30	138.35				
				C	38.99	0.29	138.28				

- Falla a 40% de la Barra Convento

Short-Circuit Calculation according to IEC60909					Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents						
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic				Short-Circuit Duration				0.10 s	
		Conductor Temperature User Defined No				Break Time				1.00 s	
						c-Voltage Factor User Defined				No	
Fault Distance from Terminal j: ... ime\Barras 230 kV\CONVENTO 230 kV					Absolute					12.48 km	
Line: \Demo\CasoBaseEDC2011\Network Model\Network Data\EDC\3.- Study Case Base Maxima\Lineas 230 kV\TACOA-CONVENTO 230 kV											
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Fault Location:											
TACOA-CONVENTO 230 k	A	99.01	-40.64	1.10	1314.73	9.90	-40.64	24.89	9.90	1314.73	0.00
	B	156.33	-122.54		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.04
	C	147.43	124.91		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.10
between:											
TACOA 23/Barras 2	230.00	126.13	-10.85								
		136.72	-118.97								
		148.75	116.56								
TACOA-JUNQUITO 230 k	JUNQUITO 230 k			A	176.76	1.33	142.46				
				B	63.35	0.48	-40.95				
				C	60.52	0.46	-41.02				
TRF JJSB 9	TAC 9			A	199.18	1.50	138.18				
				B	10.06	0.08	151.15				
				C	8.49	0.06	153.71				
TRF JJSB #5	TAC 5			A	27.56	0.21	137.81				
				B	3.71	0.03	-46.39				
				C	3.86	0.03	-46.29				
TRF JJSB #6	TAC 6			A	27.56	0.21	137.81				
				B	3.71	0.03	-46.39				
				C	3.86	0.03	-46.29				
TACOA-BOYACÁ #1 230	BOYACÁ 230 kV			A	117.50	0.88	-40.36				
				B	5.41	0.04	-18.42				
				C	4.92	0.04	-16.26				
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
TACOA-BOYACÁ #2 230	BOYACÁ 230 kV			A	117.50	0.88	-40.36				
				B	5.41	0.04	-18.42				
				C	4.92	0.04	-16.26				
TACOA-CONVENTO 230 k	CONVENTO 230 k			A	696.80	5.25	-41.04				
				B	10.72	0.08	-22.24				
				C	10.11	0.08	-21.02				
TRF. TACOA-ARRECIFE	ARRECIFE 69 kV TERCARIO TACO			A	44.61	0.34	139.19				
				B	29.27	0.22	139.83				
				C	29.50	0.22	139.64				
TRF. TACOA-ARRECIFE	ARRECIFE 69 kV TERCARIO TACO			A	44.62	0.34	139.19				
				B	29.28	0.22	139.83				
				C	29.51	0.22	139.64				
TRF JJSB 7	TAC 7			A	199.18	1.50	138.18				
				B	10.06	0.08	151.15				
				C	8.49	0.06	153.71				
TRF JJSB 8	TAC 8			A	199.18	1.50	138.18				
				B	10.06	0.08	151.15				
				C	8.49	0.06	153.71				
TRF. TACOA-MAGALLANE	TRF TACOA TERCARIO TACO			A	13.57	0.10	142.77				
				B	2.81	0.02	134.10				
				C	3.03	0.02	133.53				
and:											
CONVENTO/Barras 2	230.00	110.84	-21.47								
		146.16	-120.63								
		147.30	120.48								
SANTA TERESA-CONVENT	Santa Teresa 2			A	239.47	1.80	140.50				
				B	33.26	0.25	-42.29				
				C	31.99	0.24	-42.42				
TACOA-CONVENTO 230 k	TACOA 230 kV			A	618.20	4.66	-40.19				
				B	10.50	0.08	158.38				
				C	9.90	0.07	159.67				
BOYACÁ-CONVENTO 230	BOYACÁ 230 kV			A	281.01	2.12	139.39				
				B	38.41	0.29	138.79				
				C	37.55	0.28	138.72				

- Falla a 50% de la Barra Convento

Short-Circuit Calculation according to IEC60909					Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents							
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic				Short-Circuit Duration					0.10 s	
		Conductor Temperature User Defined No				Break Time					1.00 s	
						Fault Clearing Time (Ith)						
						c-Voltage Factor User Defined No					No	
Fault Distance from Terminal j:		... ima\Barras 230 kV\CONVENTO 230 kV					Absolute					15.60 km
Line:		\Demo\CasoBaseEDC2011\Network Model\Network Data\EDC\3.- Study Case Base Maxima\Lineas 230 kV\TACOA-CONVENTO 230 kV%										
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	Ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]	
Fault Location:												
TACOA-CONVENTO 230 k	A	100.52	-39.95	1.10	1334.75	10.05	-39.95	25.33	10.05	1334.75	0.00	
	B	155.36	-122.38		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	
	C	147.41	124.50		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.09	
between:												
TACOA 23/Barras 2	230.00	125.80	-11.43									
		136.47	-118.99									
		148.93	116.50									
TACOA-JUNQUITO 230 k	JUNQUITO 230 k			A	188.97	1.42	143.07					
				B	67.43	0.51	-40.32					
				C	64.50	0.49	-40.39					
TRF JJSB 9	TAC 9			A	207.97	1.57	138.78					
				B	12.12	0.09	148.83					
				C	10.46	0.08	150.50					
TRF JJSB #5	TAC 5			A	28.69	0.22	138.44					
				B	3.67	0.03	-45.59					
				C	3.83	0.03	-45.48					
TRF JJSB #6	TAC 6			A	28.69	0.22	138.44					
				B	3.67	0.03	-45.59					
				C	3.83	0.03	-45.48					
TACOA-BOYACÁ #1 230	BOYACÁ 230 kV			A	90.58	0.68	-40.15					
				B	6.59	0.05	-23.04					
				C	6.07	0.05	-21.68					
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	Ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]	
TACOA-BOYACÁ #2 230	BOYACÁ 230 kV			A	90.58	0.68	-40.15					
				B	6.59	0.05	-23.04					
				C	6.07	0.05	-21.68					
TACOA-CONVENTO 230 k	CONVENTO 230 k			A	801.55	6.04	-40.28					
				B	12.24	0.09	-26.34					
				C	11.58	0.09	-25.51					
TRF. TACOA-ARRECIFE	ARRECIFE 69 kV TERCARIO TACO			A	48.45	0.36	139.71					
				B	30.48	0.23	140.27					
				C	30.72	0.23	140.09					
TRF. TACOA-ARRECIFE	ARRECIFE 69 kV TERCARIO TACO			A	48.47	0.36	139.71					
				B	30.49	0.23	140.27					
				C	30.73	0.23	140.09					
TRF JJSB 7	TAC 7			A	207.97	1.57	138.78					
				B	12.12	0.09	148.83					
				C	10.46	0.08	150.50					
TRF JJSB 8	TAC 8			A	207.97	1.57	138.78					
				B	12.12	0.09	148.83					
				C	10.46	0.08	150.50					
TRF. TACOA-MAGALLANE	TRF TACOA TERCARIO TACO			A	15.98	0.12	142.43					
				B	2.34	0.02	134.64					
				C	2.57	0.02	133.99					
and:												
CONVENTO/Barras 2	230.00	113.52	-19.80									
		144.62	-120.38									
		147.50	119.84									
SANTA TERESA-CONVENTO	Santa Teresa 2			A	222.22	1.67	141.40					
				B	35.50	0.27	-41.15					
				C	34.17	0.26	-41.26					
TACOA-CONVENTO 230 k	TACOA 230 kV			A	533.46	4.02	-39.46					
				B	12.02	0.09	154.10					
				C	11.36	0.09	154.98					
BOYACÁ-CONVENTO 230	BOYACÁ 230 kV			A	224.62	1.69	139.75					
				B	37.56	0.28	140.00					
				C	36.66	0.28	139.93					

- Falla a 60% de la Barra Convento

Short-Circuit Calculation according to IEC60909					Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents						
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic			Short-Circuit Duration			0.10 s			
		Conductor Temperature User Defined No			Break Time Fault Clearing Time (Ith)			1.00 s			
		c-Voltage Factor User Defined No						No			
Fault Distance from Terminal j: ... ima\Barras 230 kV\CONVENTO 230 kV					Absolute					18.72 km	
Line: \Demo\CasoBaseEDC2011\Network Model\Network Data\EDC\3.- Study Case Base Maxima\Lineas 230 kV\TACOA-CONVENTO 230 kV%											
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Fault Location:											
TACOA-CONVENTO 230 k	A	103.59	-38.48	1.10	1375.60	10.36	-38.48	26.19	10.36	1375.60	0.00
	B	153.61	-122.07		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.02
	C	147.31	123.75		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.08
between:											
TACOA 23/Barras 2	230.00	125.65	-12.34								
		136.03	-119.06								
		149.29	116.40								
TACOA-JUNQUITO 230 k	JUNQUITO 230 k			A	204.57	1.54	144.48				
				B	72.70	0.55	-38.89				
				C	69.63	0.52	-38.96				
TRF JJSB 9	TAC 9			A	220.26	1.66	140.18				
				B	14.48	0.11	148.13				
				C	12.72	0.10	149.26				
TRF JJSB #5	TAC 5			A	30.30	0.23	139.86				
				B	3.69	0.03	-44.00				
				C	3.85	0.03	-43.88				
TRF JJSB #6	TAC 6			A	30.30	0.23	139.86				
				B	3.69	0.03	-44.00				
				C	3.85	0.03	-43.88				
TACOA-BOYACÁ #1 230	BOYACÁ 230 kV			A	63.78	0.48	-39.61				
				B	7.98	0.06	-25.33				
				C	7.42	0.06	-24.44				
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
TACOA-BOYACÁ #2 230	BOYACÁ 230 kV			A	63.78	0.48	-39.61				
				B	7.98	0.06	-25.33				
				C	7.42	0.06	-24.44				
TACOA-CONVENTO 230 k	CONVENTO 230 k			A	923.10	6.95	-38.76				
				B	14.07	0.11	-28.68				
				C	13.37	0.10	-28.11				
TRF. TACOA-ARRECIFE	ARRECIFE 69 kV TERCARIO TACO			A	53.20	0.40	141.04				
				B	32.20	0.24	141.51				
				C	32.45	0.24	141.33				
TRF. TACOA-ARRECIFE	ARRECIFE 69 kV TERCARIO TACO			A	53.21	0.40	141.04				
				B	32.21	0.24	141.51				
				C	32.46	0.24	141.33				
TRF JJSB 7	TAC 7			A	220.26	1.66	140.18				
				B	14.48	0.11	148.13				
				C	12.72	0.10	149.26				
TRF JJSB 8	TAC 8			A	220.26	1.66	140.18				
				B	14.48	0.11	148.13				
				C	12.72	0.10	149.26				
TRF. TACOA-MAGALLANE	TRF TACOA TERCARIO TACO			A	18.76	0.14	143.12				
				B	1.89	0.01	135.90				
				C	2.13	0.02	135.12				
and:											
CONVENTO/Barras 2	230.00	116.59	-18.61								
		142.98	-120.16								
		147.82	119.19								
SANTA TERESA-CONVENT	Santa Teresa 2			A	207.48	1.56	143.13				
				B	38.37	0.29	-39.26				
				C	36.96	0.28	-39.35				
TACOA-CONVENTO 230 k	TACOA 230 kV			A	452.75	3.41	-37.92				
				B	13.86	0.10	151.63				
				C	13.15	0.10	152.22				
BOYACÁ-CONVENTO 230	BOYACÁ 230 kV			A	168.98	1.27	140.66				
				B	37.23	0.28	142.03				
				C	36.27	0.27	141.97				

- Falla a 70% de la Barra Convento

Short-Circuit Calculation according to IEC60909					Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents						
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification			Short-Circuit Duration					0.10 s	
		Automatic			Break Time					1.00 s	
		Conductor Temperature			c-Voltage Factor						
		User Defined			No	User Defined					No
Fault Distance from		Terminal j: ... ima\Barras 230 kV\CONVENTO 230 kV			Absolute					21.84 km	
Line:		\Demo\CasoBaseEDC2011\Network Model\Network Data\EDC\3.- Study Case Base Maxima\Lineas 230 kV\TACOA-CONVENTO 230 kV\									
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Fault Location:											
TACOA-CONVENTO 230 k	A	108.40	-36.08	1.10	1439.49	10.84	-36.08	27.52	10.84	1439.49	0.00
	B	150.87	-121.61		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.01
	C	147.34	122.60		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.06
between:											
TACOA 23/Barras 2	230.00	125.89	-13.66								
		135.38	-119.19								
		149.89	116.27								
TACOA-JUNQUITO 230 k	JUNQUITO 230 k			A	224.34	1.69	146.82				
				B	79.44	0.60	-36.53				
				C	76.16	0.57	-36.60				
TRF JJSB 9	TAC 9			A	236.69	1.78	142.51				
				B	17.25	0.13	148.88				
				C	15.36	0.12	149.67				
TRF JJSB #5	TAC 5			A	32.48	0.24	142.21				
				B	3.76	0.03	-41.47				
				C	3.94	0.03	-41.34				
TRF JJSB #6	TAC 6			A	32.48	0.24	142.21				
				B	3.76	0.03	-41.47				
				C	3.94	0.03	-41.34				
TACOA-BOYACÁ #1 230	BOYACÁ 230 kV			A	35.85	0.27	-39.74				
				B	9.61	0.07	-25.71				
				C	9.00	0.07	-25.11				
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
TACOA-BOYACÁ #2 230	BOYACÁ 230 kV			A	35.85	0.27	-39.74				
				B	9.61	0.07	-25.71				
				C	9.00	0.07	-25.11				
TACOA-CONVENTO 230 k	CONVENTO 230 k			A	1067.49	8.04	-36.31				
				B	16.30	0.12	-29.34				
				C	15.53	0.12	-28.97				
TRF. TACOA-ARRECIFE	ARRECIFE 69 kV TERCARIO TACO			A	59.08	0.44	143.32				
				B	34.52	0.26	143.69				
				C	34.78	0.26	143.52				
TRF. TACOA-ARRECIFE	ARRECIFE 69 kV TERCARIO TACO			A	59.09	0.45	143.32				
				B	34.53	0.26	143.69				
				C	34.80	0.26	143.52				
TRF JJSB 7	TAC 7			A	236.69	1.78	142.51				
				B	17.25	0.13	148.88				
				C	15.36	0.12	149.67				
TRF JJSB 8	TAC 8			A	236.69	1.78	142.51				
				B	17.25	0.13	148.88				
				C	15.36	0.12	149.67				
TRF. TACOA-MAGALLANE	TRF TACOA TERCARIO TACO			A	22.02	0.17	144.91				
				B	1.43	0.01	137.92				
				C	1.68	0.01	136.96				
and:											
CONVENTO/Barras 2	230.00	120.13	-17.78								
		141.13	-119.98								
		148.37	118.49								
SANTA TERESA-CONVENT	Santa Teresa 2			A	194.59	1.47	145.84				
				B	42.03	0.32	-36.47				
				C	40.51	0.31	-36.55				
TACOA-CONVENTO 230 k	TACOA 230 kV			A	372.24	2.80	-35.42				
				B	16.10	0.12	150.86				
				C	15.33	0.12	151.24				
BOYACÁ-CONVENTO 230	BOYACÁ 230 kV			A	111.45	0.84	141.84				
				B	37.41	0.28	145.04				
				C	36.38	0.27	144.99				

- Falla a 80% de la Barra Convento

Short-Circuit Calculation according to IEC60909					Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents						
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic			Short-Circuit Duration Break Time			0.10 s			
		Conductor Temperature User Defined			Fault Clearing Time (Ith)			1.00 s			
		No			c-Voltage Factor User Defined			No			
Fault Distance from Line:		Terminal j: ... ima\Barras 230 kV\CONVENTO 230 kV \Demo\CasoBaseEDC2011\Network Model\Network Data\EDC\3.- Study Case Base Maxima\Lineas 230 kV\TACOA-CONVENTO 230 kV			Absolute			24.96 km			
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Fault Location:											
TACOA-CONVENTO 230 k	A	115.17	-32.50	1.10	1529.34	11.52	-32.50	29.39	11.52	1529.34	0.00
	B	146.78	-121.06		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.98
	C	147.87	120.95		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.04
between:											
TACOA 23/Barras 2	230.00	126.93	-15.44								
		134.51	-119.44								
		150.82	116.13								
TACOA-JUNQUITO 230 k	JUNQUITO 230 k			A	249.25	1.88	150.35				
				B	87.97	0.66	-32.99				
				C	84.42	0.64	-33.07				
TRF JJSB 9	TAC 9			A	258.05	1.94	146.02				
				B	20.56	0.15	151.17				
				C	18.50	0.14	151.73				
TRF JJSB #5	TAC 5			A	35.33	0.27	145.73				
				B	3.89	0.03	-37.75				
				C	4.08	0.03	-37.63				
TRF JJSB #6	TAC 6			A	35.33	0.27	145.73				
				B	3.89	0.03	-37.75				
				C	4.08	0.03	-37.63				
TACOA-BOYACÁ #1 230	BOYACÁ 230 kV			A	6.18	0.05	-66.60				
				B	11.57	0.09	-24.26				
				C	10.90	0.08	-23.86				
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
TACOA-BOYACÁ #2 230	BOYACÁ 230 kV			A	6.18	0.05	-66.60				
				B	11.57	0.09	-24.26				
				C	10.90	0.08	-23.86				
TACOA-CONVENTO 230 k	CONVENTO 230 k			A	1241.96	9.35	-32.70				
				B	19.01	0.14	-28.28				
				C	18.17	0.14	-28.05				
TRF. TACOA-ARRECIFE	ARRECIFE 69 kV	TERCIARIO TACO		A	66.39	0.50	146.78				
				B	37.54	0.28	147.05				
				C	37.83	0.28	146.89				
TRF. TACOA-ARRECIFE	ARRECIFE 69 kV	TERCIARIO TACO		A	66.41	0.50	146.78				
				B	37.56	0.28	147.05				
				C	37.85	0.29	146.89				
TRF JJSB 7	TAC 7			A	258.05	1.94	146.02				
				B	20.56	0.15	151.17				
				C	18.50	0.14	151.73				
TRF JJSB 8	TAC 8			A	258.05	1.94	146.02				
				B	20.56	0.15	151.17				
				C	18.50	0.14	151.73				
TRF. TACOA-MAGALLANE	TRF TACOA	TERCIARIO TACO		A	25.94	0.20	148.00				
				B	0.94	0.01	140.64				
				C	1.21	0.01	139.44				
and:											
CONVENTO/Barras 2	230.00	124.32	-17.18								
		138.97	-119.90								
		149.31	117.75								
SANTA TERESA-CONVENT	Santa Teresa 2			A	182.80	1.38	149.82				
				B	46.65	0.35	-32.55				
				C	44.99	0.34	-32.62				
TACOA-CONVENTO 230 k	TACOA 230 kV			A	287.60	2.17	-31.66				
				B	18.84	0.14	151.84				
				C	18.00	0.14	152.07				
BOYACÁ-CONVENTO 230	BOYACÁ 230 kV			A	49.16	0.37	140.73				
				B	38.10	0.29	149.27				
				C	36.98	0.28	149.24				

- Falla a 90% de la Barra Convento

Short-Circuit Calculation according to IEC60909					Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents						
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic			Short-Circuit Duration			0.10 s			
		Conductor Temperature User Defined			Break Time			1.00 s			
		No			Fault Clearing Time (Ith)			No			
					c-Voltage Factor			User Defined			
Fault Distance from Terminal j: ... ima\Barras 230 kV\CONVENTO 230 kV					Absolute					28.08 km	
Line: \Demo\CasoBaseEDC2011\Network Model\Network Data\EDC\3.- Study Case Base Maxima\Lineas 230 kV\TACOA-CONVENTO 230 kV											
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Fault Location:											
TACOA-CONVENTO 230 k	A	124.05	-27.37	1.10	1647.28	12.41	-27.37	31.89	12.41	1647.28	0.00
	B	140.80	-120.58		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.95
	C	149.68	118.72		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.99
between:											
TACOA 23/Barras 2	230.00	129.51	-17.68								
		133.43	-119.88								
		152.19	116.02								
TACOA-JUNQUITO 230 k	JUNQUITO 230 k			A	280.23	2.11	155.43				
				B	98.60	0.74	-27.90				
				C	94.71	0.71	-27.97				
TRF JJSB 9	TAC 9			A	285.04	2.15	151.08				
				B	24.56	0.18	155.26				
				C	22.29	0.17	155.67				
TRF JJSB #5	TAC 5			A	38.93	0.29	150.82				
				B	4.08	0.03	-32.48				
				C	4.29	0.03	-32.35				
TRF JJSB #6	TAC 6			A	38.93	0.29	150.82				
				B	4.08	0.03	-32.48				
				C	4.29	0.03	-32.35				
TACOA-BOYACÁ #1 230	BOYACÁ 230 kV			A	30.30	0.23	161.82				
				B	13.94	0.11	-20.82				
				C	13.20	0.10	-20.55				
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
TACOA-BOYACÁ #2 230	BOYACÁ 230 kV			A	30.30	0.23	161.82				
				B	13.94	0.11	-20.82				
				C	13.20	0.10	-20.55				
TACOA-CONVENTO 230 k	CONVENTO 230 k			A	1453.88	10.95	-27.54				
				B	22.33	0.17	-25.23				
				C	21.40	0.16	-25.12				
TRF. TACOA-ARRECIFE	ARRECIFE 69 kV	TERCIARIO TACO		A	75.41	0.57	151.81				
				B	41.38	0.31	151.98				
				C	41.70	0.31	151.83				
TRF. TACOA-ARRECIFE	ARRECIFE 69 kV	TERCIARIO TACO		A	75.43	0.57	151.81				
				B	41.40	0.31	151.98				
				C	41.71	0.31	151.83				
TRF JJSB 7	TAC 7			A	285.04	2.15	151.08				
				B	24.56	0.18	155.26				
				C	22.29	0.17	155.67				
TRF JJSB 8	TAC 8			A	285.04	2.15	151.08				
				B	24.56	0.18	155.26				
				C	22.29	0.17	155.67				
TRF. TACOA-MAGALLANE	TRF TACOA	TERCIARIO TACO		A	30.68	0.23	152.72				
				B	0.38	0.00	142.07				
				C	0.68	0.01	141.49				
and:											
CONVENTO/Barras 2	230.00	129.48	-16.64								
		136.38	-120.02								
		150.89	116.99								
SANTA TERESA-CONVENT	Santa Teresa 2			A	171.14	1.29	155.46				
				B	52.40	0.39	-27.10				
				C	50.55	0.38	-27.15				
TACOA-CONVENTO 230 k	TACOA 230 kV			A	193.59	1.46	-26.13				
				B	22.20	0.17	154.82				
				C	21.27	0.16	154.94				
BOYACÁ-CONVENTO 230	BOYACÁ 230 kV			A	23.63	0.18	-7.99				
				B	39.29	0.30	155.12				
				C	38.04	0.29	155.11				

Línea Boyacá-Convento 230 kV

- Falla a 10% de la Barra Convento

Short-Circuit Calculation according to IEC60909					Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents						
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic			Short-Circuit Duration Break Time					0.10 s	
		Conductor Temperature User Defined			Fault Clearing Time (1th)					1.00 s	
					c-Voltage Factor User Defined					No	
Fault Distance from Terminal j: ... ima\Barras 230 kV\CONVENTO 230 kV					Absolute					1.04 km	
Line: \Demo\CasoBaseEDC2011\Network Model\Network Data\EDC\3.- Study Case Base Maxima\Lineas 230 kV\BOYACÁ-CONVENTO 230 kV											
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	Angle [deg]	C- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	Angle [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Fault Location:											
BOYACÁ-CONVENTO 230	A	107.57	-36.08	1.10	1428.45	10.76	-36.08	26.74	10.76	1428.45	0.00
	B	152.91	-121.51		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03
	C	146.24	123.24		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.07
between:											
BOYACÁ 2/Barras 2	230.00	115.80	-22.12								
		143.90	-120.19								
		147.40	119.52								
TACOA-BOYACÁ #1 230	TACOA 230 kV			A	268.66	2.02	144.90				
				B	3.10	0.02	-108.52				
				C	3.28	0.02	-100.00				
TACOA-BOYACÁ #2 230	TACOA 230 kV			A	268.66	2.02	144.90				
				B	3.10	0.02	-108.52				
				C	3.28	0.02	-100.00				
BOYACÁ-CONVENTO 230	CONVENTO 230 k			A	608.89	4.59	-35.61				
				B	46.42	0.35	-38.71				
				C	45.59	0.34	-38.80				
TRF. BOYACA #1	BOYACA 69 kV B TERCARIO BOYA			A	35.87	0.27	140.60				
				B	24.46	0.18	134.45				
				C	24.54	0.18	134.47				
TRF. BOYACA #2	BOYACA 69 kV B TERCARIO BOYA			A	35.87	0.27	140.60				
				B	24.46	0.18	134.45				
				C	24.54	0.18	134.47				
and:											
CONVENTO/Barras 2	230.00	108.33	-34.02								
		152.21	-121.40								
		146.28	122.94								
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	Angle [deg]	C- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	Angle [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
SANTA TERESA-CONVENT	Santa Teresa 2			A	337.46	2.54	144.53				
				B	29.89	0.23	-40.08				
				C	28.68	0.22	-40.31				
TACOA-CONVENTO 230 k	TACOA 230 kV			A	331.62	2.50	142.79				
				B	7.80	0.06	-165.19				
				C	7.43	0.06	-161.33				
BOYACÁ-CONVENTO 230	BOYACÁ 230 kV			A	819.68	6.17	-36.44				
				B	46.34	0.35	141.30				
				C	45.50	0.34	141.21				
TRF. CONVENTO #1	TRF TACOA	TERCARIO CONV		A	25.36	0.19	144.82				
				B	12.71	0.10	-35.18				
				C	12.65	0.10	-35.17				
TRF. CONVENTO #2	R1	TERCARIO CONV		A	25.36	0.19	144.82				
				B	12.71	0.10	-35.18				
				C	12.65	0.10	-35.17				
TRF. CONVENTO #3	R2	TERCARIO CONV		A	25.36	0.19	144.82				
				B	12.71	0.10	-35.18				
				C	12.65	0.10	-35.17				
TRF. CONVENTO #4	R1	TERCARIO CONV		A	25.36	0.19	144.82				
				B	12.71	0.10	-35.18				
				C	12.65	0.10	-35.17				
CONVENTO-CURUPAO 230	CURUPAO 230 kV			A	49.41	0.37	139.53				
				B	29.89	0.23	133.85				
				C	29.92	0.23	133.86				

- Falla a 20% de la Barra Convento

Short-Circuit Calculation according to IEC60909					Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents						
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic			Short-Circuit Duration					0.10 s	
		Conductor Temperature User Defined			No	Break Time Fault Clearing Time (Ith)				1.00 s	
					No	c-Voltage Factor User Defined				No	
Fault Distance from Terminal j:		... ima\Barras 230 kV\CONVENTO 230 kV					Absolute			2.08 km	
Line:		\Demo\CasoBaseEDC2011\Network Model\Network Data\EDC\3.- Study Case Base Maxima\Lineas 230 kV\BOYACÁ-CONVENTO 230 kV									
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Fault Location:											
BOYACÁ-CONVENTO 230	A	107.25	-36.25	1.10	1424.15	10.72	-36.25	26.62	10.72	1424.15	0.00
	B	152.54	-121.48		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.02
	C	146.32	123.09		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.07
between:											
BOYACÁ 2/Barras 2	230.00	114.92	-22.94								
		144.23	-120.24								
		147.34	119.65								
TACOA-BOYACÁ #1 230	TACOA 230 kV			A	285.96	2.15	144.69				
				B	3.58	0.03	-93.15				
				C	3.88	0.03	-86.71				
TACOA-BOYACÁ #2 230	TACOA 230 kV			A	285.96	2.15	144.69				
				B	3.58	0.03	-93.15				
				C	3.88	0.03	-86.71				
BOYACÁ-CONVENTO 230	CONVENTO 230 k			A	650.71	4.90	-35.86				
				B	44.74	0.34	-39.21				
				C	43.89	0.33	-39.31				
TRF. BOYACA #1	BOYACA 69 kV B TERCARIO BOYA			A	39.50	0.30	140.12				
				B	24.65	0.19	134.04				
				C	24.74	0.19	134.06				
TRF. BOYACA #2	BOYACA 69 kV B TERCARIO BOYA			A	39.50	0.30	140.12				
				B	24.65	0.19	134.04				
				C	24.74	0.19	134.06				
and:											
CONVENTO/Barras 2	230.00	108.79	-32.36								
		151.22	-121.27								
		146.40	122.53								
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
SANTA TERESA-CONVENT	Santa Teresa 2			A	324.29	2.44	144.42				
				B	30.92	0.23	-40.15				
				C	29.69	0.22	-40.37				
TACOA-CONVENTO 230 k	TACOA 230 kV			A	308.44	2.32	142.54				
				B	8.28	0.06	-169.85				
				C	7.86	0.06	-166.39				
BOYACÁ-CONVENTO 230	BOYACÁ 230 kV			A	773.56	5.83	-36.57				
				B	44.65	0.34	140.80				
				C	43.81	0.33	140.70				
TRF. CONVENTO #1	TRF TACOA	TERCARIO CONV		A	23.63	0.18	144.88				
				B	11.84	0.09	-35.13				
				C	11.79	0.09	-35.11				
TRF. CONVENTO #2	R1	TERCARIO CONV		A	23.63	0.18	144.88				
				B	11.84	0.09	-35.13				
				C	11.79	0.09	-35.11				
TRF. CONVENTO #3	R2	TERCARIO CONV		A	23.63	0.18	144.88				
				B	11.84	0.09	-35.13				
				C	11.79	0.09	-35.11				
TRF. CONVENTO #4	R1	TERCARIO CONV		A	23.63	0.18	144.88				
				B	11.84	0.09	-35.13				
				C	11.79	0.09	-35.11				
CONVENTO-CURUPAO 230	CURUPAO 230 kV			A	46.53	0.35	139.49				
				B	28.34	0.21	133.85				
				C	28.37	0.21	133.86				

- Falla a 30% de la Barra Convento

Short-Circuit Calculation according to IEC60909					Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents						
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic				Short-Circuit Duration					0.10 s
		Conductor Temperature User Defined No				Break Time					1.00 s
						Fault Clearing Time (Ith)					
						c-Voltage Factor User Defined No					No
Fault Distance from Terminal j:		... ima\Barras 230 kV\CONVENTO 230 kV				Absolute					3.12 km
Line:		\Demo\CasoBaseEDC2011\Network Model\Network Data\EDC\3.- Study Case Base Maxima\Lineas 230 kV\BOYACÁ-CONVENTO 230 kV									
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Fault Location:											
BOYACÁ-CONVENTO 230	A	107.16	-36.29	1.10	1422.92	10.72	-36.29	26.56	10.72	1422.92	0.00
	B	152.11	-121.43		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.02
	C	146.39	122.92		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.06
between:											
BOYACÁ 2/Barras 2	230.00	114.12	-23.85								
		144.55	-120.29								
		147.29	119.78								
TACOA-BOYACÁ #1 230	TACOA 230 kV			A	303.81	2.29	144.61				
				B	4.26	0.03	-82.00				
				C	4.64	0.03	-77.31				
TACOA-BOYACÁ #2 230	TACOA 230 kV			A	303.81	2.29	144.61				
				B	4.26	0.03	-82.00				
				C	4.64	0.03	-77.31				
BOYACÁ-CONVENTO 230	CONVENTO 230 k			A	693.77	5.22	-35.99				
				B	43.17	0.33	-39.62				
				C	42.31	0.32	-39.74				
TRF. BOYACA #1	BOYACA 69 kV B TERCARIO BOYA			A	43.20	0.33	139.80				
				B	24.90	0.19	133.75				
				C	24.99	0.19	133.77				
TRF. BOYACA #2	BOYACA 69 kV B TERCARIO BOYA			A	43.20	0.33	139.80				
				B	24.90	0.19	133.75				
				C	24.99	0.19	133.77				
and:											
CONVENTO/Barras 2	230.00	109.46	-30.83								
		150.26	-121.13								
		146.51	122.13								
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
SANTA TERESA-CONVENT	Santa Teresa 2			A	311.87	2.35	144.43				
				B	32.02	0.24	-40.11				
				C	30.76	0.23	-40.33				
TACOA-CONVENTO 230 k	TACOA 230 kV			A	286.01	2.15	142.40				
				B	8.82	0.07	-173.86				
				C	8.36	0.06	-170.78				
BOYACÁ-CONVENTO 230	BOYACÁ 230 kV			A	729.26	5.49	-36.58				
				B	43.08	0.32	140.39				
				C	42.22	0.32	140.28				
TRF. CONVENTO #1	TRF TACOA	TERCARIO CONV		A	21.97	0.17	145.08				
				B	11.01	0.08	-34.93				
				C	10.95	0.08	-34.91				
TRF. CONVENTO #2	R1	TERCARIO CONV		A	21.97	0.17	145.08				
				B	11.01	0.08	-34.93				
				C	10.95	0.08	-34.91				
TRF. CONVENTO #3	R2	TERCARIO CONV		A	21.97	0.17	145.08				
				B	11.01	0.08	-34.93				
				C	10.95	0.08	-34.91				
TRF. CONVENTO #4	R1	TERCARIO CONV		A	21.97	0.17	145.08				
				B	11.01	0.08	-34.93				
				C	10.95	0.08	-34.91				
CONVENTO-CURUPAO 230	CURUPAO 230 kV			A	43.76	0.33	139.58				
				B	26.85	0.20	133.97				
				C	26.88	0.20	133.98				

- Falla a 40% de la Barra Convento

Short-Circuit Calculation according to IEC60909						Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents					
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic				Short-Circuit Duration				0.10 s	
		Conductor Temperature User Defined				Break Time Fault Clearing Time (Ith)				1.00 s	
		No				c-Voltage Factor User Defined				No	
Fault Distance from Terminal j: ... ima\Barras 230 kV\CONVENTO 230 kV		Absolute								4.16 km	
Line: \Demo\CasoBaseEDC2011\Network Model\Network Data\EDC\3.- Study Case Base Maxima\Lineas 230 kV\BOYACÁ-CONVENTO 230 kV											
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	C- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Fault Location:											
BOYACÁ-CONVENTO 230	A	107.29	-36.23	1.10	1424.73	10.73	-36.23	26.57	10.73	1424.73	0.00
	B	151.61	-121.36		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.02
	C	146.45	122.72		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.06
between:											
BOYACÁ 2/Barras 2	230.00	113.44	-24.86								
		144.87	-120.34								
		147.24	119.91								
TACOA-BOYACÁ #1 230	TACOA 230 kV			A	322.32	2.43	144.64				
				B	5.07	0.04	-74.05				
				C	5.49	0.04	-70.58				
TACOA-BOYACÁ #2 230	TACOA 230 kV			A	322.32	2.43	144.64				
				B	5.07	0.04	-74.05				
				C	5.49	0.04	-70.58				
BOYACÁ-CONVENTO 230	CONVENTO 230 k			A	738.32	5.56	-36.00				
				B	41.68	0.31	-39.94				
				C	40.81	0.31	-40.07				
TRF. BOYACA #1	BOYACA 69 kV B TERCARIO BOYA			A	47.00	0.35	139.64				
				B	25.20	0.19	133.58				
				C	25.29	0.19	133.60				
TRF. BOYACA #2	BOYACA 69 kV B TERCARIO BOYA			A	47.00	0.35	139.64				
				B	25.20	0.19	133.58				
				C	25.29	0.19	133.60				
and:											
CONVENTO/Barras 2	230.00	110.33	-29.42								
		149.31	-121.00								
		146.62	121.74								
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	C- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
SANTA TERESA-CONVENT	Santa Teresa 2			A	300.11	2.26	144.55				
				B	33.18	0.25	-39.96				
				C	31.90	0.24	-40.17				
TACOA-CONVENTO 230 k	TACOA 230 kV			A	264.18	1.99	142.35				
				B	9.41	0.07	-177.28				
				C	8.91	0.07	-174.54				
BOYACÁ-CONVENTO 230	BOYACÁ 230 kV			A	686.51	5.17	-36.47				
				B	41.59	0.31	140.07				
				C	40.72	0.31	139.94				
TRF. CONVENTO #1	TRF TACOA	TERCIARIO CONV		A	20.35	0.15	145.44				
				B	10.20	0.08	-34.57				
				C	10.14	0.08	-34.55				
TRF. CONVENTO #2	R1	TERCIARIO CONV		A	20.35	0.15	145.44				
				B	10.20	0.08	-34.57				
				C	10.14	0.08	-34.55				
TRF. CONVENTO #3	R2	TERCIARIO CONV		A	20.35	0.15	145.44				
				B	10.20	0.08	-34.57				
				C	10.14	0.08	-34.55				
TRF. CONVENTO #4	R1	TERCIARIO CONV		A	20.35	0.15	145.44				
				B	10.20	0.08	-34.57				
				C	10.14	0.08	-34.55				
CONVENTO-CURUPAO 230	CURUPAO 230 kV			A	41.08	0.31	139.81				
				B	25.43	0.19	134.23				
				C	25.45	0.19	134.25				

- Falla a 50% de la Barra Convento

Short-Circuit Calculation according to IEC60909					Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents							
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic			Short-Circuit Duration				0.10 s			
		Conductor Temperature User Defined			Break Time Fault Clearing Time (Ith)				1.00 s			
		No			c-Voltage Factor User Defined				No			
Fault Distance from Terminal j: ... ima\Barras 230 kV\CONVENTO 230 kV					Absolute					5.20 km		
Line: \Demo\CasoBaseEDC2011\Network Model\Network Data\EDC\3.- Study Case Base Maxima\Lineas 230 kV\BOYACÁ-CONVENTO 230 kV												
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	S _k " [MVA]	[kA]	I _k " [deg]	i _p [kA]	I _b [kA]	S _b [MVA]	EFF [-]
Fault Location:												
BOYACÁ-CONVENTO 230		A	107.66	-36.04	1.10	1429.60	10.77	-36.04	26.64	10.77	1429.60	0.00
		B	151.04	-121.28		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.02
		C	146.50	122.48		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.05
between:												
BOYACÁ 2/Barras 2		230.00	112.88	-25.97								
			145.19	-120.39								
			147.19	120.05								
TACOA-BOYACÁ #1 230		TACOA 230 kV			A	341.60	2.57	144.79				
					B	5.96	0.04	-68.21				
					C	6.42	0.05	-65.56				
TACOA-BOYACÁ #2 230		TACOA 230 kV			A	341.60	2.57	144.79				
					B	5.96	0.04	-68.21				
					C	6.42	0.05	-65.56				
BOYACÁ-CONVENTO 230		CONVENTO 230 k			A	784.67	5.91	-35.88				
					B	40.28	0.30	-40.18				
					C	39.39	0.30	-40.33				
TRF. BOYACA #1		BOYACA 69 kV B TERCARIO BOYA			A	50.92	0.38	139.63				
					B	25.56	0.19	133.52				
					C	25.65	0.19	133.54				
TRF. BOYACA #2		BOYACA 69 kV B TERCARIO BOYA			A	50.92	0.38	139.63				
					B	25.56	0.19	133.52				
					C	25.65	0.19	133.54				
and:												
CONVENTO/Barras 2		230.00	111.35	-28.12								
			148.37	-120.86								
			146.73	121.35								
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	S _k " [MVA]	[kA]	I _k " [deg]	i _p [kA]	I _b [kA]	S _b [MVA]	EFF [-]
SANTA TERESA-CONVENT		Santa Teresa 2			A	288.93	2.18	144.80				
					B	34.42	0.26	-39.71				
					C	33.11	0.25	-39.91				
TACOA-CONVENTO 230 k		TACOA 230 kV			A	242.81	1.83	142.39				
					B	10.06	0.08	179.84				
					C	9.53	0.07	-177.72				
BOYACÁ-CONVENTO 230		BOYACÁ 230 kV			A	645.02	4.86	-36.25				
					B	40.19	0.30	139.83				
					C	39.30	0.30	139.68				
TRF. CONVENTO #1		TRF TACOA	TERCARIO CONV		A	18.76	0.14	145.96				
					B	9.41	0.07	-34.05				
					C	9.35	0.07	-34.02				
TRF. CONVENTO #2		R1	TERCARIO CONV		A	18.76	0.14	145.96				
					B	9.41	0.07	-34.05				
					C	9.35	0.07	-34.02				
TRF. CONVENTO #3		R2	TERCARIO CONV		A	18.76	0.14	145.96				
					B	9.41	0.07	-34.05				
					C	9.35	0.07	-34.02				
TRF. CONVENTO #4		R1	TERCARIO CONV		A	18.76	0.14	145.96				
					B	9.41	0.07	-34.05				
					C	9.35	0.07	-34.02				
CONVENTO-CURUPAO 230		CURUPAO 230 kV			A	38.47	0.29	140.16				
					B	24.05	0.18	134.63				
					C	24.08	0.18	134.65				

- Falla a 60% de la Barra Convento

Short-Circuit Calculation according to IEC60909					Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents						
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic			Short-Circuit Duration				0.10 s		
		Conductor Temperature User Defined			Break Time Fault Clearing Time (Ith)				1.00 s		
		No			c-Voltage Factor User Defined				No		
Fault Distance from Terminal j: ... ima\Barras 230 kV\CONVENTO 230 kV					Absolute					6.24 km	
Line: \Demo\CasoBaseEDC2011\Network Model\Network Data\EDC\3.- Study Case Base Maxima\Lineas 230 kV\BOYACÁ-CONVENTO 230 kV											
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	Ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Fault Location:											
BOYACÁ-CONVENTO 230	A	108.26	-35.74	1.10	1437.57	10.83	-35.74	26.78	10.83	1437.57	0.00
	B	150.40	-121.18		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.01
	C	146.54	122.22		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.05
between:											
BOYACÁ 2/Barras 2	230.00	112.47	-27.19								
		145.51	-120.44								
		147.15	120.19								
TACOA-BOYACÁ #1 230	TACOA 230 kV			A	361.78	2.72	145.06				
				B	6.92	0.05	-63.73				
				C	7.40	0.06	-61.65				
TACOA-BOYACÁ #2 230	TACOA 230 kV			A	361.78	2.72	145.06				
				B	6.92	0.05	-63.73				
				C	7.40	0.06	-61.65				
BOYACÁ-CONVENTO 230	CONVENTO 230 k			A	833.12	6.27	-35.63				
				B	38.96	0.29	-40.33				
				C	38.05	0.29	-40.50				
TRF. BOYACA #1	BOYACA 69 kV B TERCARIO BOYA			A	54.98	0.41	139.77				
				B	25.97	0.20	133.59				
				C	26.07	0.20	133.62				
TRF. BOYACA #2	BOYACA 69 kV B TERCARIO BOYA			A	54.98	0.41	139.77				
				B	25.97	0.20	133.59				
				C	26.07	0.20	133.62				
and:											
CONVENTO/Barras 2	230.00	112.52	-26.93								
		147.43	-120.72								
		146.85	120.96								
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	Ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
SANTA TERESA-CONVENT	Santa Teresa 2			A	278.28	2.10	145.17				
				B	35.75	0.27	-39.34				
				C	34.41	0.26	-39.54				
TACOA-CONVENTO 230 k	TACOA 230 kV			A	221.77	1.67	142.53				
				B	10.76	0.08	177.43				
				C	10.20	0.08	179.61				
BOYACÁ-CONVENTO 230	BOYACÁ 230 kV			A	604.54	4.55	-35.90				
				B	38.87	0.29	139.68				
				C	37.96	0.29	139.51				
TRF. CONVENTO #1	TRF TACOA	TERCARIO CONV		A	17.21	0.13	146.67				
				B	8.63	0.07	-33.35				
				C	8.57	0.06	-33.32				
TRF. CONVENTO #2	R1	TERCARIO CONV		A	17.21	0.13	146.67				
				B	8.63	0.07	-33.35				
				C	8.57	0.06	-33.32				
TRF. CONVENTO #3	R2	TERCARIO CONV		A	17.21	0.13	146.67				
				B	8.63	0.07	-33.35				
				C	8.57	0.06	-33.32				
TRF. CONVENTO #4	R1	TERCARIO CONV		A	17.21	0.13	146.67				
				B	8.63	0.07	-33.35				
				C	8.57	0.06	-33.32				
CONVENTO-CURUPAO 230	CURUPAO 230 kV			A	35.93	0.27	140.67				
				B	22.71	0.17	135.18				
				C	22.74	0.17	135.19				

- Falla a 70% de la Barra Convento

Short-Circuit Calculation according to IEC60909					Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents								
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic			Short-Circuit Duration Break Time					0.10 s			
		Conductor Temperature User Defined			Fault Clearing Time (Ith)					1.00 s			
		No			c-Voltage Factor User Defined					No			
Fault Distance from Terminal j:		... ima\Barras 230 kV\CONVENTO 230 kV					Absolute					7.28 km	
Line:		\Demo\CasoBaseEDC2011\Network Model\Network Data\EDC\3.- Study Case Base Maxima\Lineas 230 kV\BOYACÁ-CONVENTO 230 kV											
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	C- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	Ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]	
Fault Location:													
BOYACÁ-CONVENTO 230		A	109.10	-35.32	1.10	1448.69	10.91	-35.32	26.98	10.91	1448.69	0.00	
		B	149.67	-121.07		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.01	
		C	146.60	121.91		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.04	
between:													
BOYACÁ 2/Barras 2		230.00	112.24	-28.52									
			145.84	-120.50									
			147.10	120.33									
TACOA-BOYACÁ #1 230		TACOA 230 kV			A	383.00	2.88	145.46					
					B	7.93	0.06	-60.12					
					C	8.44	0.06	-58.44					
TACOA-BOYACÁ #2 230		TACOA 230 kV			A	383.00	2.88	145.46					
					B	7.93	0.06	-60.12					
					C	8.44	0.06	-58.44					
BOYACÁ-CONVENTO 230		CONVENTO 230 k			A	883.97	6.66	-35.26					
					B	37.70	0.28	-40.40					
					C	36.77	0.28	-40.60					
TRF. BOYACA #1		BOYACA 69 kV B TERCARIO BOYA			A	59.21	0.45	140.04					
					B	26.45	0.20	133.79					
					C	26.55	0.20	133.81					
TRF. BOYACA #2		BOYACA 69 kV B TERCARIO BOYA			A	59.21	0.45	140.04					
					B	26.45	0.20	133.79					
					C	26.55	0.20	133.81					
and:													
CONVENTO/Barras 2		230.00	113.82	-25.82									
			146.48	-120.58									
			146.99	120.57									
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	C- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	Ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]	
SANTA TERESA-CONVENT		Santa Teresa 2			A	268.07	2.02	145.66					
					B	37.16	0.28	-38.85					
					C	35.80	0.27	-39.05					
TACOA-CONVENTO 230 k		TACOA 230 kV			A	200.93	1.51	142.75					
					B	11.52	0.09	175.46					
					C	10.92	0.08	177.40					
BOYACÁ-CONVENTO 230		BOYACÁ 230 kV			A	564.81	4.25	-35.42					
					B	37.61	0.28	139.60					
					C	36.69	0.28	139.41					
TRF. CONVENTO #1		TRF TACOA	TERCIARIO CONV		A	15.67	0.12	147.58					
					B	7.86	0.06	-32.44					
					C	7.80	0.06	-32.40					
TRF. CONVENTO #2		R1	TERCIARIO CONV		A	15.67	0.12	147.58					
					B	7.86	0.06	-32.44					
					C	7.80	0.06	-32.40					
TRF. CONVENTO #3		R2	TERCIARIO CONV		A	15.67	0.12	147.58					
					B	7.86	0.06	-32.44					
					C	7.80	0.06	-32.40					
TRF. CONVENTO #4		R1	TERCIARIO CONV		A	15.67	0.12	147.58					
					B	7.86	0.06	-32.44					
					C	7.80	0.06	-32.40					
CONVENTO-CURUPAO 230		CURUPAO 230 kV			A	33.43	0.25	141.33					
					B	21.40	0.16	135.88					
					C	21.43	0.16	135.89					

- Falla a 80% de la Barra Convento

Short-Circuit Calculation according to IEC60909					Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents							
Asynchronous Motors Always Considered			Grid Identification Automatic			Short-Circuit Duration Break Time			0.10 s			
			Conductor Temperature User Defined			c-Voltage Factor User Defined			1.00 s			
			No						No			
Fault Distance from Terminal j: ... ima\Barras 230 kV\CONVENTO 230 kV					Absolute					8.32 km		
Line: \Demo\CasoBaseEDC2011\Network Model\Network Data\EDC\3.- Study Case Base Maxima\Lineas 230 kV\BOYACÁ-CONVENTO 230 kV												
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Fault Location:												
BOYACÁ-CONVENTO 230	A	110.18	-34.78		1.10	1463.04	11.02	-34.78	27.24	11.02	1463.04	0.00
	B	148.86	-120.94			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00
	C	146.67	121.57			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.04
between:												
BOYACÁ 2/Barras 2	230.00	112.24	-29.98									
		146.18	-120.55									
		147.04	120.47									
TACOA-BOYACÁ #1 230	TACOA 230 kV				A	405.40	3.05	145.99				
					B	9.00	0.07	-57.08				
					C	9.53	0.07	-55.68				
TACOA-BOYACÁ #2 230	TACOA 230 kV				A	405.40	3.05	145.99				
					B	9.00	0.07	-57.08				
					C	9.53	0.07	-55.68				
BOYACÁ-CONVENTO 230	CONVENTO 230 k				A	937.58	7.06	-34.76				
					B	36.50	0.27	-40.39				
					C	35.55	0.27	-40.61				
TRF. BOYACA #1	BOYACA 69 kV B TERCARIO BOYA				A	63.64	0.48	140.46				
					B	26.99	0.20	134.12				
					C	27.09	0.20	134.14				
TRF. BOYACA #2	BOYACA 69 kV B TERCARIO BOYA				A	63.64	0.48	140.46				
					B	26.99	0.20	134.12				
					C	27.09	0.20	134.14				
and:												
CONVENTO/Barras 2	230.00	115.24	-24.80									
		145.51	-120.45									
		147.16	120.18									
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
SANTA TERESA-CONVENT	Santa Teresa 2				A	258.24	1.94	146.29				
					B	38.69	0.29	-38.24				
					C	37.28	0.28	-38.44				
TACOA-CONVENTO 230 k	TACOA 230 kV				A	180.14	1.36	143.04				
					B	12.33	0.09	173.88				
					C	11.70	0.09	175.62				
BOYACÁ-CONVENTO 230	BOYACÁ 230 kV				A	525.55	3.96	-34.80				
					B	36.42	0.27	139.62				
					C	35.47	0.27	139.40				
TRF. CONVENTO #1	TRF TACOA	TERCARIO CONV			A	14.13	0.11	148.74				
					B	7.10	0.05	-31.29				
					C	7.04	0.05	-31.23				
TRF. CONVENTO #2	R1	TERCARIO CONV			A	14.13	0.11	148.74				
					B	7.10	0.05	-31.29				
					C	7.04	0.05	-31.23				
TRF. CONVENTO #3	R2	TERCARIO CONV			A	14.13	0.11	148.74				
					B	7.10	0.05	-31.29				
					C	7.04	0.05	-31.23				
TRF. CONVENTO #4	R1	TERCARIO CONV			A	14.13	0.11	148.74				
					B	7.10	0.05	-31.29				
					C	7.04	0.05	-31.23				
CONVENTO-CURUPAO 230	CURUPAO 230 kV				A	30.95	0.23	142.16				
					B	20.11	0.15	136.75				
					C	20.14	0.15	136.76				

- Falla a 90% de la Barra Convento

Short-Circuit Calculation according to IEC60909					Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents						
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic			Short-Circuit Duration						
		Conductor Temperature User Defined No			Break Time						
					Fault Clearing Time (Ith)						
					c-Voltage Factor User Defined No						
Fault Distance from Terminal j:		... ima\Barras 230 kV\CONVENTO 230 kV				Absolute				9.36 km	
Line:		\Demo\CasoBaseEDC2011\Network Model\Network Data\EDC\3.- Study Case Base Maxima\Lineas 230 kV\BOYACÁ-CONVENTO 230 kV									
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Fault Location:											
BOYACÁ-CONVENTO 230	A	111.51	-34.09	1.10	1480.72	11.15	-34.09	27.58	11.15	1480.72	0.00
	B	147.94	-120.80		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00
	C	146.76	121.20		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03
between:											
BOYACÁ 2/Barras 2	230.00	112.50	-31.57								
		146.54	-120.60								
		146.98	120.62								
TACOA-BOYACÁ #1 230	TACOA 230 kV			A	429.13	3.23	146.65				
				B	10.12	0.08	-54.40				
				C	10.67	0.08	-53.22				
TACOA-BOYACÁ #2 230	TACOA 230 kV			A	429.13	3.23	146.65				
				B	10.12	0.08	-54.40				
				C	10.67	0.08	-53.22				
BOYACÁ-CONVENTO 230	CONVENTO 230 k			A	994.30	7.49	-34.12				
				B	35.35	0.27	-40.29				
				C	34.38	0.26	-40.54				
TRF. BOYACA #1	BOYACA 69 kV B TERCARIO BOYA			A	68.30	0.51	141.03				
				B	27.60	0.21	134.59				
				C	27.70	0.21	134.61				
TRF. BOYACA #2	BOYACA 69 kV B TERCARIO BOYA			A	68.30	0.51	141.03				
				B	27.60	0.21	134.59				
				C	27.70	0.21	134.61				
and:											
CONVENTO/Barras 2	230.00	116.77	-23.85								
		144.51	-120.32								
		147.36	119.78								
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	[kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
SANTA TERESA-CONVENT	Santa Teresa 2			A	248.73	1.87	147.06				
				B	40.32	0.30	-37.50				
				C	38.88	0.29	-37.70				
TACOA-CONVENTO 230 k	TACOA 230 kV			A	159.26	1.20	143.40				
				B	13.20	0.10	172.67				
				C	12.54	0.09	174.24				
BOYACÁ-CONVENTO 230	BOYACÁ 230 kV			A	486.50	3.66	-34.04				
				B	35.27	0.27	139.72				
				C	34.30	0.26	139.47				
TRF. CONVENTO #1	TRF TACOA	TERCARIO CONV		A	12.60	0.09	150.20				
				B	6.33	0.05	-29.83				
				C	6.27	0.05	-29.77				
TRF. CONVENTO #2	R1	TERCARIO CONV		A	12.60	0.09	150.20				
				B	6.33	0.05	-29.83				
				C	6.27	0.05	-29.77				
TRF. CONVENTO #3	R2	TERCARIO CONV		A	12.60	0.09	150.20				
				B	6.33	0.05	-29.83				
				C	6.27	0.05	-29.77				
TRF. CONVENTO #4	R1	TERCARIO CONV		A	12.60	0.09	150.20				
				B	6.33	0.05	-29.83				
				C	6.27	0.05	-29.77				
CONVENTO-CURUPAO 230	CURUPAO 230 kV			A	28.49	0.21	143.18				
				B	18.84	0.14	137.80				
				C	18.87	0.14	137.82				

[ANEXO 20]

[Definición de las Curvas de Actuación asociadas a la Función temporizada de Sobre-corriente]

5.1.1.1.Extremo Tocoa. Línea Tocoa-Convento

En la Tabla 28 se observan las características asociadas al equipo de protección de sobre-corriente de neutro instalado actualmente.

Tabla 28: Características Relé 67N. Extremo Tocoa. Línea Tocoa-Convento

RELÉ	CT	MARCA	MODELO	TAP	DIAL
67N	1200/5	GENERAL ELECTRIC	RDG3D	2.50	6.00

En vista de que las características de la protección son iguales a las empleadas en el Extremo Convento, se aplica la misma curva característica mostrada en la Gráfica 6.

5.1.1.2.Extremo Convento. Línea Boyacá-Convento

En la Tabla 29 se observan las características asociadas al equipo de protección de sobre-corriente de neutro instalado actualmente.

Tabla 29: Características Relé 67N. Extremo Convento. Línea Boyacá-Convento

RELÉ	CT	MARCA	MODELO	TAP	DIAL
67N	1200/5	GENERAL ELECTRIC	IBCG-51	2.50	6.50

Basado en las fórmulas y constantes proporcionadas por el fabricante y según el manual de instrucción asociado al equipo, se obtuvo que la curva de actuación asociada al modelo IBCG-51 corresponde a la curva Inversa perteneciente a la familia de curvas “IAC” asociadas al fabricante General Electric.

El elemento direccional de sobrecorriente asociado al relé “D60” permite seleccionar la curva de sobrecorriente de tiempo inverso asociada a cualquiera de los siguientes estándares: IEEE, IEC, GE Type IAC e I²t. En vista de esto, se observa que es posible aplicar la misma curva de actuación que se encuentra actualmente en funcionamiento. La familia de curvas “IAC” de General Electric son generadas a partir de la siguiente Ecuación [15]:

$$T = TDM \cdot \left(A + \frac{B}{\left(\frac{I}{I_{pkp}} \right) - C} + \frac{D}{\left(\left(\frac{I}{I_{pkp}} \right) - C \right)^2} + \frac{E}{\left(\left(\frac{I}{I_{pkp}} \right) - C \right)^3} \right) \quad (63)$$

En donde:

T: Tiempo de operación [s]-

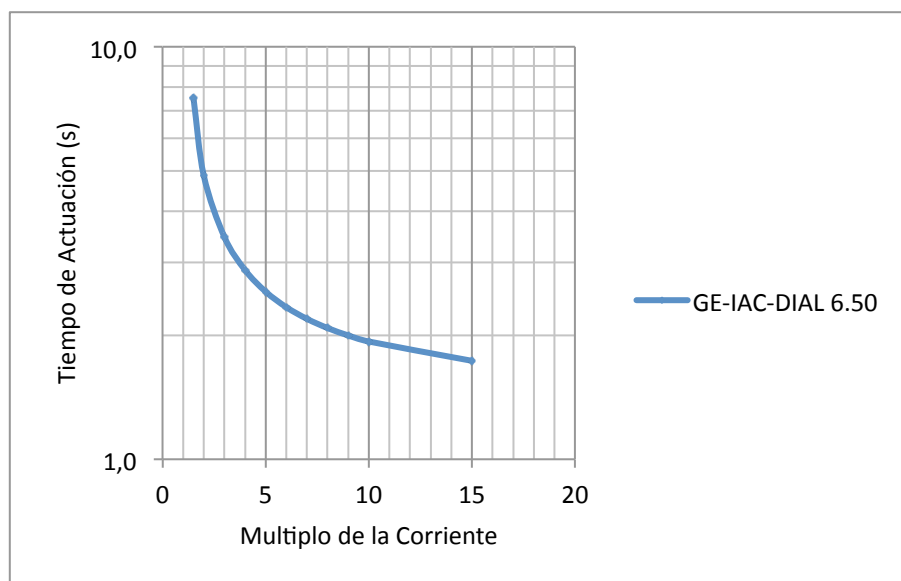
TDM: Múltiplo de Ajuste (Dial).

I: Corriente de Entrada.

I_{pkp}: Corriente de Arranque.

A, B, C, D y E: Constantes. Para el caso de la curva Inversa se tienen los siguientes valores: A=0,2078; B=0,8630; C=0,8000; D= -0,4180 y E= 0,1947 0,990.

En la Gráfica 17 se observa la característica asociada a la actuación del elemento Direccional de Sobre-Corriente de Neutro, la cual corresponde a la familia “IAC” de General Electric.



Gráfica 17: Curva característica de Tiempo Inverso asociada al Elemento Direccional de Sobre-Corriente de Neutro. Extremo Convento. Línea Boyacá-Convento

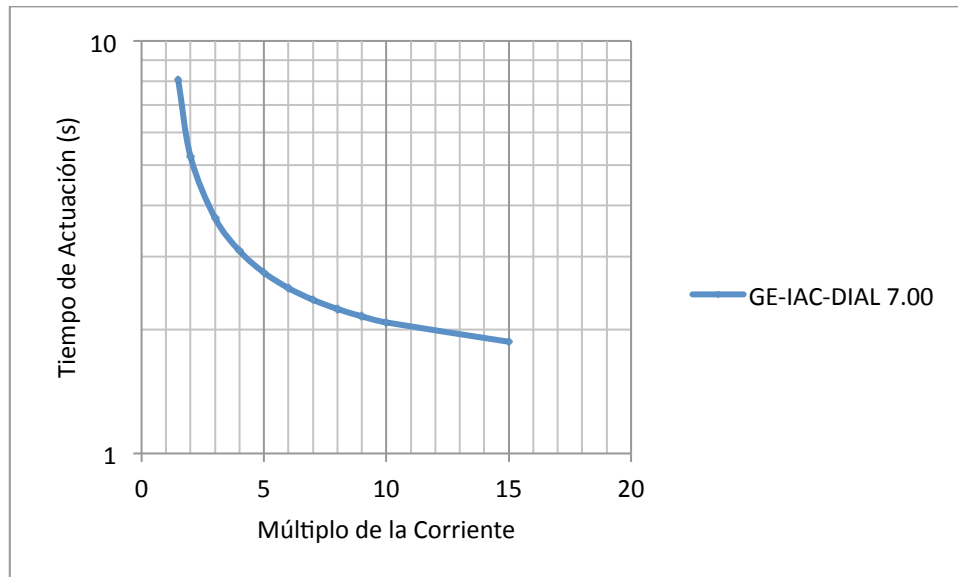
5.1.1.3. Extremo Boyacá. Línea Boyacá-Convento

En la Tabla 30 se observan las características asociadas al equipo de protección de sobre-corriente de neutro instalado actualmente.

Tabla 30: Características Relé 67N. Extremo Boyacá. Línea Boyacá-Convento

RELÉ	CT	MARCA	MODELO	TAP	DIAL
67N	1200/5	GENERAL ELECTRIC	IBCG-51	2.50	7.00

Para este caso se tiene el mismo modelo que el implementado en el Extremo Convento, por lo tanto la curva de actuación es generada a partir de la Ecuación (31) empleando un valor de $TDM = 7.00$. A partir de esto se obtiene la curva de actuación asociada al elemento direccional de sobre-corriente de neutro mostrada en la Gráfica 18.



Gráfica 18: Curva característica de Tiempo Inverso asociada al Elemento Direccional de Sobre-Corriente de Neutro. Extremo Boyacá. Línea Boyacá-Convento

[ANEXO 20]

[Esquema Trifilar Bay 1. S/E Convento]

[ANEXO 21]

[Diagrama Esquemático de Protección Secundaria S/E Convento. Línea Boyacá]

[ANEXO 23]

[Esquema de Control Interruptor G. S/E Convento (Retiro)]

[ANEXO 24]

[Físico panel de Control W1. S/E Convento]

[ANEXO 25]

[Físico panel de Control W2. S/E Convento]

[ANEXO 26]

[Diagrama Esquemático Relé D60 S/E Convento. Línea Boyacá-Convento]

[ANEXO 27]

[Diagrama Esquemático Equipo de Teleprotección S/E Convento. Línea Boyacá-Convento]

[ANEXO 28]

[Esquema de Control Interruptor G. S/E Convento (Instalación)]

[ANEXO 29]

[Panel W5 S/E Convento Protección Secundaria Línea Boyacá-Convento]

[ANEXO 30]

[Descripción de las Funciones y Ajustes del relé D60]

1. PRODUCT SETUP

1.1.Fault Report

Corresponde a la función asociada al detector de fallas, a partir de la cual se determina la distancia a la que ha ocurrido la falla.

- Source: Corresponde a la fuente a partir de la cual se obtendrán las entradas de corriente, tensión y detector de fallas.
- Trig: Asigna el operador FlexLogic que activará al localizador de fallas.
- Z_1 Mag: Magnitud de la impedancia de secuencia positiva de la línea.
- Z_1 Angle: Ángulo de la impedancia de secuencia positiva de la línea.
- Z_0 Mag: Magnitud de la impedancia de secuencia cero de la línea.
- Z_0 Angle: Ángulo de la impedancia de secuencia cero de la línea.
- Line Length Unit: Unidad de medida de la longitud de la línea.
- Length: Longitud de la línea.
- Vt Substitution: Este ajuste depende de la conexión del VT al cual está conectado el relé. Si la conexión es en estrella entonces se colocará en "NONE", si la conexión es el delta se cambiará a "V0".
- System Z_0 Mag: Solo será tomado en cuenta cuando el "Vt Substitution" esté ajustado como "I0" y corresponde a la magnitud de la impedancia equivalente vista hacia atrás del relé.
- System Z_0 Angle: Solo será tomado en cuenta cuando el "Vt Substitution" esté ajustado como "I0" y corresponde al ángulo de la impedancia equivalente vista hacia atrás del relé.

1.2.Oscilography

Esta función permite grabar la oscilografía asociada a las variables deseadas.

- Number of Records: Número de oscilografías que grabará el relé sin sobre-escribir.
- Trigger Mode: Permite proteger la sobre-escritura de la oscilografía.
- Trigger Source: Porcentaje de datos de pre-falla que serán guardados.
- AC Input Waveform: Selecciona la cantidad de muestras por ciclo a ser grabadas, pudiendo ser 8, 16, 32 o 64.
- Digital Channels: Selecciona los canales digitales a ser grabados.
- Analog Channels: Selecciona los canales análogos a ser grabados

1.3.User-Programable Leds

1.3.1. Trip & Alarm Leds

Esta función permite ajustar los leds de disparo y alarma ubicados en el panel 1 de anunciadores del relé.

- Trip Led Input: Operador FlexLogic que activará el led de disparo.
- Alarm Led Input: Operador FlexLogic que activará el led de alarma.

1.3.2. User Programable Leds

Esta función permite ajustar el panel de anunciadores 2 y 3, cada uno constituido por 24 leds. Se puede seleccionar entre el tipo de iluminación requerida para cada led, pudiendo ser sostenida o de reinicio inmediato.

- Led N Operand: Operador FlexLogic que activará al led N.
- Led N Type: Tipo de reinicio del led N.

2. SYSTEM SETUP

2.1.AC Inputs

Esta función permite definir las características de los transformadores de tensión y corriente asociados a las entradas analógicas del relé.

2.1.1. Current Banks

- Phase CT Primary: Corriente nominal primaria del CT de fase.
- Phase CT Secondary: Corriente nominal secundaria del CT de fase.
- Ground CT Primary: Corriente nominal primaria del CT de neutro.
- Ground CT Secondary: Corriente nominal secundaria del CT neutro.

2.1.2. Voltage Banks

- Phase VT Connection: Conexión del transformador de potencial.
- Phase VT Secondary: Tensión nominal secundaria del VT.
- Phase VT Ratio: Relación de Transformación del VT.
- Auxiliary VT Connection: Conexión del transformador de potencial auxiliar.
- Auxiliary VT Secondary: Tensión nominal secundaria del VT auxiliar.
- Auxiliary VT Ratio: Relación de Transformación del VT auxiliar.

2.2.Power System

A través de esta función se procede a definir los parámetros del sistema de potencia a proteger.

- Nominal Frequency: Frecuencia nominal del sistema.
- Phase Rotation: Secuencia de rotación de las fases.
- Frequency and Phase Reference: Selecciona la fuente a partir de la cual se tomarán las referencias de fase y secuencia.

2.3.Signal Sources

Indica la ubicación física de los módulos de medición.

- Name: Nombre de la Fuente
- Phase CT: Ubicación física del modulo de medición de las corrientes de fase.
- Ground CT: Ubicación física del módulo de medición de la corriente de neutro.
- Phase VT: Ubicación física del modulo de medición de las tensiones de fase.
- Aux VT: Ubicación física del módulo asociado al TT Auxiliar.

3. FLEXLOGIC

Esta función permite definir las ecuaciones lógicas que permitirán personalizar el funcionamiento del equipo. Para ello se cuenta con operandos lógicos correspondientes a los estados de las entradas, elementos, esquemas y salidas; los cuales pueden ser combinados a través de los operadores que consisten en compuertas lógicas y elementos temporizadores.

4. GROUPED ELEMENTS

4.1. Distance

La función de distancia permite seleccionar para cada ajuste el tipo de característica a emplear para la protección, ya sea Mho o Cuadrilateral indicando la direccionalidad o no-direccionalidad de la protección. Se dispone de 5 zonas de protección entre fases y cinco zonas de protección para fallas a tierra, cada una ajustada independientemente. Los ajustes requeridos son los siguientes:

- Source: Indica la fuente de entrada para todas las funciones de distancia.
- Memory Duration: Especifica el tiempo de duración de la memoria de voltaje de secuencia positiva empleado para los cálculos de distancia.
- Force Self-Polar: Selecciona el tipo de polarización de la función de distancia.
- Force Mem-Polar: Permite seleccionar la polarización por memoria de las funciones de distancia.

4.1.1. Phase Distance

- Funtion: Indica la habilitación de la zona de protección.
- Direction: Determina la direccionalidad de la zona.
- Shape: Forma de la zona de protección (Mho o Cuadrilateral).
- XFMR Vol Conection: Permite a la zona ajustada ver a través de un transformador de tensión con cualquier tipo de conexión.
- XFMR Cur Conection: Indica la ubicación del CT en caso de que se encuentre un transformador de tensión en medio de la línea a proteger.
- Reach: Alcance de la zona de protección.
- RCA: Ángulo característico de la función de distancia.

- Reverse Reach: Alcance de la zona en reversa en caso de que el ajuste sea no-direccional.
- Reverse reach RCA: Ángulo asociado al alcance de la zona en reversa.
- Comp Limit: Ángulo empleado para deformar o darle forma a la zona de protección, correspondiente al ángulo de comparación con el cual se calcula la entrada en la zona de protección.
- Dir RCA: Corresponde al ángulo característico de la función de supervisión direccional.
- Dir Comp Limit: Ángulo límite de comparación para la función de supervisión direccional.
- Quad Rgt Bld: Ubicación del límite derecho asociado a la característica cuadrilateral.
- Quad Rgt Bld RCA: Define la posición angular del límite derecho asociado a la característica cuadrilateral.
- Quad Lft Bld: Ubicación del límite izquierdo asociado a la característica cuadrilateral.
- Quad Lft Bld RCA: Define la posición angular del límite izquierdo asociado a la característica cuadrilateral.
- Supv:
- Volt Level:
- Delay: Tiempo de retardo de actuación de la zona deprotección.
- BLK: Selecciona el operador FlexLogic que activará el bloqueo de la zona de protección.

En la Figura 38 se observa el esquema lógico asociado a la función de distancia entre fases.

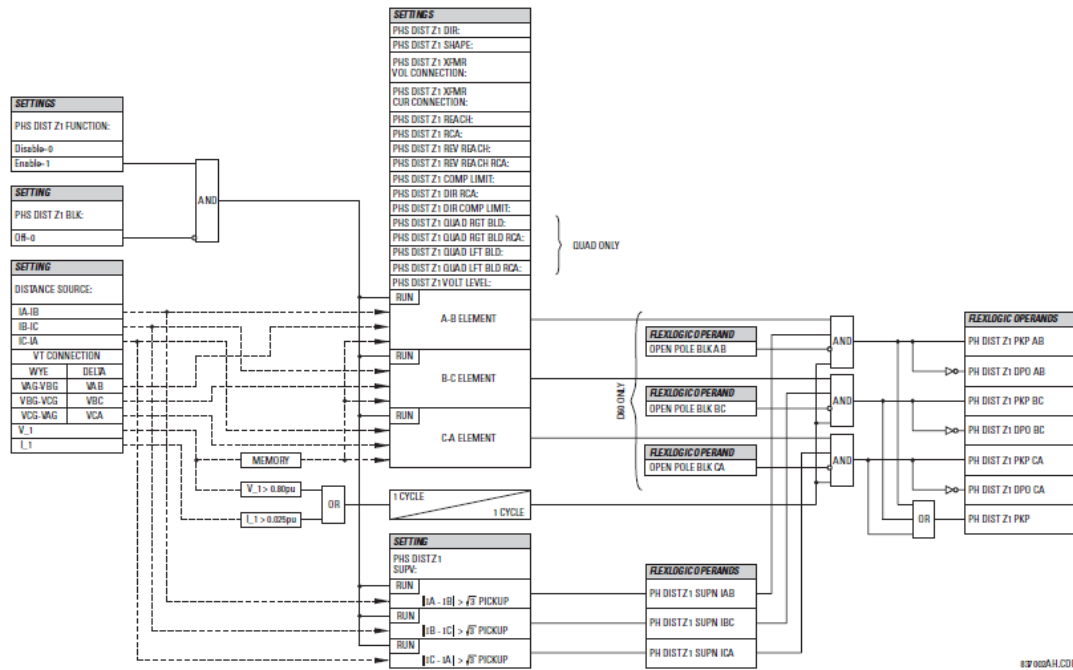


Figura 38: Esquema lógico de la función de distancia entre fases

4.1.2. Ground Distance

- **Funtion:** Indica la habilitación de la zona de protección.
- **Direction:** Determina la direccionalidad de la zona.
- **Shape:** Forma de la zona de protección (Mho o Cuadrilateral).
- **Z_0/Z_1 Mag:** Relación entre las magnitudes de las impedancias de secuencia cero y secuencia positiva.
- **Z_0/Z_1 Angle:** Diferencia de ángulos entre las impedancias de secuencia cero y secuencia positiva.
- **Z_{0M}/Z_1 Mag:** Este ajuste debe especificarse para el caso de líneas paralelas y corresponde a la relación entre las magnitudes de la impedancia mutua de secuencia cero y la impedancia de secuencia positiva de la línea a proteger.
- **Z_{0M}/Z_1 Angle:** Este ajuste debe especificarse para el caso de líneas paralelas y corresponde a la diferencia angular de la impedancia mutua de secuencia cero y la impedancia de secuencia positiva de la línea a proteger.

- Reach: Alcance de la zona de protección.
- RCA: Ángulo característico de la función de distancia.
- Reverse Reach: Alcance de la zona en reversa en caso de que el ajuste sea no-direccional.
- Reverse reach RCA: Ángulo asociado al alcance de la zona en reversa.
- Pol Current:
- Non-Homogen Angle: Se emplea en los casos de líneas de secuencia cero y secuencia negativa no homogéneas. Permite disminuir el alcance para altas resistencias de forma que se eviten sobre-alcances.
- Comp Limit: Ángulo empleado para deformar o darle forma a la zona de protección, correspondiente al ángulo de comparación con el cual se calcula la entrada en la zona de protección.
- Dir RCA: Corresponde al ángulo característico de la función de supervisión direccional.
- Dir Comp Limit: Ángulo límite de comparación para la función de supervisión direccional.
- Quad Rgt Bld: Ubicación del límite derecho asociado a la característica cuadrilateral.
- Quad Rgt Bld RCA: Define la posición angular del límite derecho asociado a la característica cuadrilateral.
- Quad Lft Bld: Ubicación del límite izquierdo asociado a la característica cuadrilateral.
- Quad Lft Bld RCA: Define la posición angular del límite izquierdo asociado a la característica cuadrilateral.
- Supv:
- Volt Level:
- Delay: Tiempo de retardo de actuación de la zona deprotección.
- BLK: Selecciona el operador FlexLogic que activará el bloqueo de la zona de protección.

En la Figura 39 se observa el esquema lógico asociado a la función de distancia a tierra correspondiente a la zona 1.

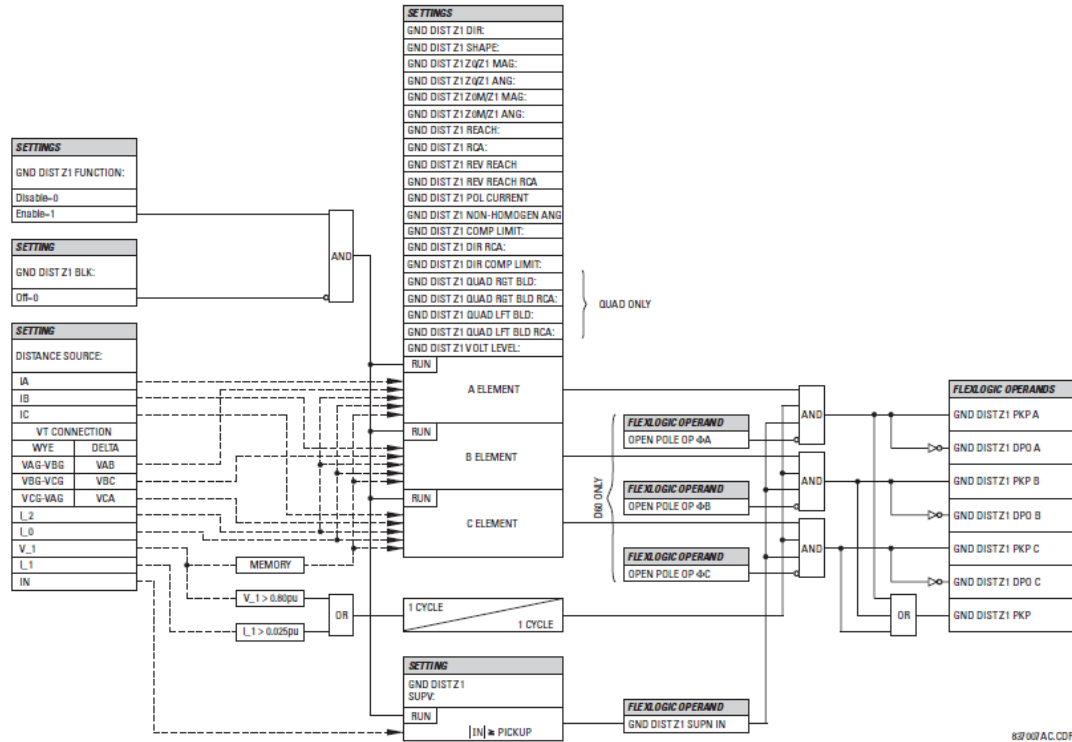


Figura 39: Esquema lógico de la función de distancia a tierra (Zona 1)

En la Figura 40 se observa el esquema lógico asociado a la función de distancia a tierra correspondiente a las zonas 2, 3, 4 y 5.

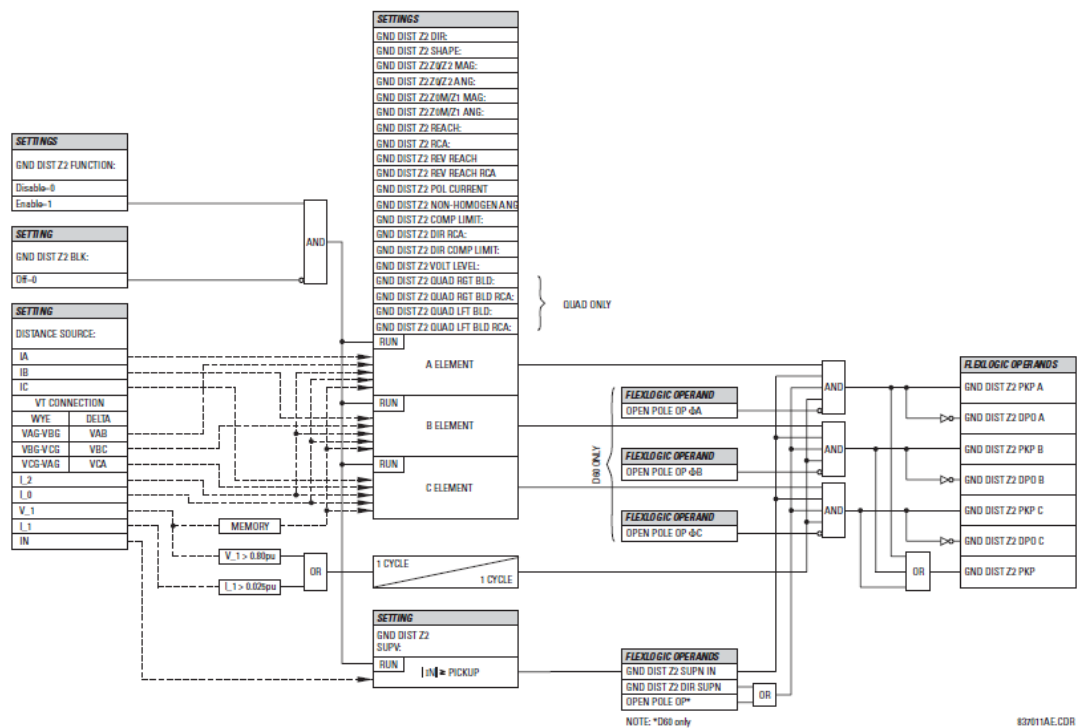


Figura 40: Esquema lógico de la función de distancia a tierra (Zonas 2, 3, 4 y 5)

4.2.Neutral Time Overcurrent

La función temporizada de sobre-corriente permite ajustar un tiempo de retardo de operación dependiendo del valor de corriente aplicado. Para esto es necesario seleccionar la curva característica de actuación que regirá el tiempo de operación de la función, pudiendo seleccionar entre las curvas asociadas a los estándares IEE, IEC, GE Type IAC y $I^2 \cdot t$. En caso de que ninguna de las curvas disponibles se adapte a los requerimientos, es posible diseñar una curva personalizada a partir de la función FlexCurves.

Los ajustes requeridos para esta función son los siguientes:

- Funtion: Permite habilitar o deshabilitar la función.

- Signal Source: Selecciona la fuente de entrada asociada a la función.
- Input: Indica el tipo de entrada asociada a la corriente de neutro pudiendo ser RMS o fasor fundamental.
- Pickup: Define el nivel de arranque para la función de sobrecorriente.
- Curve: Selecciona el tipo de curva correspondiente a la característica inversa de la función.
- Td Multiplier: Corresponde al Dial al cual será ajustada la función.
- Reset: Indica si la función será reiniciada instantáneamente o de forma temporizada.
- Block: Indica el operador FlexLogic que bloqueará a la función.

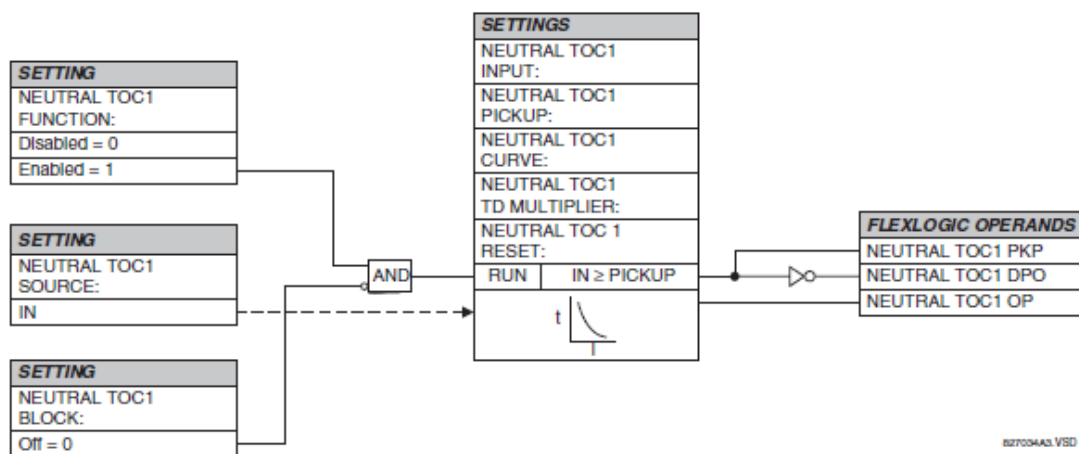


Figura 41: Esquema lógico de la función temporizada de sobre-corriente

4.3.Neutral Directional Overcurrent

- Function: Este ajuste activa o desactiva la función de sobre corriente direccional de neutro.
- Source: En este ajuste se selecciona las señales originales para que esta unidad realice los cálculos

- Polarizing: Este ajuste selecciona el modo de polarización de la unidad direccional. Si es seleccionado “Voltage” la polarización será realizada usando el ángulo del voltaje de secuencia cero. Si es seleccionado “Current” la polarización será efectuada usando el ángulo de la corriente de neutro conectada externamente y configurada bajo NEUTRAL OC1 SOURCE para polarización.
- Polarizing volt: este ajuste permite elegir la fuente de la polarización de voltaje. Esta puede ser la propia del relé la cual es por medio cualquier voltaje de secuencia cero calculada por el relé (Calculated V0) o por una fuente externa conectada a la entrada de voltaje auxiliar (Measured VX).
- Op current: Este ajuste indica si la corriente 3I₀ calculada por las corrientes de fase (Calculated 3I0) o la corriente de neutro externa (Measured IG) es usada por esta protección. Si es ajustado en “Measured IG” entonces el ajuste NEUTRAL DIR OC1 SOURCE debe estar en “Voltage”, ya que no es posible usar la corriente de neutro medida para la operación y la polarización simultáneamente.
- Pos seq restraint: Este ajuste controla la cantidad de secuencia positiva retenida. Ajustado a 0,063 para compatibilidad hacia atrás para firmware 3.40 o versiones anteriores. Ajustar cero para retirar la retención. Ajustar con valores mayores para sistemas desbalanceados grandes o para CT de bajo rendimiento.
- Offset: Este ajuste especifica la impedancia de compensación usada por esta protección. La aplicación primaria de esta impedancia de compensación es garantizar la correcta identificación de la dirección de la falla en líneas con compensación serie. En aplicaciones regulares, la impedancia de compensación asegura la apropiada operación incluso si el voltaje de secuencia cero es muy pequeña desde el punto de vista del relé. Si este es el caso, la impedancia de compensación no debe ser mayor que la impedancia de secuencia cero del circuito. En la práctica deberá ser un poco menor. La impedancia de compensación debe ser colocada en ohmios secundarios.
- Forward rca: Este ajuste define al ángulo característico para la dirección hacia adelante para el modo de polarización “Voltage”. Para polarización “Current” se usa un arreglo de 0° para el ángulo característico. Si en ángulo característico es en

dirección reversa el ángulo debe ser ajustado para direcciones hacia adelante en 180°.

- Forward limit angle: Este ajuste define la simetría (en las dos direcciones del ángulo característico) del ángulo límite para dirección en adelante.
- Forward pickup: Este ajuste define el nivel de arranque para la unidad de sobre corriente en dirección en adelante. Cuando es ajustado este parámetro se debe tener en cuenta fue diseñado para usar retención de secuencia positiva.
- Reverse limit angle: Este ajuste define la simetría (en las dos direcciones del ángulo característico) del ángulo límite para dirección en reversa.
- Reversa pickup: Este ajuste define el nivel de arranque para la unidad de sobre corriente en dirección en reversa. Cuando es ajustado este parámetro se debe tener en cuenta fue diseñado para usar retención de secuencia positiva.

En la Figura 42 se observa el esquema lógico asociado a la función direccional de sobre-corriente de neutro.

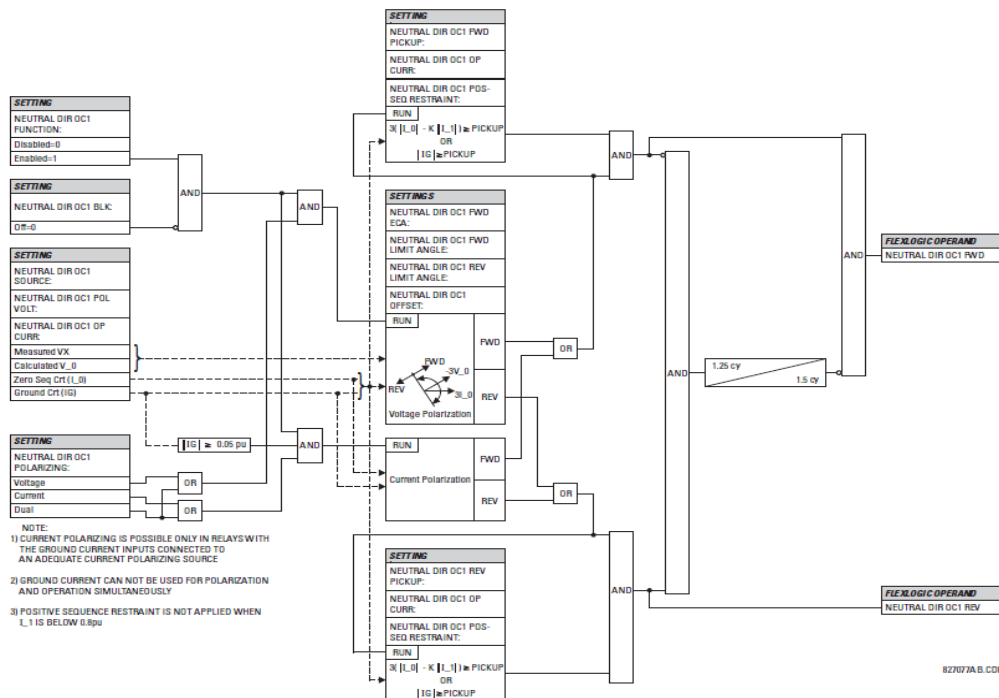


Figura 42: Esquema lógico de la función direccional de sobre-corriente de neutro

5. CONTROL ELEMENTS

5.1.Synchrocheck

La función de sincronismo permite verificar el paralelismo de dos partes del sistema que está a punto de ser cerrado a través del interruptor. Para esto se cuenta con dos elementos de sincronismo que pueden ser ajustados independientemente según los requerimientos, siendo una empleada para la función de Autorecierre y la otra como condición necesaria para permitir el cierre manual del interruptor. Los ajustes necesarios para esta función son los siguientes:

- Función: Habilita o deshabilita la función.
- Block: Indica el operando FlexLogic que bloqueará la función.
- V_1 Source: Selecciona la fuente de tensión V_1 .
- V_2 Source: Selecciona la fuente de tensión V_2 .
- Max Volt Diff: Indica la máxima diferencia entre las magnitudes de los voltajes primarios V_1 y V_2 en Voltios.
- Max Angle Diff: Indica la máxima diferencia entre los ángulos de los voltajes primarios V_1 y V_2 en grados.
- Max Freq Diff: Indica la máxima diferencia entre las frecuencias de los voltajes primarios V_1 y V_2 en Hertz.
- Max Freq Hysteresis: especifica la histéresis requerida por la condición de máxima diferencia de frecuencia.
- Dead Source Select: Permite seleccionar la combinación de fuente viva y fuente muerta que debe ser verificada para aprobar el sincronismo y permitir el cierre del interruptor cuando uno o ambas fuentes de voltaje se encuentre por debajo del umbral máximo de voltaje. Las combinaciones disponibles para esta función son las siguientes:

- None: Función de Fuente muerta deshabilitada.
 - LV1 and DV2: V1 vivo y V2 muerto
 - DV1 and LV2: V1 muerto y V2 vivo
 - DV1 or DV2: V1 muerto ó V2 muerto
 - DV1 Xor DV2: Solo V1 muerto ó solo V2 muerto no puede ser ambos
 - DV1 and DV2: V1 muerto y V2 muerto
-
- Dead V_1 Max Volt: Establece la magnitud del voltaje máximo V_1 en “pu”. Mientras la entrada V_1 se encuentre por debajo de este valor será considerada como muerta.
 - Dead V_2 Max Volt: Establece la magnitud del voltaje máximo V_2 en “pu”. Mientras la entrada V_2 se encuentre por debajo de este valor será considerada como muerta.
 - Live V_1 Live Min Volt: Establece la magnitud del voltaje mínimo V_1 en “pu”. Mientras la entrada V_1 se encuentre por encima de este valor será considerada como viva.
 - Live V_2 Live Min Volt: Establece la magnitud del voltaje mínimo V_2 en “pu”. Mientras la entrada V_2 se encuentre por encima de este valor será considerada como viva.

5.2. Autoreclose

El esquema de autorecierre provee cuatro programas con diferentes ciclos de operación, dependiendo del tipo de falla. La función permite seleccionar un Recierre secuencial el cual emplea como señal de inicio a la orden de disparo proveniente de la protección o puede ser ajustada a partir de un operando FlexLogic. Para el ajuste del Recierre secuencial se debe especificar en cual extremo se requiere comenzar el proceso de Recierre, indicando como precesor al extremo que iniciará la operación y como seguidor al que operará con un tiempo de retardo respecto al precesor. A continuación se muestran los ajustes necesarios para la función:

- Funtion: Habilita o deshabilita la función.
- Mode: Selecciona el modo de operación de la función
- Max Number of Shots: Indica el número de disparos que se pueden realizar para lograr el Recierre antes de irse a Lockout, en caso de que la falla persista.
- Block Bkr 1: Selecciona un operando FlexLogic el cual bloqueará el comando de Recierre del Breaker 1.
- Close Time Bkr 1: Especifica el tiempo de cierre del interruptor 1 desde que se envía la orden de cierre hasta que los contactos están cerrados.
- Bkr Man Close: Selecciona un operando FlexLogic que activará la función de Recierre manual.
- Time Upon Man Cls: Establece el tiempo de retardo a partir del cual se activará la función de Recierre manual.
- 1P Init: Selecciona un operando FlexLogic que activará la función de Recierre monopolar.
- 3P Init: Selecciona un operando FlexLogic que activará la función de Recierre tripolar.
- 3P Td Init: Selecciona un operando FlexLogic que ordenará el Recierre tripolar con un tiempo de retraso.
- Multi-P Fault: Selecciona un operando FlexLogic que indica la ocurrencia de una falla multifase.
- One Pole Open: Selecciona un operando FlexLogic que indica que el interruptor ha abierto exitosamente ante una falla monofásica.
- Tree Pole Open: Selecciona un operando FlexLogic que indica que el interruptor ha abierto de forma tripolar.
- 3-P Dead Time 1: Corresponde al tiempo muerto que le sigue al primer disparo tripolar.
- 3-P Dead Time 2: Corresponde al tiempo muerto que le sigue al segundo disparo tripolar o al inicio generado por la entrada “AR 3P TD INIT”

- 3-P Dead Time 3(4): Corresponde al tiempo muerto después del tercer disparo tripolar.
- Extend dead T1: Este ajuste selecciona un operando que adaptará la duración del tiempo muerto para el primer recierre para contemplar la posibilidad de disparos no simultáneos en ambos extremos de la línea.
- Dead Time 1 Extension: Ajusta la extensión de tiempo muerto para contemplar la posibilidad de disparos no simultáneos en ambos extremos de la línea.
- Reset: Este ajuste selecciona el operando que obliga el esquema de autorecierre a colocarse en estado reposición (reset).
- Reset Time: El ajuste se basa en el tiempo mínimo requerido entre sucesivas secuencias de recierre del interruptor.
- Bkr Closed: Selecciona un operando FlexLogic que indica que el interruptor ha sido cerrado exitosamente.
- Block: Selecciona un operando FlexLogic que bloquea la función de Recierre.
- Pause: Permite seleccionar un operando FlexLogic que congele el esquema de Recierre dependiendo de las condiciones.
- Incomplete Seq Time: Este temporizador se utiliza para ajustar el máximo intervalo de tiempo permitido para un solo intento de recierre.
- Block Bkr 2: Esta entrada selecciona un operando FlexLogic que bloqueará la función de recierre asociada al interruptor 2.
- Close Time Breaker 2: Especifica el tiempo de cierre del interruptor 2 desde que se envía la orden de cierre hasta que los contactos están cerrados.
- Transfer 1 to 2: Establece cómo el esquema funcionará cuando la secuencia de cierre es 1-2 y el interruptor 1 está bloqueado. Cuando esté ajustado a “YES” el comando de cierre será transferido directamente al interruptor 2 sin esperar el tiempo de transferimiento. Cuando se ajuste a “NO”, el comando de cierre será bloqueado por la señal AR BKR1 BLK y el esquema irá a Lockout mediante el temporizador de secuencia incompleta.

- Transfer 2 to 1: Establece cómo el esquema funcionará cuando la secuencia de cierre es 2-1 y el interruptor 2 está bloqueado. Cuando esté ajustado a “YES” el comando de cierre será transferido directamente al interruptor 1 sin esperar el tiempo de transferimiento. Cuando se ajuste a “NO”, el comando de cierre será bloqueado por la señal AR BKR2 BLK y el esquema irá a Lockout mediante el temporizador de secuencia incompleta.
- Bkr 1 Fail Option: Establece como el esquema funciona cuando la secuencia de cierre de los interruptores es 1-2 y el interruptor 1 ha fallado al cierre. Cuando se ajusta a “CONTINUE” el comando de recierre será transferido a el interruptor 2 el cual continuará el ciclo de recierre hasta que sea exitoso (el esquema se repondrá (reset)) o no exitoso (el esquema se irá a Lockout). Cuando se ajusta a “LOCKOUT”, el esquema ira a Lockout sin intentar cerrar el interruptor 2.
- Bkr 2 Fail Option: Establece como el esquema funciona cuando la secuencia de cierre de los interruptores es 2-1 y el interruptor 2 ha fallado al cierre. Cuando se ajusta a “CONTINUE” el comando de recierre será transferido a el interruptor 1 el cual continuará el ciclo de recierre hasta que sea exitoso (el esquema se repondrá (reset)), o no exitoso (el esquema se irá a Lockout). Cuando se ajusta a “LOCKOUT”, el esquema ira a Lockout sin intentar cerrar el interruptor 1.
- 1-P Dead Time: Este retraso intencional, se ajusta a un tiempo mayor que el estimado para la deionización, después del primer disparo monopolar
- Breaker Sequence: Selecciona la secuencia de cierre de los interruptores: seleccionar “1” para cerrar solo el interruptor 1, “2” para cerrar solo el interruptor 2, “1&2” para cerrar ambos interruptores simultáneamente, “1-2” para cerrar los interruptores en secuencia (primero el interruptor 1), y “2-1” para cerrar las interruptores en secuencia, (primero el interruptor 2).
- Transfer Time: El tiempo de transferimiento se usa solo para las secuencias de cierre 1-2 ó 2-1, cuando los dos interruptores son cerrados secuencialmente. El temporizador de transferimiento transfiere la señal de recierre desde el interruptor seleccionado a cerrar primero al segundo interruptor. El tiempo de retardo ajustado se basa sobre el máximo intervalo de tiempo entre la señal de

autorecierre y el contacto de cierre de orden de disparo de la protección, asumiendo una falla permanente (recierre no exitoso). Por lo tanto, el mínimo ajuste es igual al tiempo máximo de recierre del interruptor, más el máximo tiempo de operación de la protección de la línea más un margen de seguridad apropiado. Este ajuste evitará el esquema de autorecierre durante el transferimiento de la señal de cierre al segundo interruptor, a menos que el recierre del primer interruptor sea exitoso.

5.3.Pilot Schemes

5.3.1. Permissive Over-Reaching Transfer Trip (POTT)

- POTT scheme block: Este ajuste le permite al usuario asignar un operador FlexLogic capaz de bloquear el esquema en los casos en que se cumplan sus condiciones asociadas.
- POTT permissive echo: Si esta característica se encuentra ajustada como “Enabled”, se enviará una señal “Eco” permisiva al extremo remoto empleando una lógica pre-programada. Si se encuentra ajustada como “Custom”, la señal “eco” es enviada si se cumple con la condición seleccionada en el ajuste “POTT ECHO CON”. La señal “eco” es enviada una sola vez y luego la lógica queda cerrada durante el tiempo especificado en el ajuste “ECHO LOCKOUT”. El tiempo de duración del pulso “eco” es ajustable mediante la característica “ECHO DURATION”. La operación del elemento de protección en sobre-alcance (zona 2), inhibe la actuación de la función “ECHO”.
- POTT echo cond: Este ajuste le permite al usuario especificar la condición para la función ”ECHO” y aplicarla únicamente si la característica “HYB POTT PERMISSIVE ECHO” se encuentra ajustada como “Custom”.
- POTT rx pickup delay: Este ajuste le permite al relé enfrentarse a señales falsas recibidas, generando un retraso en el tiempo de actuación del esquema.

- Trans block pickup delay: Este ajuste define el mecanismo de bloqueo transitorio incluido en el esquema POTT que le permite adaptarse cuando se encuentra expuesto a la función direccional de sobre-corriente de neutro bajo condiciones de corrientes reversas. Mientras se encuentre activo el bloqueo, la señal RX será usada por la función direccional de sobre-corriente para generar los disparos correspondientes. Una vez realizada la función, el camino de la función direccional de sobre-corriente de neutro será virtualmente deshabilitado durante un periodo de tiempo especificado en “TRANS BLOCK REST DELAY”.
- Trans block reset delay: Este ajuste define el tiempo de actuación asociado al mecanismo de bloqueo transitorio incluido en el esquema POTT. El tiempo seleccionado debe ser lo suficientemente largo para enfrentarse a las condiciones transitorias, incluyendo tanto las corrientes reversas como las corrientes espurias de secuencia negativa y secuencia cero, generadas al operar el interruptor.
- Echo duration: Este ajuste define la garantía y la exactitud de la duración del pulso “eco”. Este tiempo no depende de la duración ni forma de la señal RX recibida. Con esta función se bloquea la constante transmisión y recepción de señales.
- Echo lockout: Este ajuste define el periodo de bloqueo del “eco” lógico una vez enviado el pulso “eco”.
- Line end open pickup delay: Este ajuste define el valor de arranque que indica que el extremo de la línea se encuentra abierto al ser detectado por la lógica “LINE PICKUP” a través del operando FlexLogic “LINE PICKUP LEO PKP”. La validación de la condición de extremo abierto es un requerimiento del esquema POTT para devolver la señal “eco” recibida.
- POTT seal-in delay: La salida del operador FlexLogic es generada de acuerdo al esquema lógico POTT. Se aplica un tiempo de retardo a dicho operador, de forma que le permita al relé enfrentarse a los posibles ruidos en el canal de comunicación.
- Gnd dir o/c fwd: Este ajuste define el operando FlexLogic (si existe) asociado a la protección de sobre-corriente de neutro empleada en conjunto con la zona dos de la protección de distancia.

- POTT no of comm bits: Con este ajuste se especifica el número de bits del canal de comunicación disponibles para el esquema.
- POTT rx1 through rx4: Este ajuste le permite al usuario seleccionar el operador FlexLogic que representa la señal recibida por el esquema.

En la Figura 43 se observa el esquema lógico asociado a la función POTT.

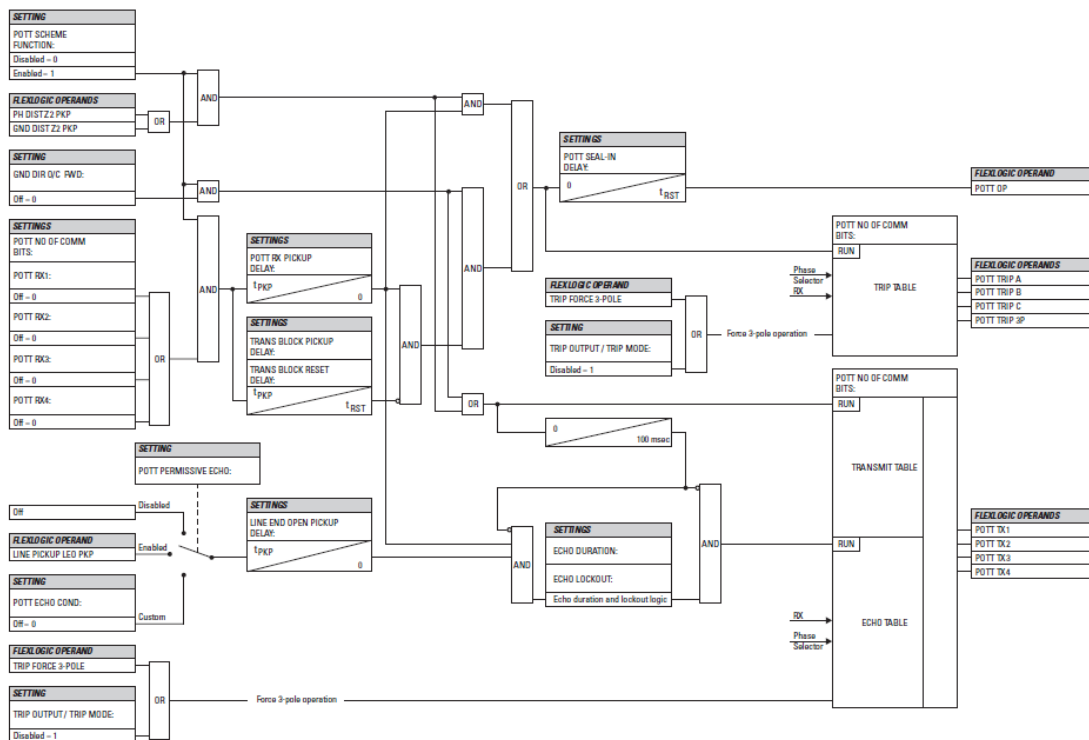


Figura 43: Esquema lógico de la función POTT

[ANEXO 31]

[Ajuste y Configuración Relé D60 S/E Convento. Línea Tocoa-Convento]

1. PRODUCT SETUP

1.1.Fault Report

Tabla 31: Ajuste Fault Report

SETTING	PARAMETER
Fault Report 1 Source	SRC 1 (SRC 1)
Fault Report 1 Trigger	TRIP 21 On (VO1)
Fault Report 1 Positive Seq (Z1) Mag	1,8718 ohms
Fault Report 1 Positive Seq (Z1) Angle	84,33 deg
Fault Report 1 Zero Seq (Z0) Mag	4,2905 ohms
Fault Report 1 Zero Seq (Z0) Angle	81,34 deg
Fault Report 1 Line Length Units	km
Fault Report 1 Line Length	31,2
Fault Report 1 Line VT Substitution	None

1.2.Oscilography

Tabla 32: Ajuste Oscilography

SETTING	PARAMETER
Number of Records	8
Trigger Mode	Automatic Overwrite
Trigger Position	25%
Trigger Source	Disparo 21 (VO1)
AC Input Waveforms	16 samples/cycle
Digital Channel 1	Disparo 21 On (VO1)
Digital Channel 2	Tx HF 21 (VO2)
Digital Channel 3	Rx HF 21 (VO3)

Continuación Tabla 22: Ajuste Oscilography

SETTING	PARAMETER
Digital Channel 4	Tx HF 67 (VO4)
Digital Channel 5	Rx HF 67 (VO5)
Digital Channel 6	Arran Fase R On (VO30)
Digital Channel 7	Arran Fase S On (VO31)
Digital Channel 8	Arran Fase T on (VO32)
Digital Channel 9	Disparo 67 On (VO96)
Digital Channel 10	Arran Bif AB On (VO81)
Digital Channel 11	Arran Bif BC On (VO82)
Digital Channel 12	Arran Bif CA On (VO80)
Digital Channel 13	Zona 2 On (VO35)
Digital Channel 14	Zona 3 On (VO36)
Digital Channel 15	Inic Recierre On (VO40)
Analog Channel 1	SRC 1 Vag RMS
Analog Channel 2	SRC 1 Vbg RMS
Analog Channel 3	SRC 1 Vcg RMS
Analog Channel 4	SRC 1 Ia RMS
Analog Channel 5	SRC 1 Ib RMS
Analog Channel 6	SRC 1 Ic RMS
Analog Channel 7	SRC 1 Vab RMS
Analog Channel 8	SRC 1 Vbc RMS
Analog Channel 9	SRC 1 Vca RMS
Analog Channel 10	SRC 1 Vab Mag
Analog Channel 11	SRC 1 Vbc Mag
Analog Channel 12	SRC 1 Vca Mag
Analog Channel 13	SRC 1 Vx Mag
Analog Channel 14	SRC 1 S
Analog Channel 15	SRC 1 P
Analog Channel 16	SRC 1 Frecuency

1.3.User Programable-Leds

1.3.1. Trip and Alarm Leds

Tabla 33: Ajuste Panel anunciadores 1

SETTING	PARAMETER
Trip Led Input	Disparo 21 (VO1)
Alarm Led Input	Alarma Com Off (P6a)

1.3.2. User Programable Leds

Tabla 34: Ajuste panel de anunciadores 3

SETTING	PARAMETER	TYPE
LED 25	Disparo 21 (VO1)	Latched
LED 26	Arran Fase R On (VO30)	Latched
LED 27	Arran Fase S On (VO31)	Latched
LED 28	Arran Fase T on (VO32)	Latched
LED 29	Arranque E On (VO33)	Latched
LED 30	Zona 2 On (VO35)	Latched
LED 31	Zona 3 On (VO36)	Latched
LED 32	Off	Self Reset
LED 33	Off	Self Reset
LED 34	Disparo Rx HF On (VO20)	Latched
LED 35	Rx HF 21 (VO3)	Latched
LED 36	Tx HF 21 (VO2)	Latched
LED 37	Disparo 67 On (VO96)	Latched
LED 38	Rx HF 67 (VO5)	Latched
LED 39	Tx HF 67 (VO4)	Latched
LED 40	Off	Self Reset
LED 41	Off	Self Reset

Continuación Tabla 24: Ajuste panel de anunciadores 3

SETTING	PARAMETER	TYPE
LED 42	Off	Self Reset
LED 43	Bloqueo 21 On (VO25)	Latched
LED 44	Off	Self Reset
LED 45	Sincronismo On (VO51)	Latched
LED 46	Disparo On (VO1)	Latched
LED 47	Off	Self Reset
LED 48	Off	Self Reset

2. SYSTEM SETUP

2.1.AC Inputs

2.1.1. Current Banks

Tabla 35: Ajuste Current Banks

Parameter	CT F1
Phase CT Primary	1200
Phase CT Secondary	5
Ground CT Primary	1200
Ground CT Secondary	5

2.1.2. Voltage Banks

Tabla 36: Ajuste Voltage Banks

Parameter	VT F5
Phase VT Connection	Wye
Phase VT Secondary	66,4
Phase VT Ratio	2000/1
Auxiliary VT Connection	Vbg
Auxiliary VT Secondary	66,4 V
Auxiliary VT Ratio	2000/1

2.2.Power System

Tabla 37: Ajuste Power System

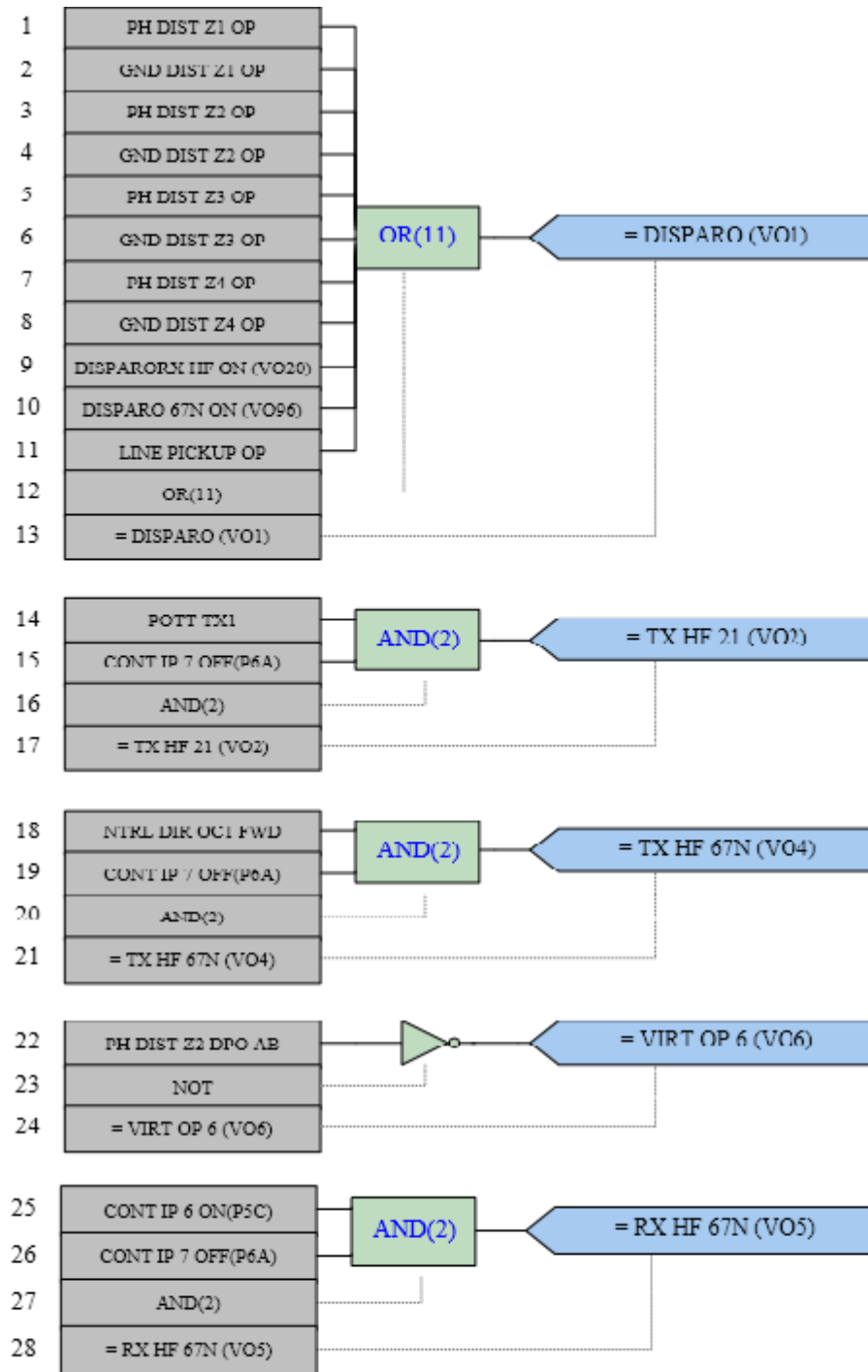
SETTING	PARAMETER
Nominal Frequency	60 Hz
Phase Rotation	ABC
Frequency and Phase Reference	Linea (SCR1)
Frequency Tracking Function	Enabled

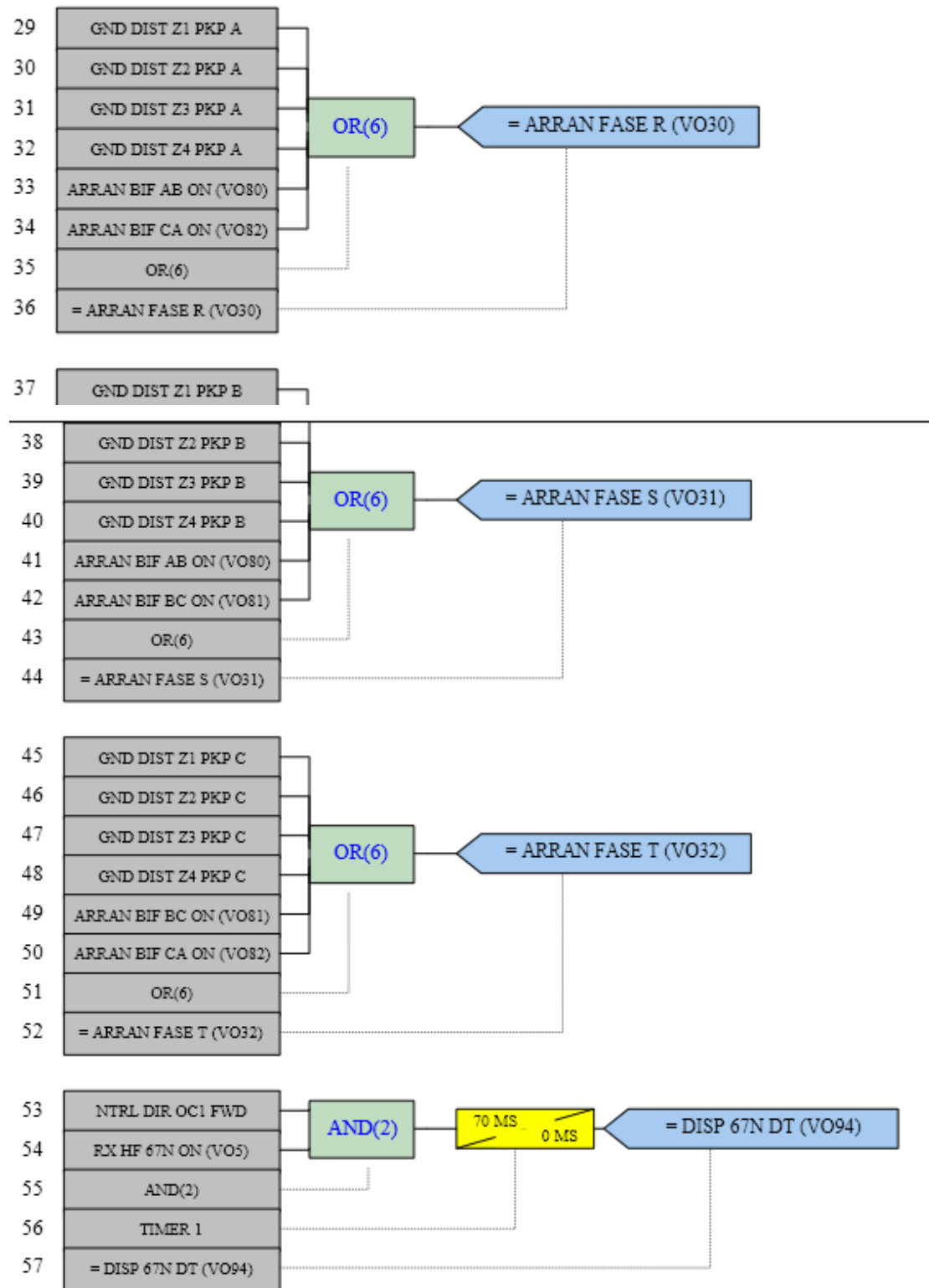
2.3.Signal Sources

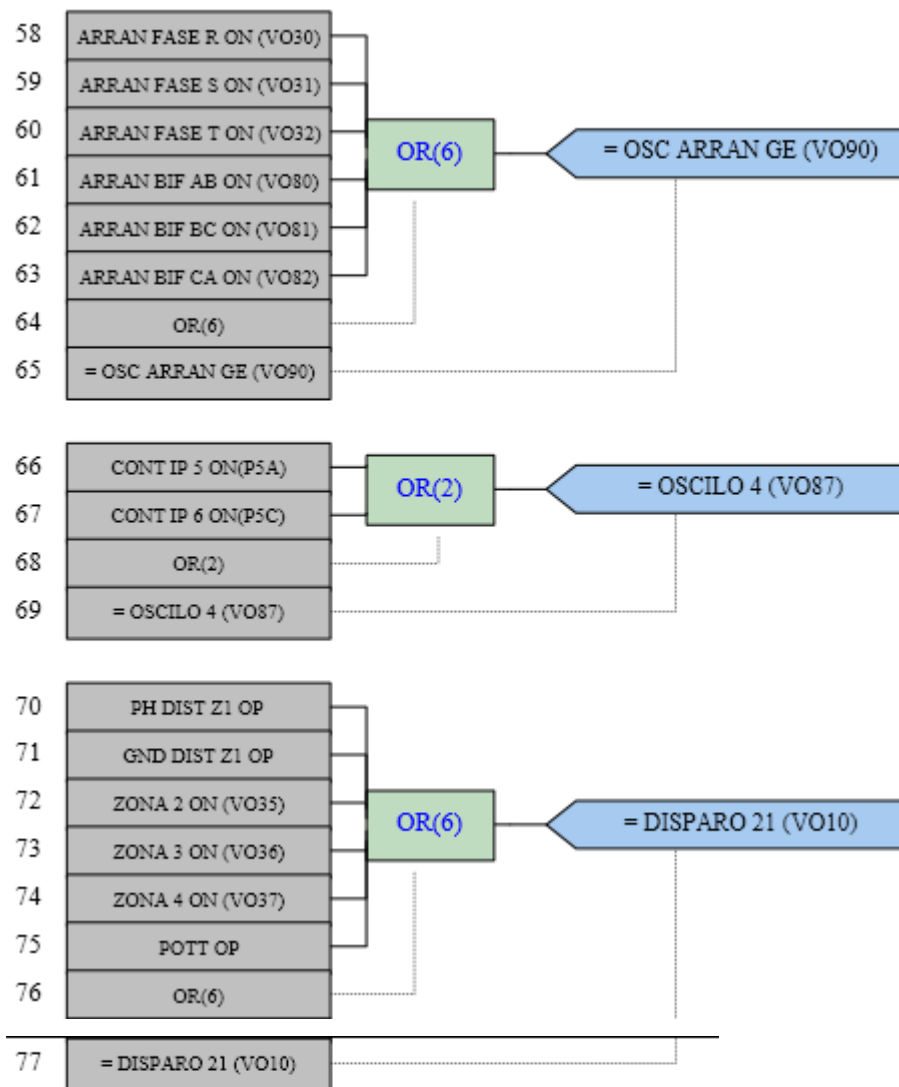
Tabla 38: Ajuste Signal Sources

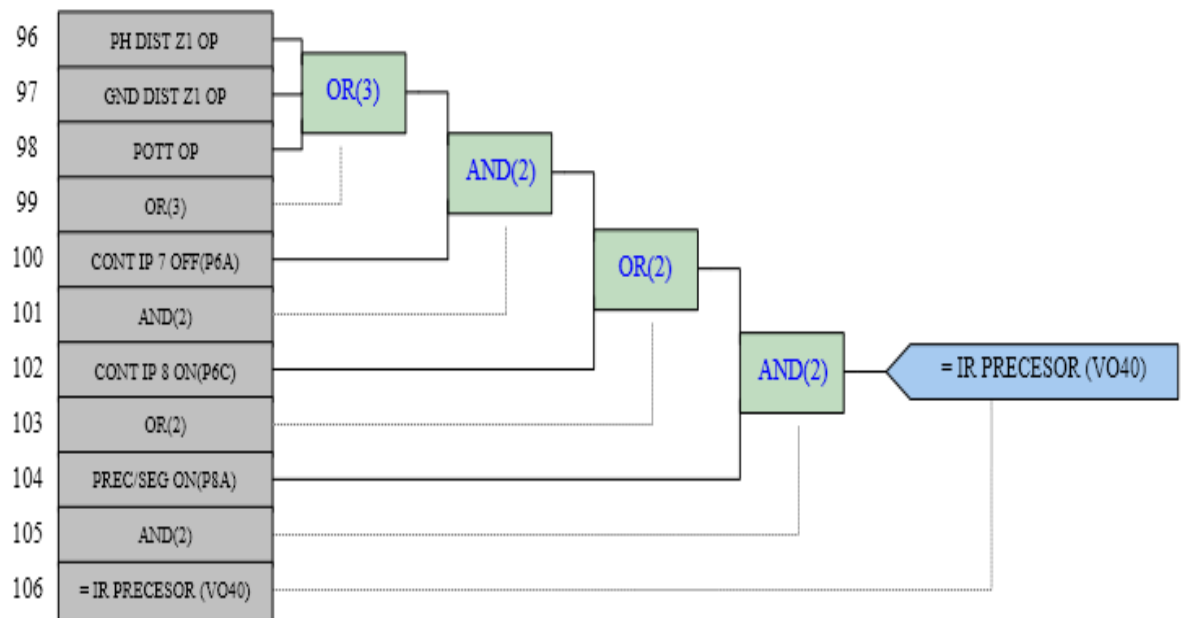
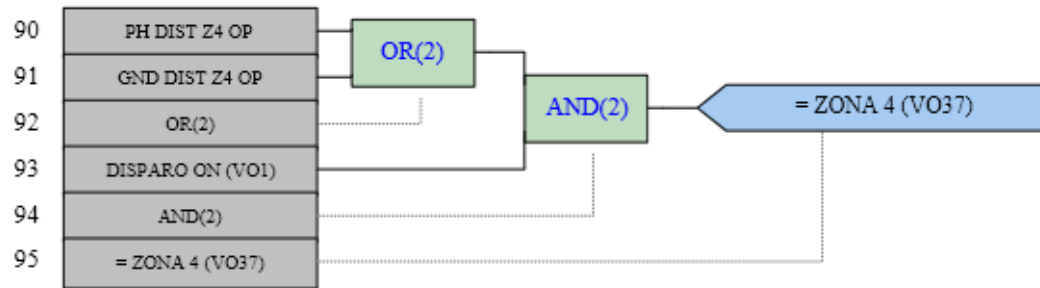
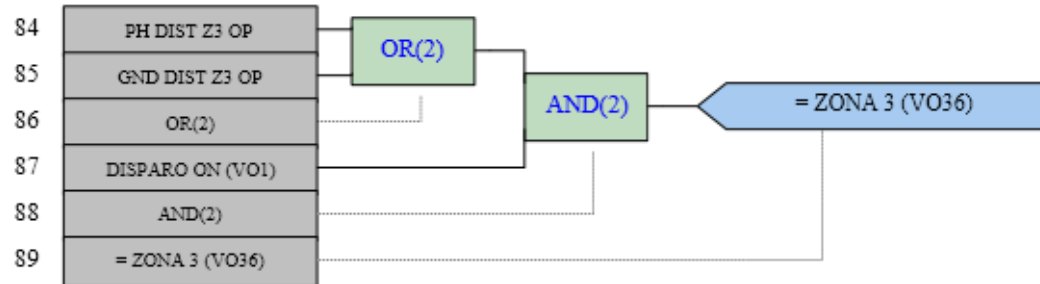
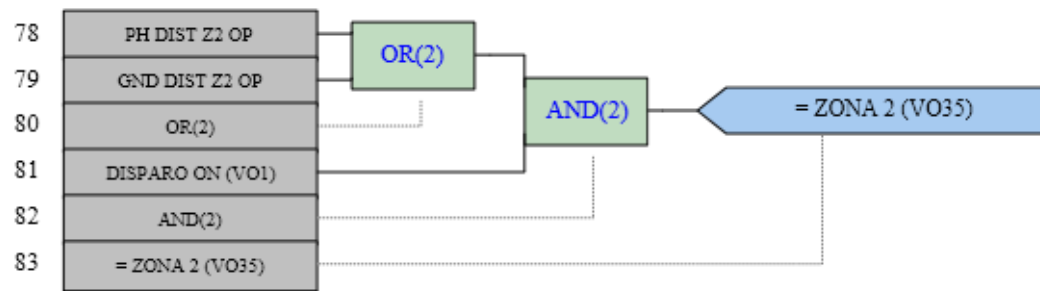
PARAMETER	SOURCE 1	SOURCE 2
Name	Linea	Barra
Phase CT	F1	None
Ground CT	F1	None
Phase VT	F5	None
Aux VT	None	F5

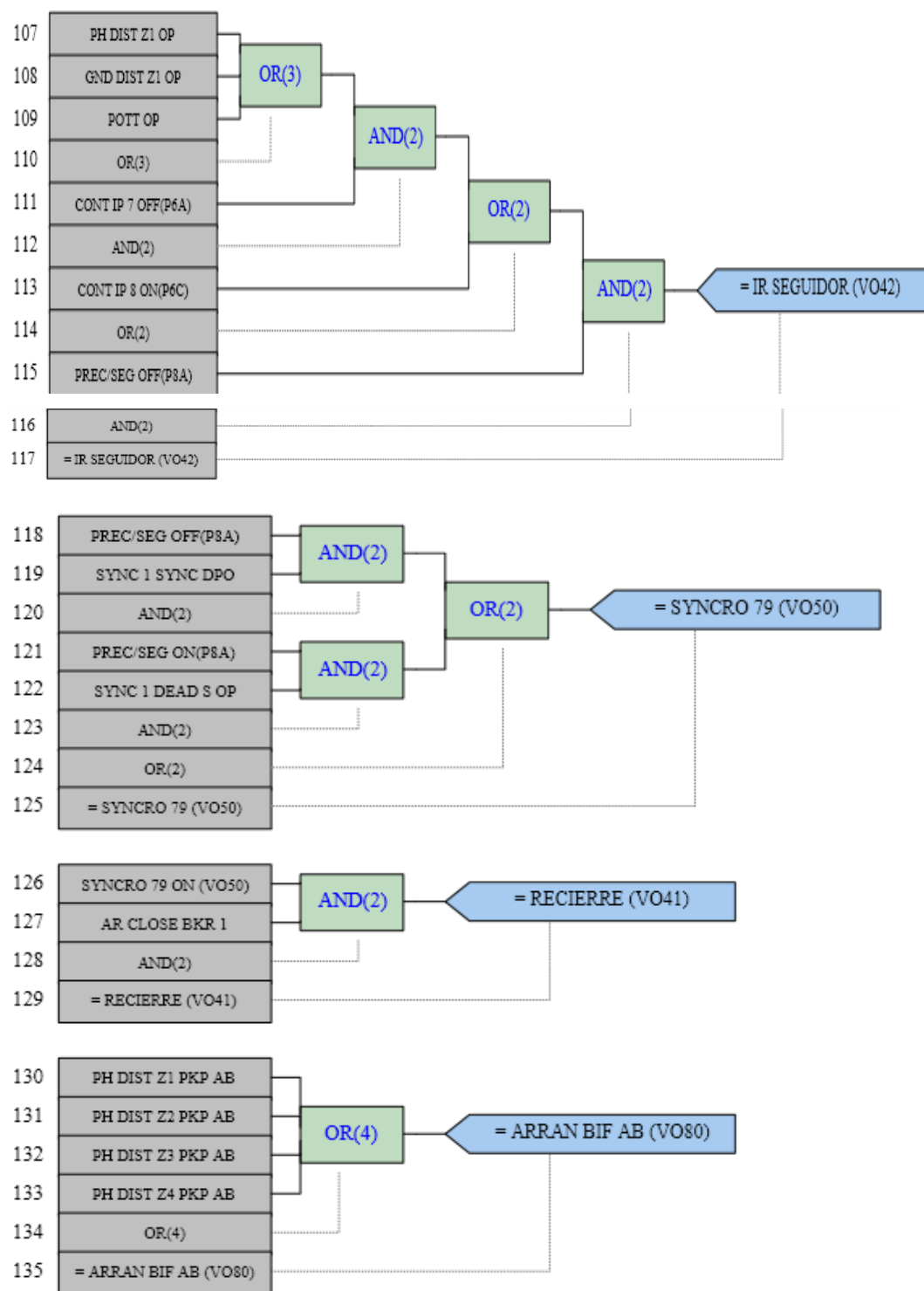
3. FLEXLOGIC

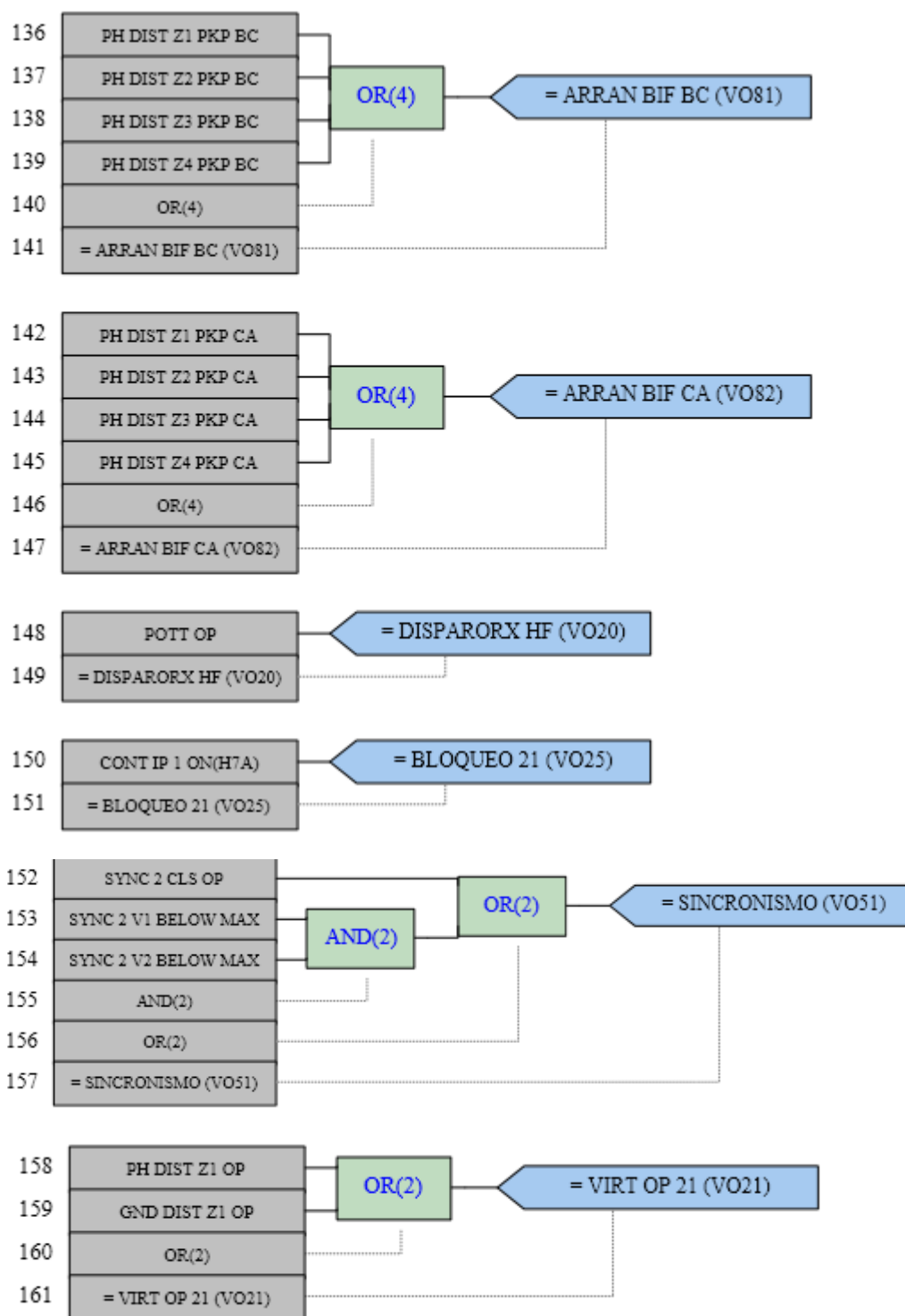


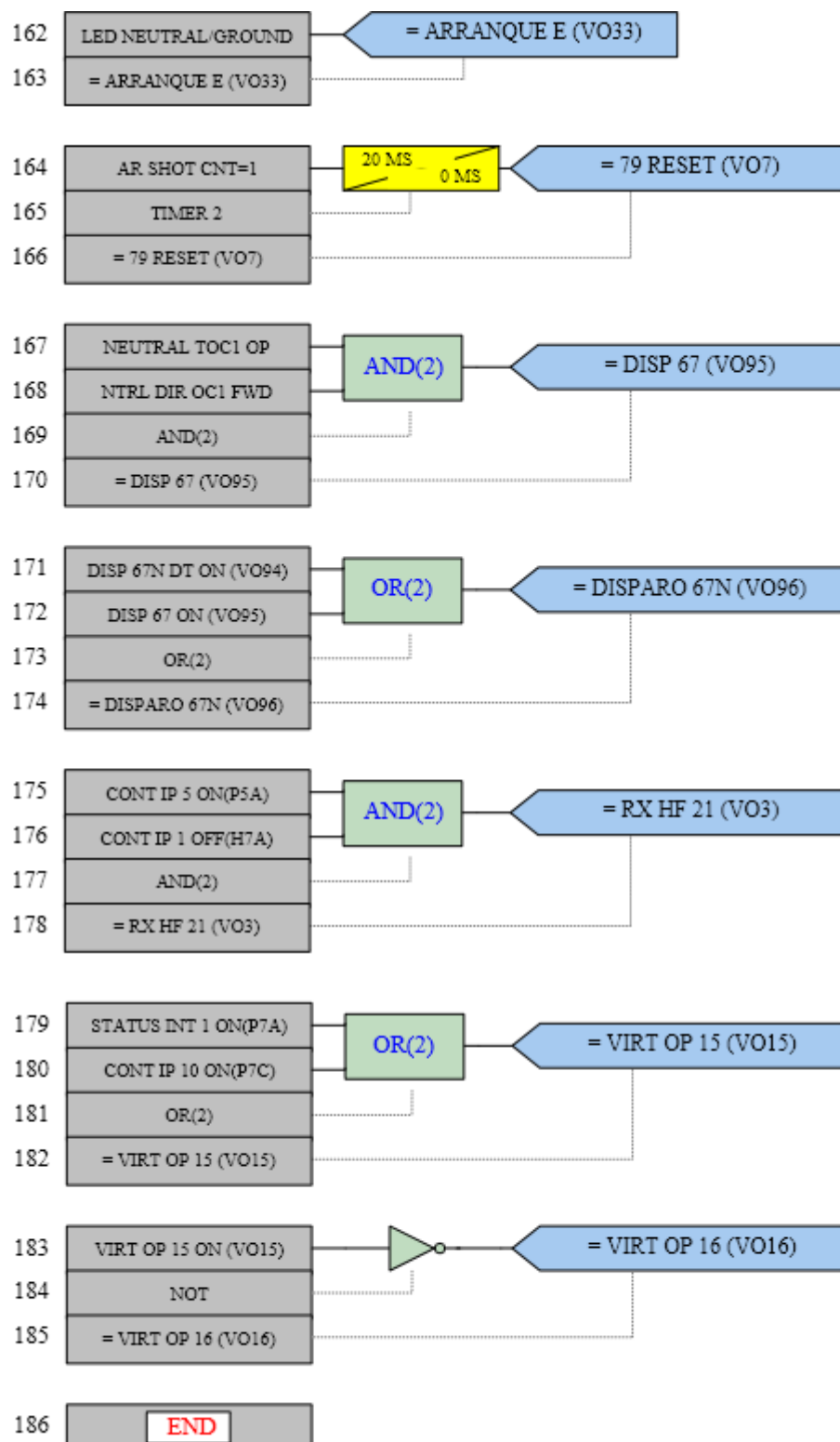












4. GROUPED ELEMENTS

4.1.Distance

4.1.1. Phase Distance

Tabla 39: Ajuste Phase Distance

PARAMETER	PHASE DISTANCE Z1	PHASE DISTANCE Z2	PHASE DISTANCE Z3	PHASE DISTANCE Z4
Function	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled
Direction	Forward	Forward	Forward	Reverse
Shape	Mho	Mho	Mho	Mho
Xfmr Vol Connection	None	None	None	None
Xfmr Curr Connection	None	None	None	None
Reach	1,50 ohms	2,26 ohms	2,91 ohms	0,47 ohms
RCA	84,33 deg	84,33 deg	83,34 deg	84,33 deg
Rev Reach	0,02 ohms	0,02 ohms	0,02 ohms	0,02 ohms
Rev Reach RCA	85 deg	85 deg	85 deg	85 deg
Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
DIR RCA	85 deg	85 deg	85 deg	85 deg
DIR Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
Quad Right Blinder	-----	-----	-----	-----
Quad Right Blinder RCA	-----	-----	-----	-----
Quad Left Blinder	-----	-----	-----	-----
Quad Left Blinder RCA	-----	-----	-----	-----
Supervision	0.200 pu	0.200 pu	0.200 pu	0.200 pu

Continuación Tabla 29: Ajuste Phase Distance

PARAMETER	PHASE DISTANCE Z1	PHASE DISTANCE Z2	PHASE DISTANCE Z3	PHASE DISTANCE Z4
Volt Level	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu
Delay	0.000 s	0,500 s	1,000 s	2.500 s
Block	Pérdida Pot. (P7a)	Pérdida Pot. (P7a)	Pérdida Pot. (P7a)	Pérdida Pot. (P7a)
Target	Latched	Latched	Latched	Latched
Events	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled

4.1.2. Ground Distance

Tabla 40: Ajuste Ground Distance

PARAMETER	GROUND DISTANCE Z1	GROUND DISTANCE Z2	GROUND DISTANCE Z3	GROUND DISTANCE Z4
Function	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled
Direction	Forward	Forward	Forward	Reverse
Shape	Quad	Quad	Quad	Quad
Z0/Z1 Mag	2,3072	2,3072	2,3072	2,3072
Z0/Z1 Ang	-2,99 deg	-2,99 deg	-2,99 deg	-2,99 deg
Z0M Z1 Mag	0.00	0.00	0.00	0.00
Z0M Z1 Ang	0 deg	0 deg	0 deg	0 deg
Reach	1,50 ohms	2,26 ohms	2,91 ohms	0,47 ohms
RCA	84,33 deg	84,33 deg	83,34 deg	80 deg
Rev Reach	0,02 ohms	0,02 ohms	0,02 ohms	0,02 ohms
Rev Reach RCA	85 deg	85 deg	85 deg	85 deg
POL Current	Zero-seq	Zero-seq	Zero-seq	Zero-seq
Non-Homogen Ang	0.0 deg	0.0 deg	0.0 deg	0.0 deg

Continuación Tabla 30: Ajuste Ground Distance

PARAMETER	GROUND DISTANCE Z1	GROUND DISTANCE Z2	GROUND DISTANCE Z3	GROUND DISTANCE Z4
Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
DIR RCA	85 deg	85 deg	85 deg	85 deg
DIR Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
Quad Right Blinder	4,51 ohms	6,77 ohms	8,75 ohms	1,41 ohms
Quad Right Blinder RCA	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
Quad Left Blinder	0.50 ohms	0.50 ohms	0.50 ohms	0.50 ohms
Quad Left Blinder RCA	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
Supervision	0.200 pu	0.200 pu	0.200 pu	0.200 pu
Volt Level	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu
Delay	0.000 s	0,500 s	1,000 s	2.500 s
Block	OFF	OFF	OFF	OFF
Target	Latched	Latched	Latched	Latched
Events	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled

4.2.Neutral Time Overcurrent

Tabla 41: Ajuste Neutral Time Overcurrent

SETTING	PARAMETER
Funtion	Enabled
Source	Linea (SRC 1)
Input	Phasor
Pickup	0,3 pu
Curve	IEEE Mod Inv
TD Multiplier	5,5
Reset	Instantaneous
Block	Off

4.3.Neutral Directional Overcurrent

Tabla 42: Ajuste Directional Time Overcurrent

SETTING	PARAMETER
Funtion	Enabled
Source	Linea (SRC 1)
Polarizing	Voltage
Pol Volt	Calculated V0
OP Curr	Calculated 3I0
Pos-Seq Restraint	0
Offset	0
Fwd ECA	81,34 deg
Fwd Limit Angle	75 deg
Fwd Pickup	0,3 pu
Rev Limit Angle	75 deg
Rev Pickup	0,3 pu

5. CONTROL ELEMENTS

5.1.Synchrocheck

Tabla 43: Ajuste Synchrocheck 1

SETTING	PARAMETER
Funtion	Enabled
Block	Off
V1 Source	Linea (SRC 1)
V2 Source	Barra (SRC 2)
Max Volt Diff	23 kV
Max Angle Diff	15 deg
Max Freq Diff	0,10 Hz
Max Freq Hysteresis	0,00 Hz
Dead Source Select	DV1 and LV2
Dead V1 Max Volt	0,10 pu
Dead V2 Max Volt	0,10 pu
Live V1 Min Volt	0,80 pu
Live V2 Min Volt	0,80 pu
Target	Disabled
Events	Enabled

Tabla 44: Ajuste Synchrocheck 2

SETTING	PARAMETER
Funtion	Enabled
Block	Off
V1 Source	Linea (SRC 1)
V2 Source	Barra (SRC 2)
Max Volt Diff	23 kV
Max Angle Diff	15 deg
Max Freq Diff	0,10 Hz
Max Freq Hysteresis	0,00 Hz
Dead Source Select	DV1 Xor LV2
Dead V1 Max Volt	0,10 pu
Dead V2 Max Volt	0,10 pu
Live V1 Min Volt	0,80 pu
Live V2 Min Volt	0,80 pu
Target	Disabled
Events	Enabled

5.2.Autoreclose

Tabla 45: Ajuste Autoreclose

SETTING	PARAMETER
Funtion	Enabled
Mode	3-Pole B
Max Number of Shots	1
Block BKR 1	Inc/Exc (P8c)
Close Time BKR 1	0,14 s
BKR Man Close	Off
BLK Time Upon Man	10 s
1p Init	Off
3P Init	IR Seguidor On (V042)
3P TD Init	IR Precesor On (V040)
Multi-P Fault	Off
BKR One Pole Open	Off
BKR 3 Pole Open	
3-P Dead Tiem 1	0,50 s
3-P Dead Tiem 2	0,25 s
3-P Dead Tiem 3	0 s
3-P Dead Tiem 4	0 s
Extende dead T 1	Off
Dead Time 1 Extention	0,50 s
Reset	79 Reset On (V07)
Reset Time	10,00 s
BKR Closed	
Block BKR 1	79 Inc/Exc (P8c)
Pause	Off
Incomplete Seq Time	1,00 s
Block BKR 2	Off

Continuación Tabla 35: Ajuste Autoreclose

SETTING	PARAMETER
Close Time BKR 2	0,10 s
Transfer 1 to 2	No
Transfer 2 to 1	No
BKR1 Fail Option	Continue
BKR2 Fail Option	Continue
1-P Dead Time	0,50 s
BKR Sequence	1
Transfer Time	4,00 s
Bus FLT Init	Off

5.3. Permissive Overreaching Transfer Trip

Tabla 46: Ajuste Permissive Overreaching Transfer Trip

SETTING	PARAMETER
Scheme Function	Enabled
Scheme Block	Pérdida Pot. (P7a)
Permissive Echo	Disabled
Echo Cond	Off
Rx Pickup Delay	0,01
Trans Block Pickup Delay	0,03
Trans Block Reset Delay	0,09
Echo Duration	0,12
Echo Lockout	0,3
Line End Open Pickup Delay	0,05
POTT Sel-In Delay	0
GND Dir O/C Fwd	Off
POTT N° of Bits	1
POTT Rx1	POTT Rx On (P1a)
POTT Rx2, Rx3 y Rx4	Off

[ANEXO 32]

[Ajuste y Configuración Relé D60 S/E Convento. Línea Boyacá-Convento]

6. PRODUCT SETUP

6.1. Fault Report

Tabla 47: Ajuste Fault Report

SETTING	PARAMETER
Fault Report 1 Source	SRC 1 (SRC 1)
Fault Report 1 Trigger	TRIP 21 On (VO1)
Fault Report 1 Positive Seq (Z1) Mag	0,5925 ohms
Fault Report 1 Positive Seq (Z1) Angle	82,95 deg
Fault Report 1 Zero Seq (Z0) Mag	1,4995 ohms
Fault Report 1 Zero Seq (Z0) Angle	70,94 deg
Fault Report 1 Line Length Units	km
Fault Report 1 Line Length	10,4
Fault Report 1 Line VT Substitution	None

6.2. Oscilography

Tabla 48: Ajuste Oscilography

SETTING	PARAMETER
Number of Records	8
Trigger Mode	Automatic Overwrite
Trigger Position	25%
Trigger Source	Disparo 21 (VO1)
AC Input Waveforms	16 samples/cycle
Digital Channel 1	Disparo 21 On (VO1)
Digital Channel 2	Tx HF 21 (VO2)
Digital Channel 3	Rx HF 21 (VO3)

Continuación Tabla 38: Ajuste Oscilography

SETTING	PARAMETER
Digital Channel 4	Tx HF 67 (VO4)
Digital Channel 5	Rx HF 67 (VO5)
Digital Channel 6	Arran Fase R On (VO30)
Digital Channel 7	Arran Fase S On (VO31)
Digital Channel 8	Arran Fase T on (VO32)
Digital Channel 9	Disparo 67 On (VO96)
Digital Channel 10	Arran Bif AB On (VO81)
Digital Channel 11	Arran Bif BC On (VO82)
Digital Channel 12	Arran Bif CA On (VO80)
Digital Channel 13	Zona 2 On (VO35)
Digital Channel 14	Zona 3 On (VO36)
Digital Channel 15	Inic Recierre On (VO40)
Analog Channel 1	SRC 1 Vag RMS
Analog Channel 2	SRC 1 Vbg RMS
Analog Channel 3	SRC 1 Vcg RMS
Analog Channel 4	SRC 1 Ia RMS
Analog Channel 5	SRC 1 Ib RMS
Analog Channel 6	SRC 1 Ic RMS
Analog Channel 7	SRC 1 Vab RMS
Analog Channel 8	SRC 1 Vbc RMS
Analog Channel 9	SRC 1 Vca RMS
Analog Channel 10	SRC 1 Vab Mag
Analog Channel 11	SRC 1 Vbc Mag
Analog Channel 12	SRC 1 Vca Mag
Analog Channel 13	SRC 1 Vx Mag
Analog Channel 14	SRC 1 S
Analog Channel 15	SRC 1 P
Analog Channel 16	SRC 1 Frecuency

6.3.User Programmable-Leds

6.3.1. Trip and Alarm Leds

Tabla 49: Ajuste Panel anunciadores 1

SETTING	PARAMETER
Trip Led Input	Disparo 21 (VO1)
Alarm Led Input	Alarma Com Off (P6a)

6.3.2. User Programmable Leds

Tabla 50: Ajuste panel de anunciadores 3

SETTING	PARAMETER	TYPE
LED 25	Disparo 21 (VO1)	Latched
LED 26	Arran Fase R On (VO30)	Latched
LED 27	Arran Fase S On (VO31)	Latched
LED 28	Arran Fase T on (VO32)	Latched
LED 29	Arranque E On (VO33)	Latched
LED 30	Zona 2 On (VO35)	Latched
LED 31	Zona 3 On (VO36)	Latched
LED 32	Off	Self Reset
LED 33	Off	Self Reset
LED 34	Disparo Rx HF On (VO20)	Latched
LED 35	Rx HF 21 (VO3)	Latched
LED 36	Tx HF 21 (VO2)	Latched
LED 37	Disparo 67 On (VO96)	Latched
LED 38	Rx HF 67 (VO5)	Latched
LED 39	Tx HF 67 (VO4)	Latched
LED 40	Off	Self Reset
LED 41	Off	Self Reset

Continuación Tabla 40: Ajuste panel de anunciadores 3

SETTING	PARAMETER	TYPE
LED 42	Off	Self Reset
LED 43	Bloqueo 21 On (VO25)	Latched
LED 44	Off	Self Reset
LED 45	Sincronismo On (VO51)	Latched
LED 46	Disparo On (VO1)	Latched
LED 47	Off	Self Reset
LED 48	Off	Self Reset

7. SYSTEM SETUP

7.1.AC Inputs

7.1.1. Current Banks

Tabla 51: Ajuste Current Banks

Parameter	CT F1
Phase CT Primary	1200
Phase CT Secondary	5
Ground CT Primary	1200
Ground CT Secondary	5

7.1.2. Voltage Banks

Tabla 52: Ajuste Voltage Banks

Parameter	VT F5
Phase VT Connection	Wye
Phase VT Secondary	66,4
Phase VT Ratio	2000/1
Auxiliary VT Connection	Vbg
Auxiliary VT Secondary	66,4 V
Auxiliary VT Ratio	2000/1

7.2.Power System

Tabla 53: Ajuste Power System

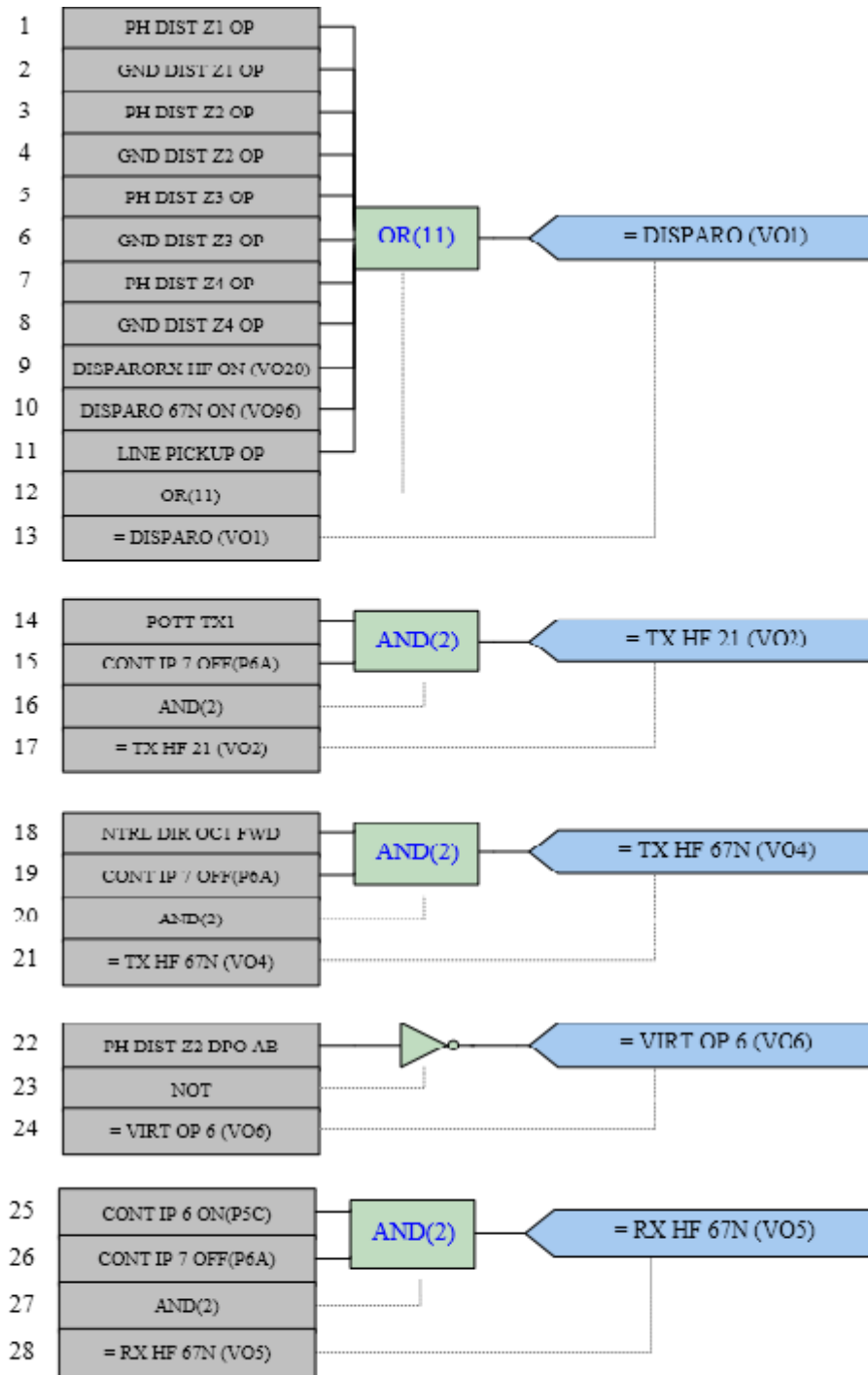
SETTING	PARAMETER
Nominal Frequency	60 Hz
Phase Rotation	ABC
Frequency and Phase Reference	Linea (SCR1)
Frequency Tracking Function	Enabled

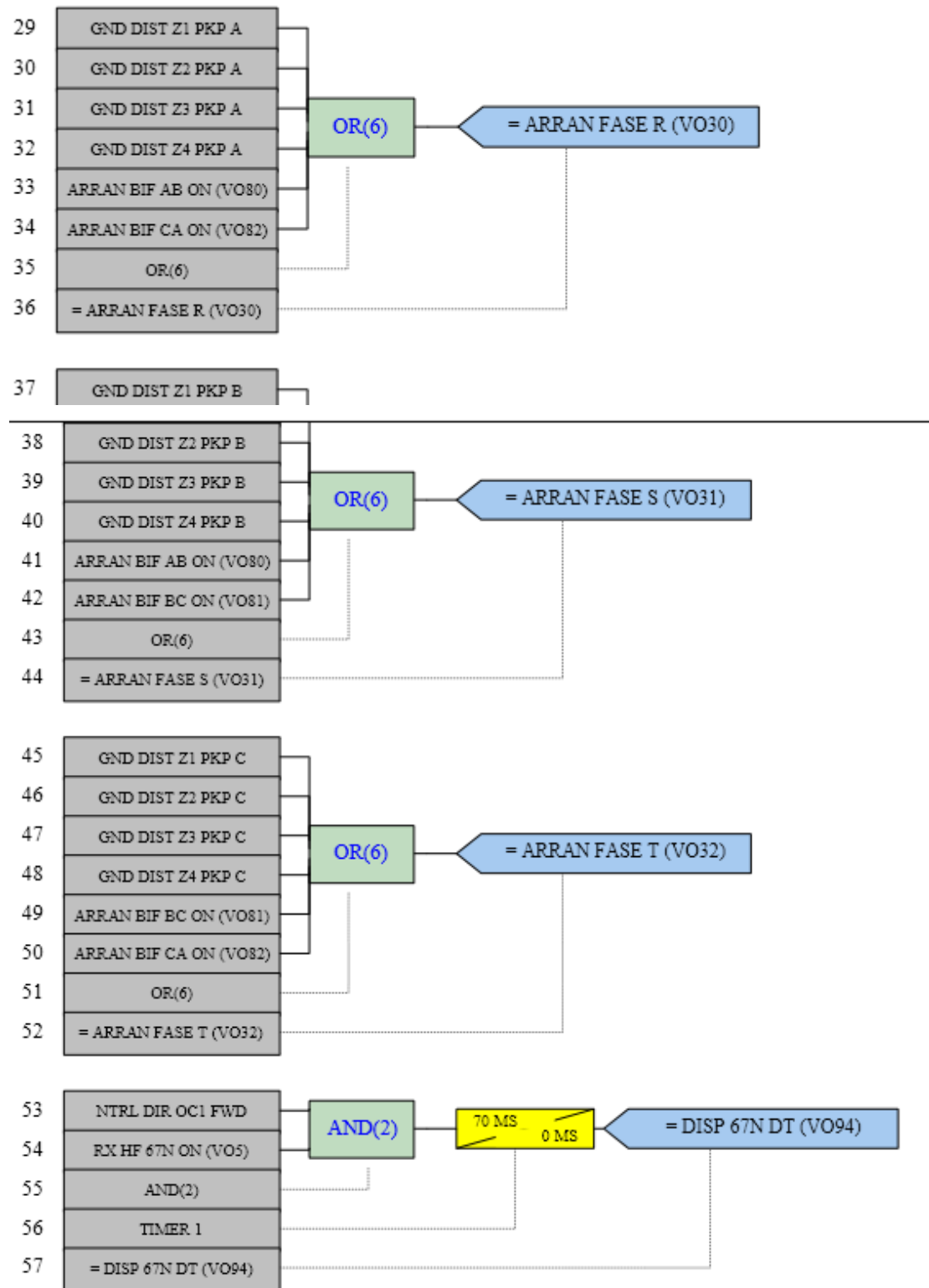
7.3.Signal Sources

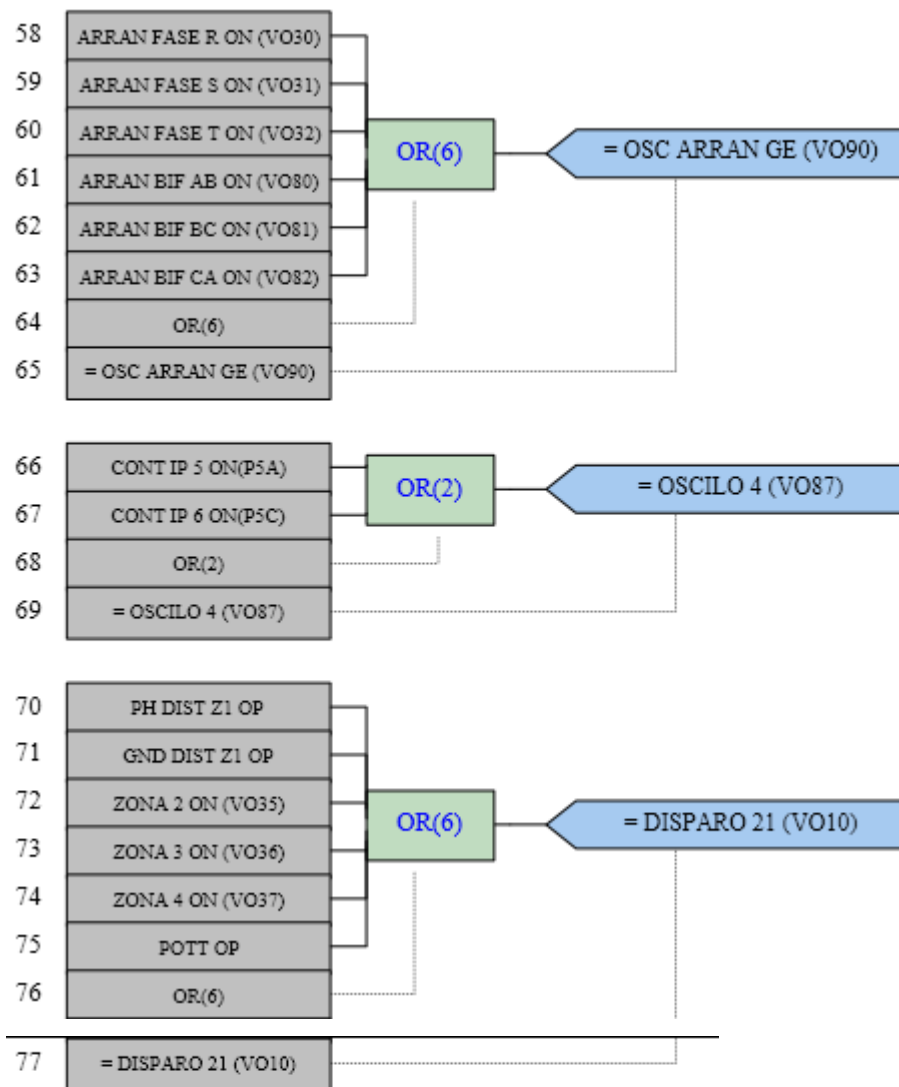
Tabla 54: Ajuste Signal Sources

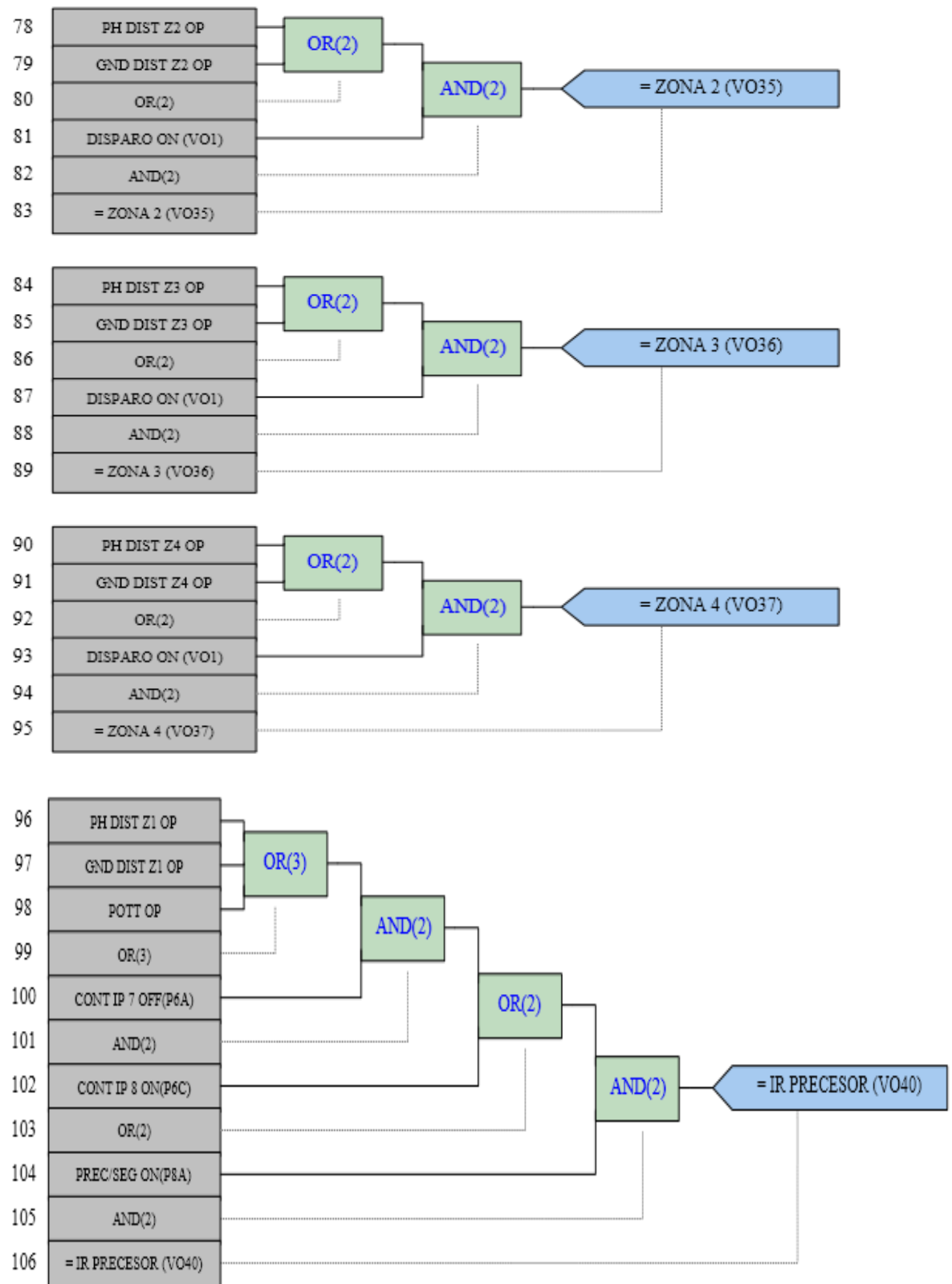
PARAMETER	SOURCE 1	SOURCE 2
Name	Linea	Barra
Phase CT	F1	None
Ground CT	F1	None
Phase VT	F5	None
Aux VT	None	F5

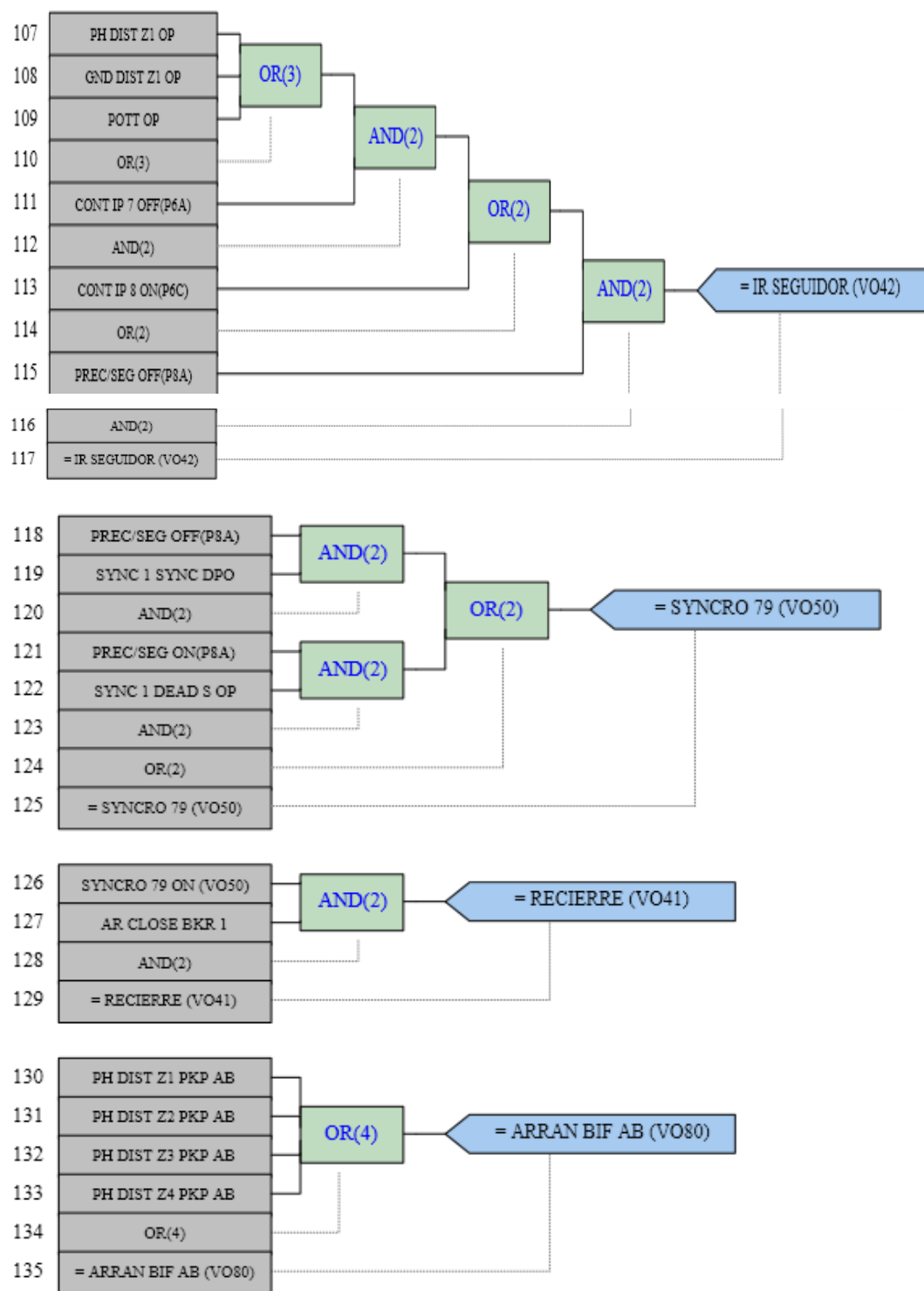
8. FLEXLOGIC

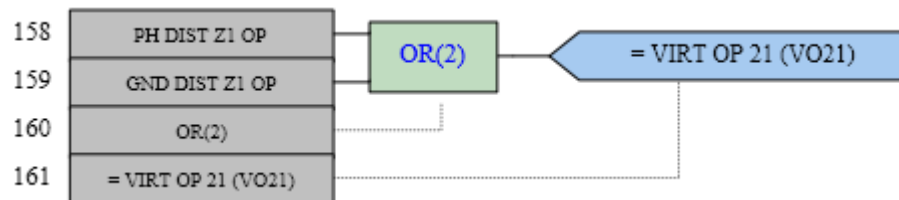
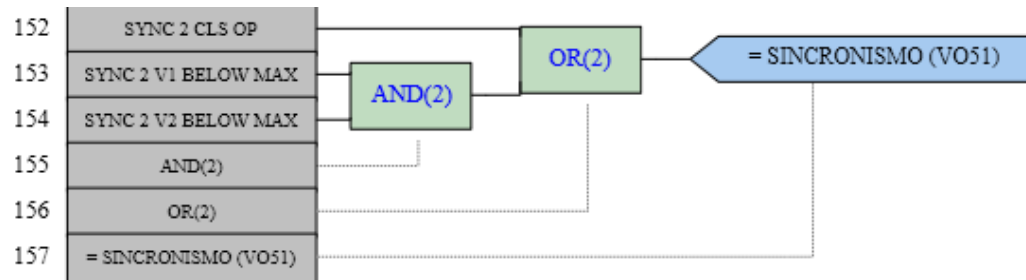
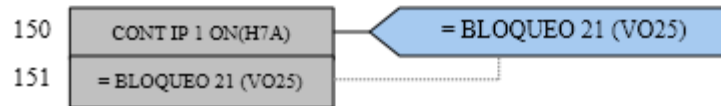
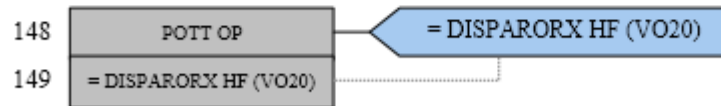
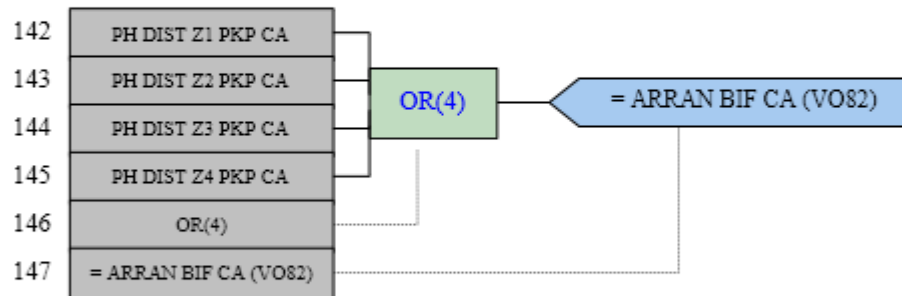
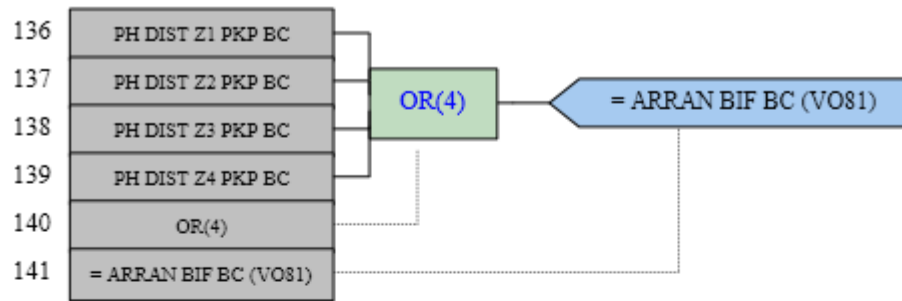


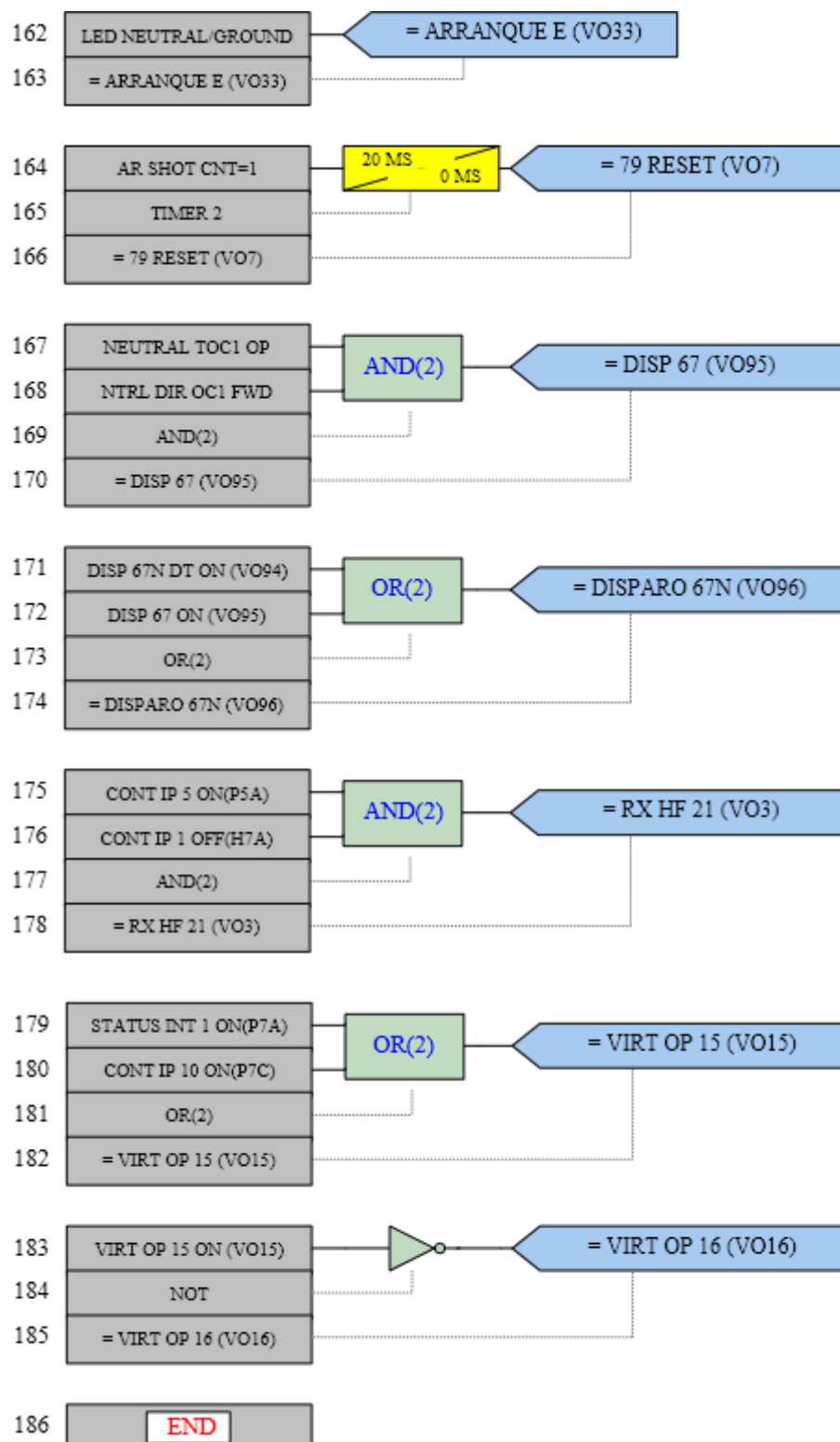












9. GROUPED ELEMENTS

9.1.Distance

9.1.1. Phase Distance

Tabla 55: Ajuste Phase Distance

PARAMETER	PHASE DISTANCE Z1	PHASE DISTANCE Z2	PHASE DISTANCE Z3	PHASE DISTANCE Z4
Function	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled
Direction	Forward	Forward	Forward	Reverse
Shape	Mho	Mho	Mho	Mho
Xfmr Vol Connection	None	None	None	None
Xfmr Curr Connection	None	None	None	None
Reach	0,47 ohms	1,35 ohms	1,84 ohms	0,15 ohms
RCA	82,95 deg	82,95 deg	82,95 deg	82,95 deg
Rev Reach	0,02 ohms	0,02 ohms	0,02 ohms	0,02 ohms
Rev Reach RCA	85 deg	85 deg	85 deg	85 deg
Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
DIR RCA	85 deg	85 deg	85 deg	85 deg
DIR Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
Quad Right Blinder	-----	-----	-----	-----
Quad Right Blinder RCA	-----	-----	-----	-----
Quad Left Blinder	-----	-----	-----	-----
Quad Left Blinder RCA	-----	-----	-----	-----
Supervision	0.200 pu	0.200 pu	0.200 pu	0.200 pu

Continuación Tabla 45: Ajuste Phase Distance

PARAMETER	PHASE DISTANCE Z1	PHASE DISTANCE Z2	PHASE DISTANCE Z3	PHASE DISTANCE Z4
Volt Level	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu
Delay	0.000 s	0,500 s	1,000 s	2.500 s
Block	Pérdida Pot. (P7a)	Pérdida Pot. (P7a)	Pérdida Pot. (P7a)	Pérdida Pot. (P7a)
Target	Latched	Latched	Latched	Latched
Events	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled

9.1.2. Ground Distance

Tabla 56: Ajuste Ground Distance

PARAMETER	GROUND DISTANCE Z1	GROUND DISTANCE Z2	GROUND DISTANCE Z3	GROUND DISTANCE Z4
Function	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled
Direction	Forward	Forward	Forward	Reverse
Shape	Quad	Quad	Quad	Quad
Z0/Z1 Mag	2,5	2,5	2,5	2,5
Z0/Z1 Ang	-12,06 deg	-12,06 deg	-12,06 deg	-12,06 deg
Z0M Z1 Mag	0.00	0.00	0.00	0.00
Z0M Z1 Ang	0 deg	0 deg	0 deg	0 deg
Reach	0,47 ohms	1,35 ohms	1,84 ohms	0,15 ohms
RCA	82,95 deg	82,95 deg	82,95 deg	82,95 deg
Rev Reach	0,02 ohms	0,02 ohms	0,02 ohms	0,02 ohms
Rev Reach RCA	85 deg	85 deg	85 deg	85 deg
POL Current	Zero-seq	Zero-seq	Zero-seq	Zero-seq
Non-Homogen Ang	0.0 deg	0.0 deg	0.0 deg	0.0 deg

Continuación Tabla 46: Ajuste Ground Distance

PARAMETER	GROUND DISTANCE Z1	GROUND DISTANCE Z2	GROUND DISTANCE Z3	GROUND DISTANCE Z4
Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
DIR RCA	85 deg	85 deg	85 deg	85 deg
DIR Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
Quad Right Blinder	1,42 ohms	4,06 ohms	5,53 ohms	0,44 ohms
Quad Right Blinder RCA	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
Quad Left Blinder	0.50 ohms	0.50 ohms	0.50 ohms	0.50 ohms
Quad Left Blinder RCA	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
Supervision	0.200 pu	0.200 pu	0.200 pu	0.200 pu
Volt Level	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu
Delay	0.000 s	0,500 s	1,000 s	2.500 s
Block	OFF	OFF	OFF	OFF
Target	Latched	Latched	Latched	Latched
Events	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled

9.2.Neutral Time Overcurrent

Tabla 57: Ajuste Neutral Time Overcurrent

SETTING	PARAMETER
Funtion	Enabled
Source	Linea (SRC 1)
Input	Phasor
Pickup	0,3 pu
Curve	IEEE Mod Inv
TD Multiplier	6,5
Reset	Instantaneous
Block	Off

9.3.Neutral Directional Overcurrent

Tabla 58: Ajuste Directional Time Overcurrent

SETTING	PARAMETER
Funtion	Enabled
Source	Linea (SRC 1)
Polarizing	Voltage
Pol Volt	Calculated V0
OP Curr	Calculated 3I0
Pos-Seq Restraint	0
Offset	0
Fwd ECA	70,94 deg
Fwd Limit Angle	75 deg
Fwd Pickup	0,3 pu
Rev Limit Angle	75 deg
Rev Pickup	0,3 pu

10. CONTROL ELEMENTS

10.1. Synchrocheck

Tabla 59: Ajuste Synchrocheck 1

SETTING	PARAMETER
Funtion	Enabled
Block	Off
V1 Source	Linea (SRC 1)
V2 Source	Barra (SRC 2)
Max Volt Diff	23 kV
Max Angle Diff	15 deg
Max Freq Diff	0,10 Hz
Max Freq Hysteresis	0,00 Hz
Dead Source Select	DV1 and LV2
Dead V1 Max Volt	0,10 pu
Dead V2 Max Volt	0,10 pu
Live V1 Min Volt	0,80 pu
Live V2 Min Volt	0,80 pu
Target	Disabled
Events	Enabled

Tabla 60: Ajuste Synchrocheck 2

SETTING	PARAMETER
Funtion	Enabled
Block	Off
V1 Source	Linea (SRC 1)
V2 Source	Barra (SRC 2)
Max Volt Diff	23 kV
Max Angle Diff	15 deg
Max Freq Diff	0,10 Hz
Max Freq Hysteresis	0,00 Hz
Dead Source Select	DV1 Xor LV2
Dead V1 Max Volt	0,10 pu
Dead V2 Max Volt	0,10 pu
Live V1 Min Volt	0,80 pu
Live V2 Min Volt	0,80 pu
Target	Disabled
Events	Enabled

10.2. Autoreclose

Tabla 61: Ajuste Autoreclose

SETTING	PARAMETER
Funtion	Enabled
Mode	3-Pole B
Max Number of Shots	1
Block BKR 1	Inc/Exc (P8c)
Close Time BKR 1	0,14 s
BKR Man Close	Off
BLK Time Upon Man	10 s
1p Init	Off
3P Init	IR Seguidor On (V042)
3P TD Init	IR Precesor On (V040)
Multi-P Fault	Off
BKR One Pole Open	Off
BKR 3 Pole Open	
3-P Dead Tiem 1	0,50 s
3-P Dead Tiem 2	0,25 s
3-P Dead Tiem 3	0 s
3-P Dead Tiem 4	0 s
Extende dead T 1	Off
Dead Time 1 Extention	0,50 s
Reset	79 Reset On (V07)
Reset Time	10,00 s
BKR Closed	
Block BKR 1	79 Inc/Exc (P8c)
Pause	Off
Incomplete Seq Time	1,00 s
Block BKR 2	Off

Continuación Tabla 51: Ajuste Autoreclose

SETTING	PARAMETER
Close Time BKR 2	0,10 s
Transfer 1 to 2	No
Transfer 2 to 1	No
BKR1 Fail Option	Continue
BKR2 Fail Option	Continue
1-P Dead Time	0,50 s
BKR Sequence	1
Transfer Time	4,00 s
Bus FLT Init	Off

10.3. Permissive Overreaching Transfer Trip

Tabla 62: Ajuste Permivise Overreaching Transfer Trip

SETTING	PARAMETER
Scheme Funtion	Enabled
Scheme Block	Pérdida Pot. (P7a)
Permissive Echo	Disabled
Echo Cond	Off
Rx Pickup Delay	0,01
Trans Block Pickup Delay	0,03
Trans Block Reset Delay	0,09
Echo Duration	0,12
Echo Lockout	0,3
Line End Open Pickup Delay	0,05
POTT Sel-In Delay	0
GND Dir O/C Fwd	Off
POTT N° of Bits	1
POTT Rx1	POTT Rx On (P1a)
POTT Rx2, Rx3 y Rx4	Off

[ANEXO 33]

[Ajuste y Configuración Relé D60 S/E Tocoa. Línea Tocoa-Convento]

11. PRODUCT SETUP

11.1. Fault Report

Tabla 63: Ajuste Fault Report

SETTING	PARAMETER
Fault Report 1 Source	SRC 1 (SRC 1)
Fault Report 1 Trigger	TRIP 21 On (VO1)
Fault Report 1 Positive Seq (Z1) Mag	1,8718 ohms
Fault Report 1 Positive Seq (Z1) Angle	84,33 deg
Fault Report 1 Zero Seq (Z0) Mag	4,2905 ohms
Fault Report 1 Zero Seq (Z0) Angle	81,34 deg
Fault Report 1 Line Length Units	km
Fault Report 1 Line Length	31,2
Fault Report 1 Line VT Substitution	None

11.2. Oscilography

Tabla 64: Ajuste Oscilography

SETTING	PARAMETER
Number of Records	8
Trigger Mode	Automatic Overwrite
Trigger Position	25%
Trigger Source	Disparo 21 (VO1)
AC Input Waveforms	16 samples/cycle
Digital Channel 1	Disparo 21 On (VO1)
Digital Channel 2	Tx HF 21 (VO2)
Digital Channel 3	Rx HF 21 (VO3)

Continuación Tabla 65: Ajuste Oscilography

SETTING	PARAMETER
Digital Channel 4	Tx HF 67 (VO4)
Digital Channel 5	Rx HF 67 (VO5)
Digital Channel 6	Arran Fase R On (VO30)
Digital Channel 7	Arran Fase S On (VO31)
Digital Channel 8	Arran Fase T on (VO32)
Digital Channel 9	Disparo 67 On (VO96)
Digital Channel 10	Arran Bif AB On (VO81)
Digital Channel 11	Arran Bif BC On (VO82)
Digital Channel 12	Arran Bif CA On (VO80)
Digital Channel 13	Zona 2 On (VO35)
Digital Channel 14	Zona 3 On (VO36)
Digital Channel 15	Inic Recierre On (VO40)
Analog Channel 1	SRC 1 Vag RMS
Analog Channel 2	SRC 1 Vbg RMS
Analog Channel 3	SRC 1 Vcg RMS
Analog Channel 4	SRC 1 Ia RMS
Analog Channel 5	SRC 1 Ib RMS
Analog Channel 6	SRC 1 Ic RMS
Analog Channel 7	SRC 1 Vab RMS
Analog Channel 8	SRC 1 Vbc RMS
Analog Channel 9	SRC 1 Vca RMS
Analog Channel 10	SRC 1 Vab Mag
Analog Channel 11	SRC 1 Vbc Mag
Analog Channel 12	SRC 1 Vca Mag
Analog Channel 13	SRC 1 Vx Mag
Analog Channel 14	SRC 1 S
Analog Channel 15	SRC 1 P
Analog Channel 16	SRC 1 Frecuency

11.3. User Programmable-Leds

11.3.1. Trip and Alarm Leds

Tabla 66: Ajuste Panel anunciadores 1

SETTING	PARAMETER
Trip Led Input	Disparo 21 (VO1)
Alarm Led Input	Alarma Com Off (P6a)

11.3.2. User Programmable Leds

Tabla 67: Ajuste panel de anunciadores 3

SETTING	PARAMETER	TYPE
LED 25	Disparo 21 (VO1)	Latched
LED 26	Arran Fase R On (VO30)	Latched
LED 27	Arran Fase S On (VO31)	Latched
LED 28	Arran Fase T on (VO32)	Latched
LED 29	Arranque E On (VO33)	Latched
LED 30	Zona 2 On (VO35)	Latched
LED 31	Zona 3 On (VO36)	Latched
LED 32	Off	Self Reset
LED 33	Off	Self Reset
LED 34	Disparo Rx HF On (VO20)	Latched
LED 35	Rx HF 21 (VO3)	Latched
LED 36	Tx HF 21 (VO2)	Latched
LED 37	Disparo 67 On (VO96)	Latched
LED 38	Rx HF 67 (VO5)	Latched
LED 39	Tx HF 67 (VO4)	Latched
LED 40	Off	Self Reset
LED 41	Off	Self Reset

Continuación Tabla 57: Ajuste panel de anunciadores 3

SETTING	PARAMETER	TYPE
LED 42	Off	Self Reset
LED 43	Bloqueo 21 On (VO25)	Latched
LED 44	Off	Self Reset
LED 45	Sincronismo On (VO51)	Latched
LED 46	Disparo On (VO1)	Latched
LED 47	Off	Self Reset
LED 48	Off	Self Reset

12. SYSTEM SETUP

12.1. AC Inputs

12.1.1. Current Banks

Tabla 68: Ajuste Current Banks

Parameter	CT F1
Phase CT Primary	1200
Phase CT Secondary	5
Ground CT Primary	1200
Ground CT Secondary	5

12.1.2. Voltage Banks

Tabla 69: Ajuste Voltage Banks

Parameter	VT F5
Phase VT Connection	Wye
Phase VT Secondary	66,4
Phase VT Ratio	2000/1
Auxiliary VT Connection	Vbg
Auxiliary VT Secondary	66,4 V
Auxiliary VT Ratio	2000/1

12.2. Power System

Tabla 70: Ajuste Power System

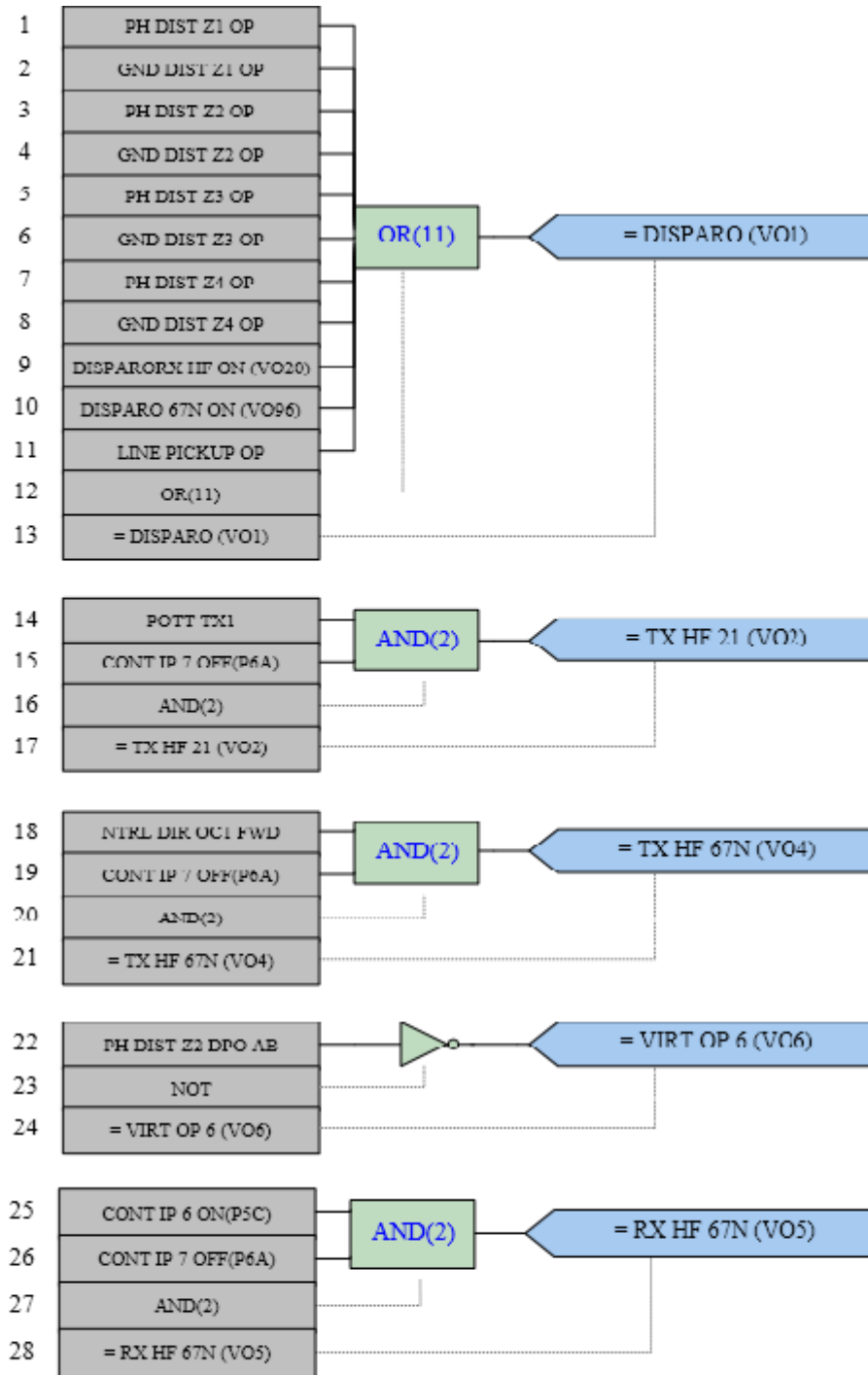
SETTING	PARAMETER
Nominal Frequency	60 Hz
Phase Rotation	ABC
Frequency and Phase Reference	Linea (SCR1)
Frequency Tracking Function	Enabled

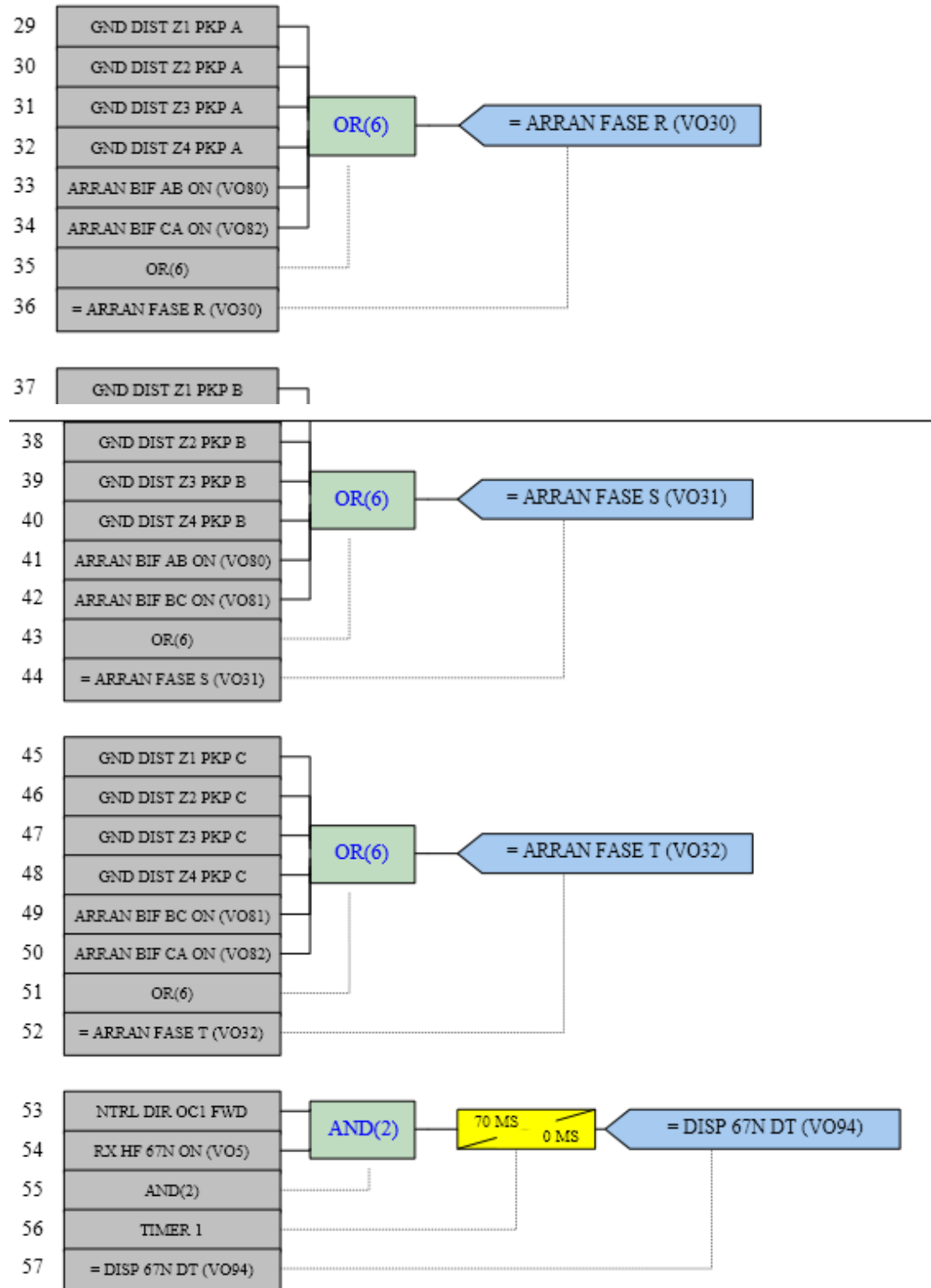
12.3. Signal Sources

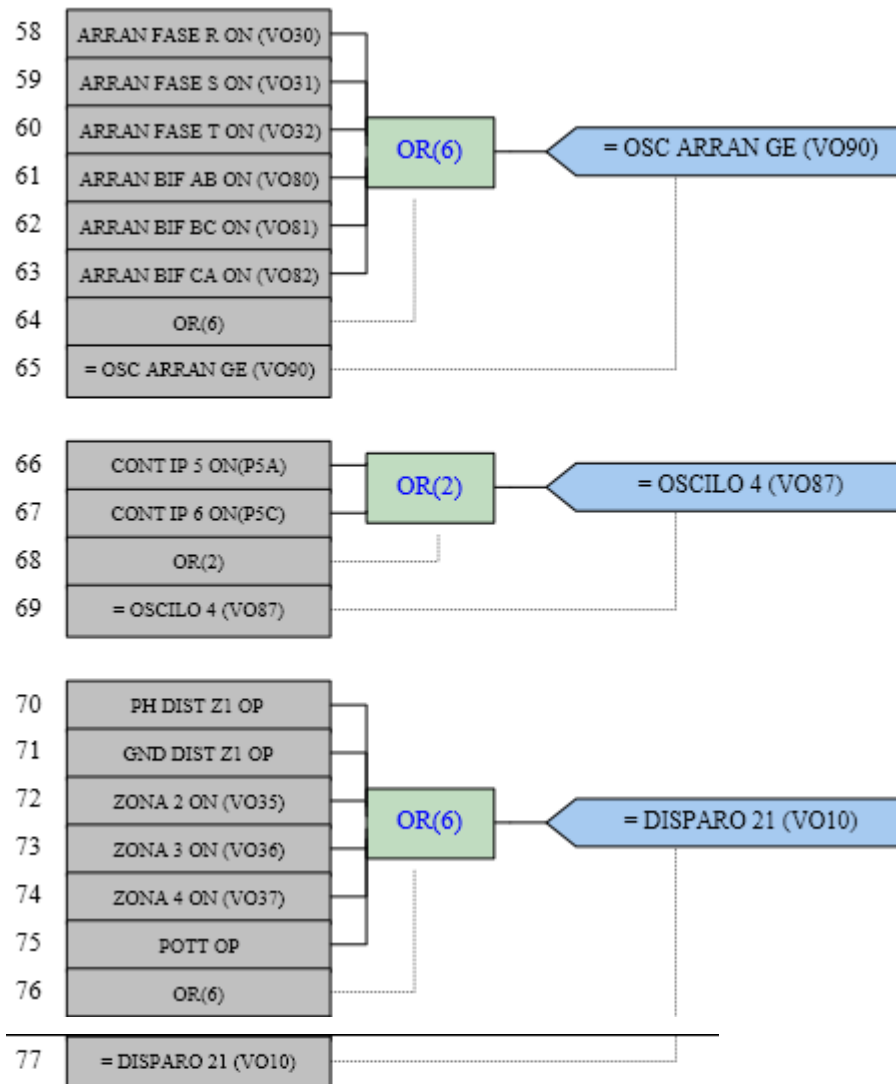
Tabla 71: Ajuste Signal Sources

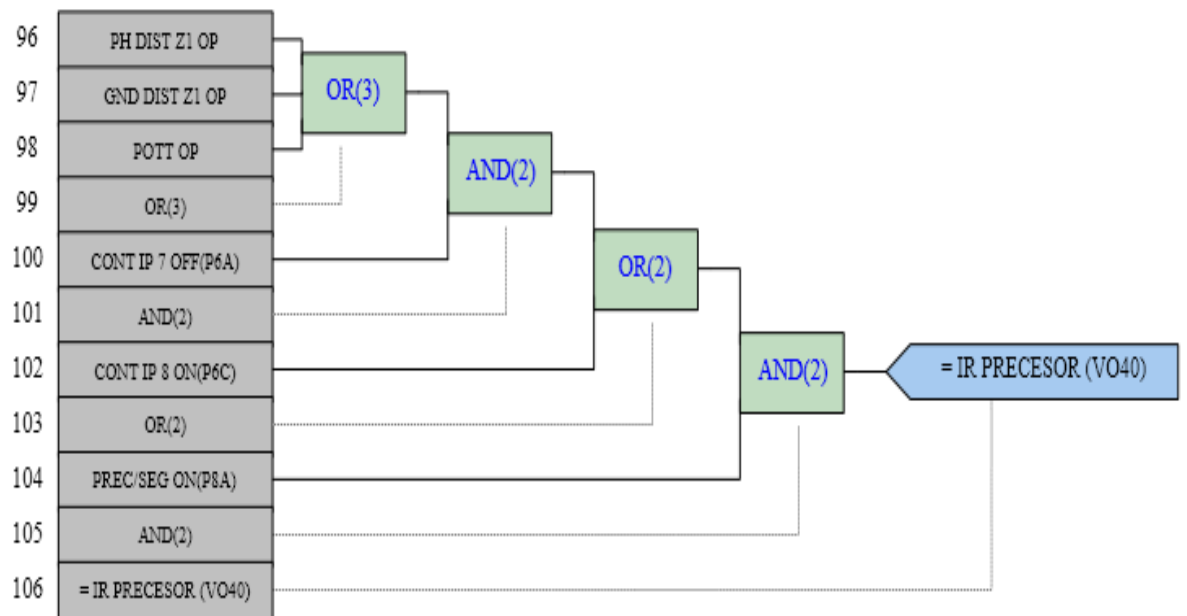
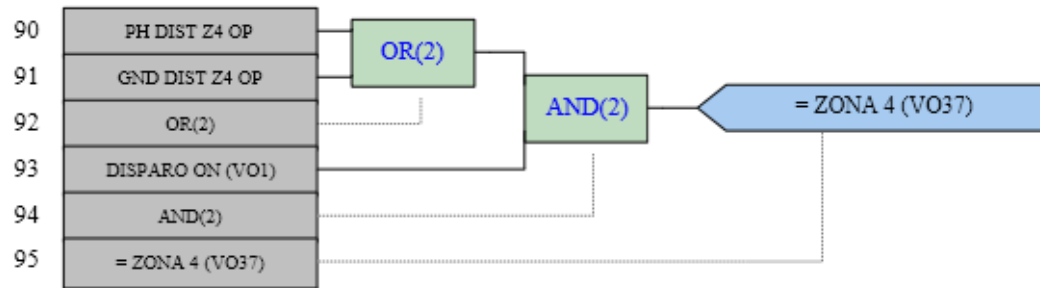
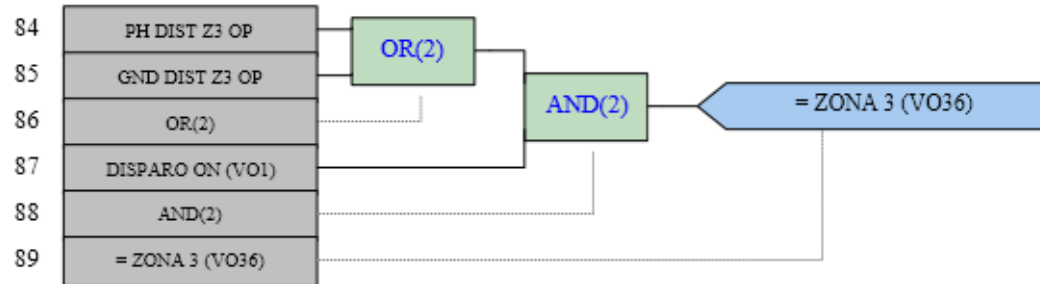
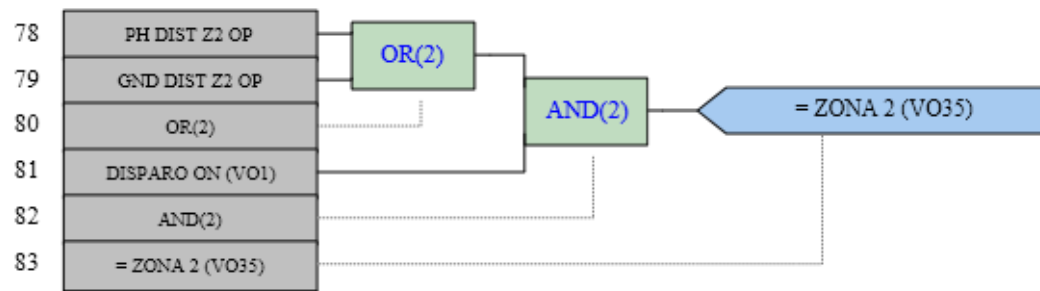
PARAMETER	SOURCE 1	SOURCE 2
Name	Linea	Barra
Phase CT	F1	None
Ground CT	F1	None
Phase VT	F5	None
Aux VT	None	F5

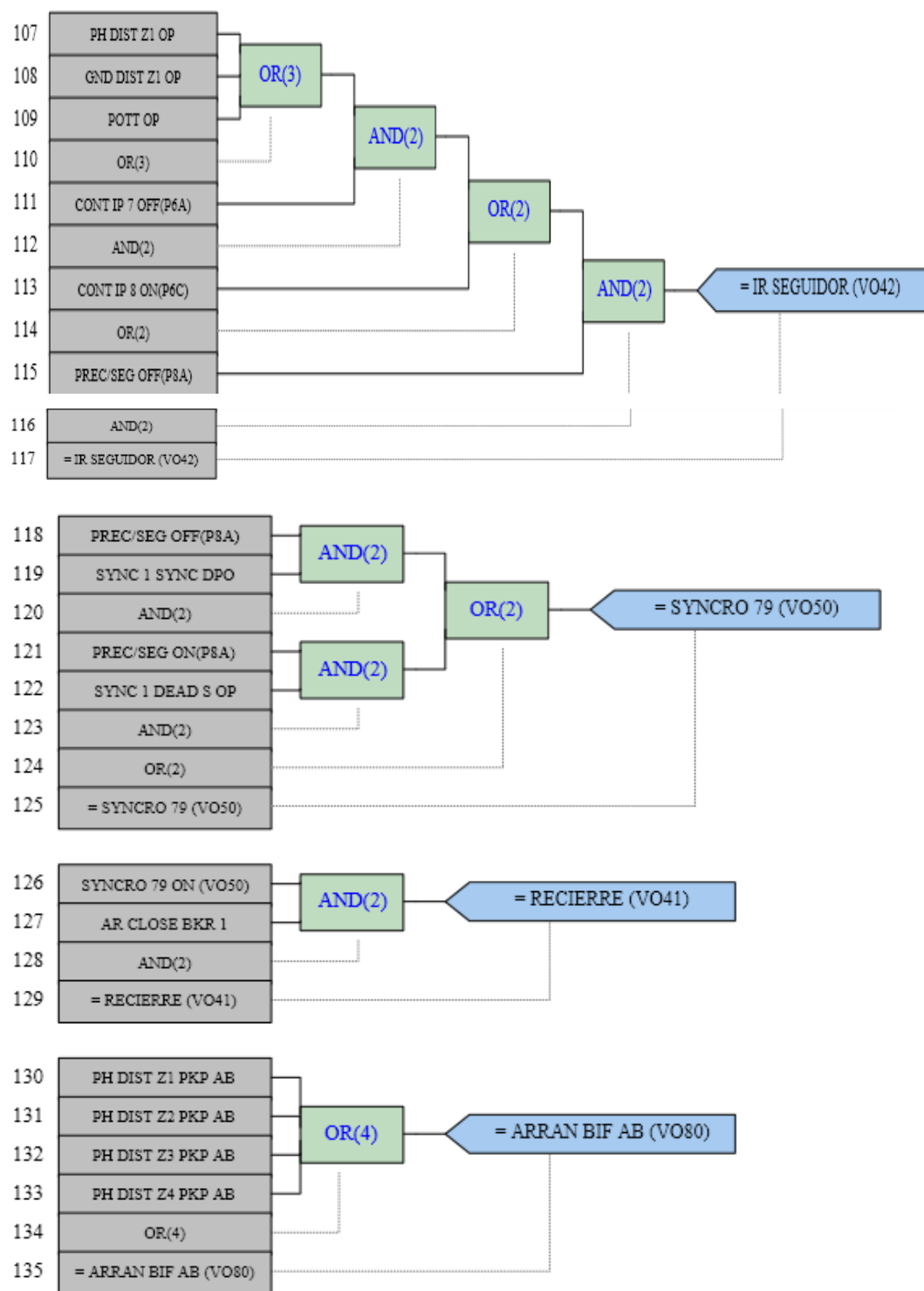
13. FLEXLOGIC

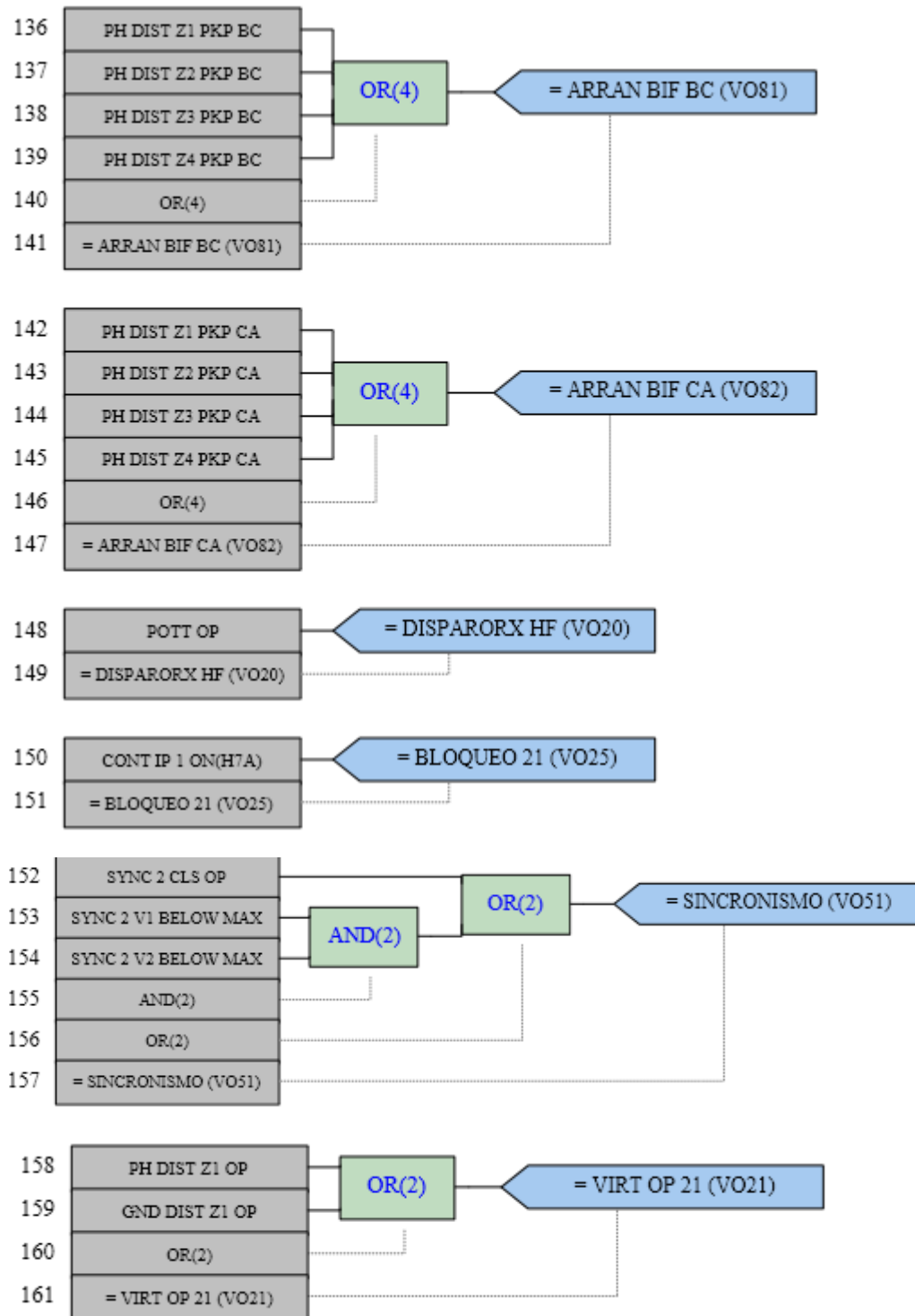


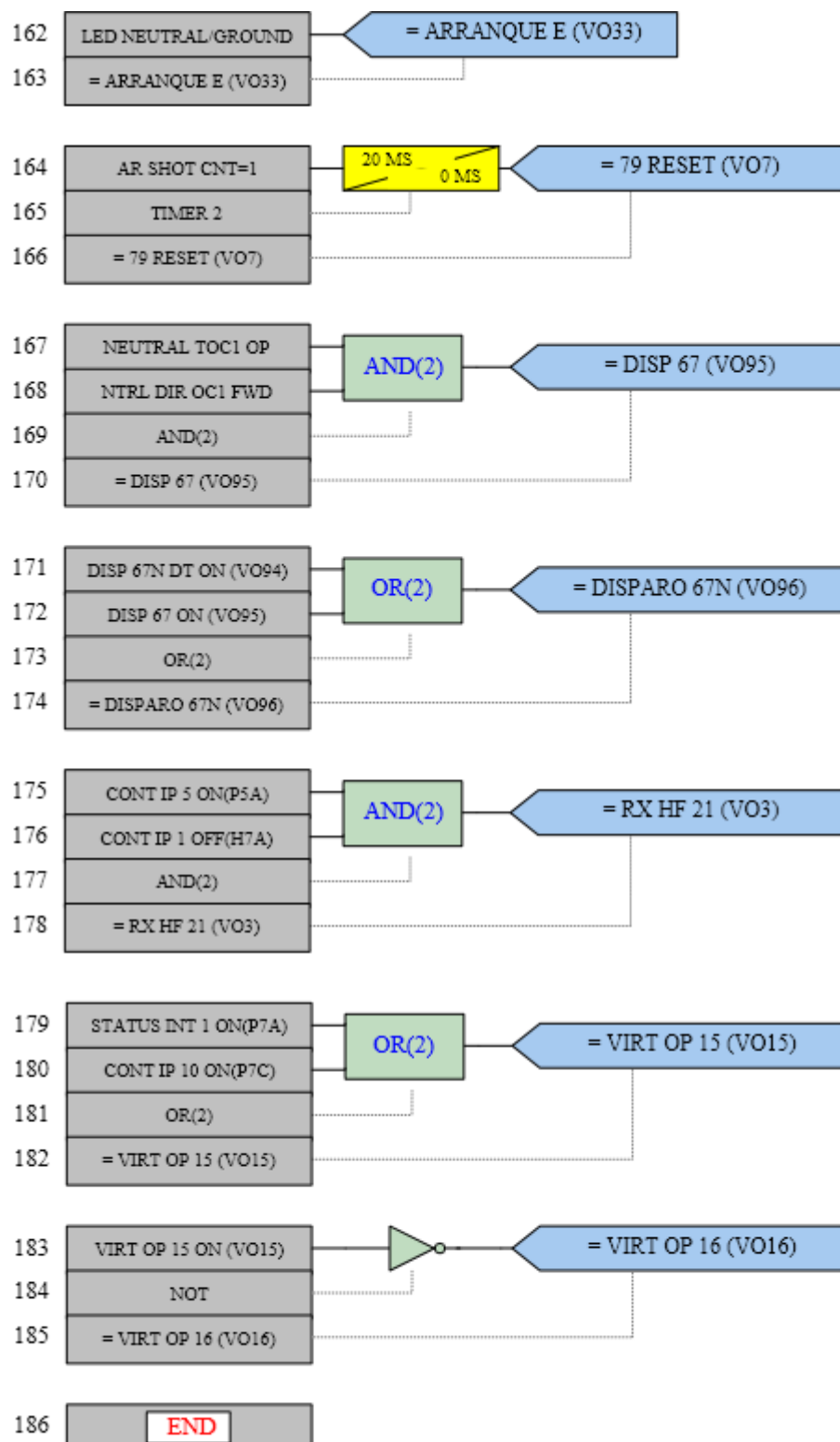












14. GROUPED ELEMENTS

14.1. Distance

14.1.1. Phase Distance

Tabla 72: Ajuste Phase Distance

PARAMETER	PHASE DISTANCE Z1	PHASE DISTANCE Z2	PHASE DISTANCE Z3	PHASE DISTANCE Z4
Function	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled
Direction	Forward	Forward	Forward	Reverse
Shape	Mho	Mho	Mho	Mho
Xfmr Vol Connection	None	None	None	None
Xfmr Curr Connection	None	None	None	None
Reach	1,50 ohms	2,26 ohms	2,96 ohms	0,47 ohms
RCA	84,33 deg	84,33 deg	83,34 deg	84,33 deg
Rev Reach	0,02 ohms	0,02 ohms	0,02 ohms	0,02 ohms
Rev Reach RCA	85 deg	85 deg	85 deg	85 deg
Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
DIR RCA	85 deg	85 deg	85 deg	85 deg
DIR Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
Quad Right Blinder	-----	-----	-----	-----
Quad Right Blinder RCA	-----	-----	-----	-----
Quad Left Blinder	-----	-----	-----	-----
Quad Left Blinder RCA	-----	-----	-----	-----
Supervision	0.200 pu	0.200 pu	0.200 pu	0.200 pu

Continuación Tabla 62: Ajuste Phase Distance

PARAMETER	PHASE DISTANCE Z1	PHASE DISTANCE Z2	PHASE DISTANCE Z3	PHASE DISTANCE Z4
Volt Level	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu
Delay	0.000 s	0,500 s	1,000 s	2.500 s
Block	Pérdida Pot. (P7a)	Pérdida Pot. (P7a)	Pérdida Pot. (P7a)	Pérdida Pot. (P7a)
Target	Latched	Latched	Latched	Latched
Events	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled

14.1.2. Ground Distance

Tabla 73: Ajuste Ground Distance

PARAMETER	GROUND DISTANCE Z1	GROUND DISTANCE Z2	GROUND DISTANCE Z3	GROUND DISTANCE Z4
Function	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled
Direction	Forward	Forward	Forward	Reverse
Shape	Quad	Quad	Quad	Quad
Z0/Z1 Mag	2,3072	2,3072	2,3072	2,3072
Z0/Z1 Ang	-2,99 deg	-2,99 deg	-2,99 deg	-2,99 deg
Z0M Z1 Mag	0.00	0.00	0.00	0.00
Z0M Z1 Ang	0 deg	0 deg	0 deg	0 deg
Reach	1,50 ohms	2,26 ohms	2,96 ohms	0,47 ohms
RCA	84,33 deg	84,33 deg	83,34 deg	80 deg
Rev Reach	0,02 ohms	0,02 ohms	0,02 ohms	0,02 ohms
Rev Reach RCA	85 deg	85 deg	85 deg	85 deg
POL Current	Zero-seq	Zero-seq	Zero-seq	Zero-seq
Non-Homogen Ang	0.0 deg	0.0 deg	0.0 deg	0.0 deg

Continuación Tabla 63: Ajuste Ground Distance

PARAMETER	GROUND DISTANCE Z1	GROUND DISTANCE Z2	GROUND DISTANCE Z3	GROUND DISTANCE Z4
Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
DIR RCA	85 deg	85 deg	85 deg	85 deg
DIR Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
Quad Right Blinder	4,51 ohms	6,77 ohms	8,90 ohms	1,41 ohms
Quad Right Blinder RCA	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
Quad Left Blinder	0.50 ohms	0.50 ohms	0.50 ohms	0.50 ohms
Quad Left Blinder RCA	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
Supervision	0.200 pu	0.200 pu	0.200 pu	0.200 pu
Volt Level	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu
Delay	0.000 s	0,500 s	1,000 s	2.500 s
Block	OFF	OFF	OFF	OFF
Target	Latched	Latched	Latched	Latched
Events	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled

14.2. Neutral Time Overcurrent

Tabla 74: Ajuste Neutral Time Overcurrent

SETTING	PARAMETER
Funtion	Enabled
Source	Linea (SRC 1)
Input	Phasor
Pickup	0,3 pu
Curve	IEEE Mod Inv
TD Multiplier	5,5
Reset	Instantaneous
Block	Off

14.3. Neutral Directional Overcurrent

Tabla 75: Ajuste Directional Time Overcurrent

SETTING	PARAMETER
Funtion	Enabled
Source	Linea (SRC 1)
Polarizing	Voltage
Pol Volt	Calculated V0
OP Curr	Calculated 3I0
Pos-Seq Restraint	0
Offset	0
Fwd ECA	81,34 deg
Fwd Limit Angle	75 deg
Fwd Pickup	0,3 pu
Rev Limit Angle	75 deg
Rev Pickup	0,3 pu

15. CONTROL ELEMENTS

15.1. Synchrocheck

Tabla 76: Ajuste Synchrocheck 1

SETTING	PARAMETER
Funtion	Enabled
Block	Off
V1 Source	Linea (SRC 1)
V2 Source	Barra (SRC 2)
Max Volt Diff	23 kV
Max Angle Diff	15 deg
Max Freq Diff	0,10 Hz
Max Freq Hysteresis	0,00 Hz
Dead Source Select	DV1 and LV2
Dead V1 Max Volt	0,10 pu
Dead V2 Max Volt	0,10 pu
Live V1 Min Volt	0,80 pu
Live V2 Min Volt	0,80 pu
Target	Disabled
Events	Enabled

Tabla 77: Ajuste Synchrocheck 2

SETTING	PARAMETER
Funtion	Enabled
Block	Off
V1 Source	Linea (SRC 1)
V2 Source	Barra (SRC 2)
Max Volt Diff	23 kV
Max Angle Diff	15 deg
Max Freq Diff	0,10 Hz
Max Freq Hysteresis	0,00 Hz
Dead Source Select	DV1 Xor LV2
Dead V1 Max Volt	0,10 pu
Dead V2 Max Volt	0,10 pu
Live V1 Min Volt	0,80 pu
Live V2 Min Volt	0,80 pu
Target	Disabled
Events	Enabled

15.2. Autoreclose

Tabla 78: Ajuste Autoreclose

SETTING	PARAMETER
Funtion	Enabled
Mode	3-Pole B
Max Number of Shots	1
Block BKR 1	Inc/Exc (P8c)
Close Time BKR 1	0,14 s
BKR Man Close	Off
BLK Time Upon Man	10 s
1p Init	Off
3P Init	IR Seguidor On (V042)
3P TD Init	IR Precesor On (V040)
Multi-P Fault	Off
BKR One Pole Open	Off
BKR 3 Pole Open	
3-P Dead Tiem 1	0,50 s
3-P Dead Tiem 2	0,25 s
3-P Dead Tiem 3	0 s
3-P Dead Tiem 4	0 s
Extende dead T 1	Off
Dead Time 1 Extention	0,50 s
Reset	79 Reset On (V07)
Reset Time	10,00 s
BKR Closed	
Block BKR 1	79 Inc/Exc (P8c)
Pause	Off
Incomplete Seq Time	1,00 s
Block BKR 2	Off

Continuación Tabla 6879: Ajuste Autoreclose

SETTING	PARAMETER
Close Time BKR 2	0,10 s
Transfer 1 to 2	No
Transfer 2 to 1	No
BKR1 Fail Option	Continue
BKR2 Fail Option	Continue
1-P Dead Time	0,50 s
BKR Sequence	1
Transfer Time	4,00 s
Bus FLT Init	Off

15.3. Permissive Overreaching Transfer Trip

Tabla 80: Ajuste Permivise Overreaching Transfer Trip

SETTING	PARAMETER
Scheme Funtion	Enabled
Scheme Block	Pérdida Pot. (P7a)
Permissive Echo	Disabled
Echo Cond	Off
Rx Pickup Delay	0,01
Trans Block Pickup Delay	0,03
Trans Block Reset Delay	0,09
Echo Duration	0,12
Echo Lockout	0,3
Line End Open Pickup Delay	0,05
POTT Sel-In Delay	0
GND Dir O/C Fwd	Off
POTT N° of Bits	1
POTT Rx1	POTT Rx On (P1a)
POTT Rx2, Rx3 y Rx4	Off

[ANEXO 34]

[Ajuste y Configuración Relé D60 S/E Boyacá. Línea Boyacá-Convento]

16. PRODUCT SETUP

16.1. Fault Report

Tabla 81: Ajuste Fault Report

SETTING	PARAMETER
Fault Report 1 Source	SRC 1 (SRC 1)
Fault Report 1 Trigger	TRIP 21 On (VO1)
Fault Report 1 Positive Seq (Z1) Mag	0,5925 ohms
Fault Report 1 Positive Seq (Z1) Angle	82,95 deg
Fault Report 1 Zero Seq (Z0) Mag	1,50 ohms
Fault Report 1 Zero Seq (Z0) Angle	70,94 deg
Fault Report 1 Line Length Units	km
Fault Report 1 Line Length	10,4
Fault Report 1 Line VT Substitution	None

16.2. Oscilography

Tabla 82: Ajuste Oscilography

SETTING	PARAMETER
Number of Records	8
Trigger Mode	Automatic Overwrite
Trigger Position	25%
Trigger Source	Disparo 21 (VO1)
AC Input Waveforms	16 samples/cycle
Digital Channel 1	Disparo 21 On (VO1)
Digital Channel 2	Tx HF 21 (VO2)
Digital Channel 3	Rx HF 21 (VO3)

Continuación Tabla 72: Ajuste Oscilography

SETTING	PARAMETER
Digital Channel 4	Tx HF 67 (VO4)
Digital Channel 5	Rx HF 67 (VO5)
Digital Channel 6	Arran Fase R On (VO30)
Digital Channel 7	Arran Fase S On (VO31)
Digital Channel 8	Arran Fase T on (VO32)
Digital Channel 9	Disparo 67 On (VO96)
Digital Channel 10	Arran Bif AB On (VO81)
Digital Channel 11	Arran Bif BC On (VO82)
Digital Channel 12	Arran Bif CA On (VO80)
Digital Channel 13	Zona 2 On (VO35)
Digital Channel 14	Zona 3 On (VO36)
Digital Channel 15	Inic Recierre On (VO40)
Analog Channel 1	SRC 1 Vag RMS
Analog Channel 2	SRC 1 Vbg RMS
Analog Channel 3	SRC 1 Vcg RMS
Analog Channel 4	SRC 1 Ia RMS
Analog Channel 5	SRC 1 Ib RMS
Analog Channel 6	SRC 1 Ic RMS
Analog Channel 7	SRC 1 Vab RMS
Analog Channel 8	SRC 1 Vbc RMS
Analog Channel 9	SRC 1 Vca RMS
Analog Channel 10	SRC 1 Vab Mag
Analog Channel 11	SRC 1 Vbc Mag
Analog Channel 12	SRC 1 Vca Mag
Analog Channel 13	SRC 1 Vx Mag
Analog Channel 14	SRC 1 S
Analog Channel 15	SRC 1 P
Analog Channel 16	SRC 1 Frecuency

16.3. User Programmable-Leds

16.3.1. Trip and Alarm Leds

Tabla 83: Ajuste Panel anunciadores 1

SETTING	PARAMETER
Trip Led Input	Disparo 21 (VO1)
Alarm Led Input	Alarma Com Off (P6a)

16.3.2. User Programmable Leds

Tabla 84: Ajuste panel de anunciadores 3

SETTING	PARAMETER	TYPE
LED 25	Disparo 21 (VO1)	Latched
LED 26	Arran Fase R On (VO30)	Latched
LED 27	Arran Fase S On (VO31)	Latched
LED 28	Arran Fase T on (VO32)	Latched
LED 29	Arranque E On (VO33)	Latched
LED 30	Zona 2 On (VO35)	Latched
LED 31	Zona 3 On (VO36)	Latched
LED 32	Off	Self Reset
LED 33	Off	Self Reset
LED 34	Disparo Rx HF On (VO20)	Latched
LED 35	Rx HF 21 (VO3)	Latched
LED 36	Tx HF 21 (VO2)	Latched
LED 37	Disparo 67 On (VO96)	Latched
LED 38	Rx HF 67 (VO5)	Latched
LED 39	Tx HF 67 (VO4)	Latched
LED 40	Off	Self Reset
LED 41	Off	Self Reset

Continuación Tabla 74: Ajuste panel de anunciadores 3

SETTING	PARAMETER	TYPE
LED 42	Off	Self Reset
LED 43	Bloqueo 21 On (VO25)	Latched
LED 44	Off	Self Reset
LED 45	Sincronismo On (VO51)	Latched
LED 46	Disparo On (VO1)	Latched
LED 47	Off	Self Reset
LED 48	Off	Self Reset

17. SYSTEM SETUP

17.1. AC Inputs

17.1.1. Current Banks

Tabla 85: Ajuste Current Banks

Parameter	CT F1
Phase CT Primary	1200
Phase CT Secondary	5
Ground CT Primary	1200
Ground CT Secondary	5

17.1.2. Voltage Banks

Tabla 86: Ajuste Voltage Banks

Parameter	VT F5
Phase VT Connection	Wye
Phase VT Secondary	66,4
Phase VT Ratio	2000/1
Auxiliary VT Connection	Vbg
Auxiliary VT Secondary	66,4 V
Auxiliary VT Ratio	2000/1

17.2. Power System

Tabla 87: Ajuste Power System

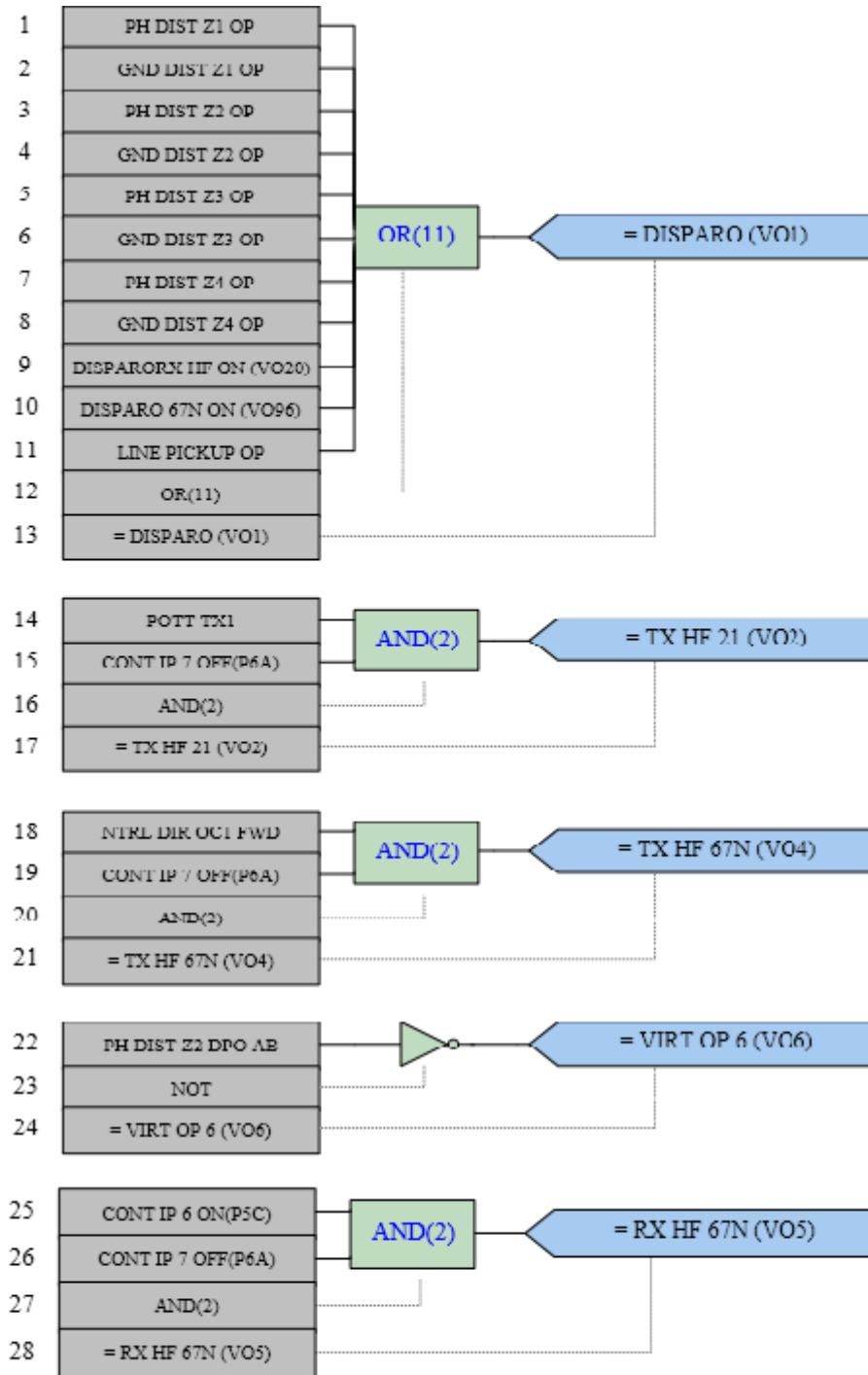
SETTING	PARAMETER
Nominal Frequency	60 Hz
Phase Rotation	ABC
Frequency and Phase Reference	Linea (SCR1)
Frequency Tracking Function	Enabled

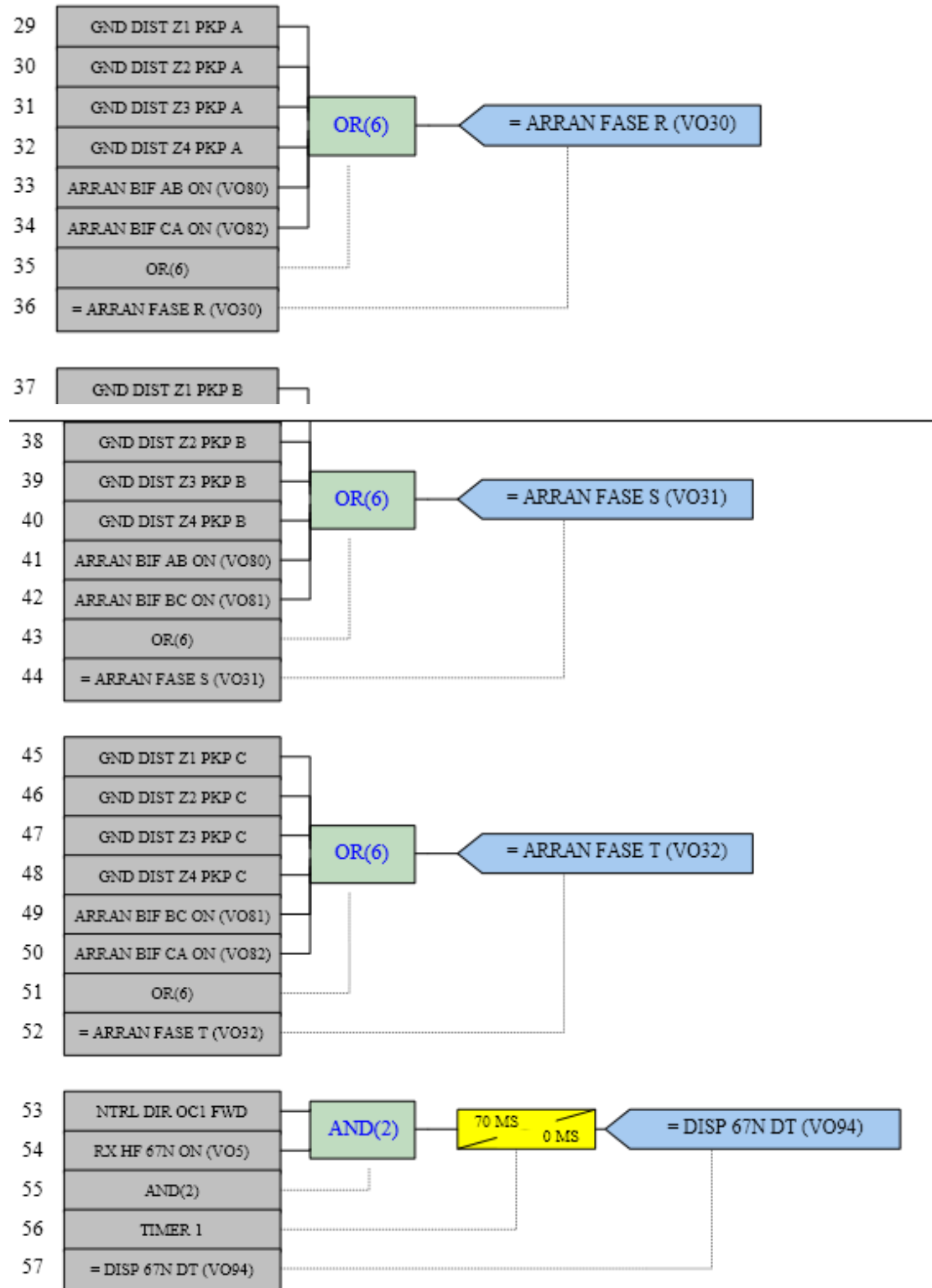
17.3. Signal Sources

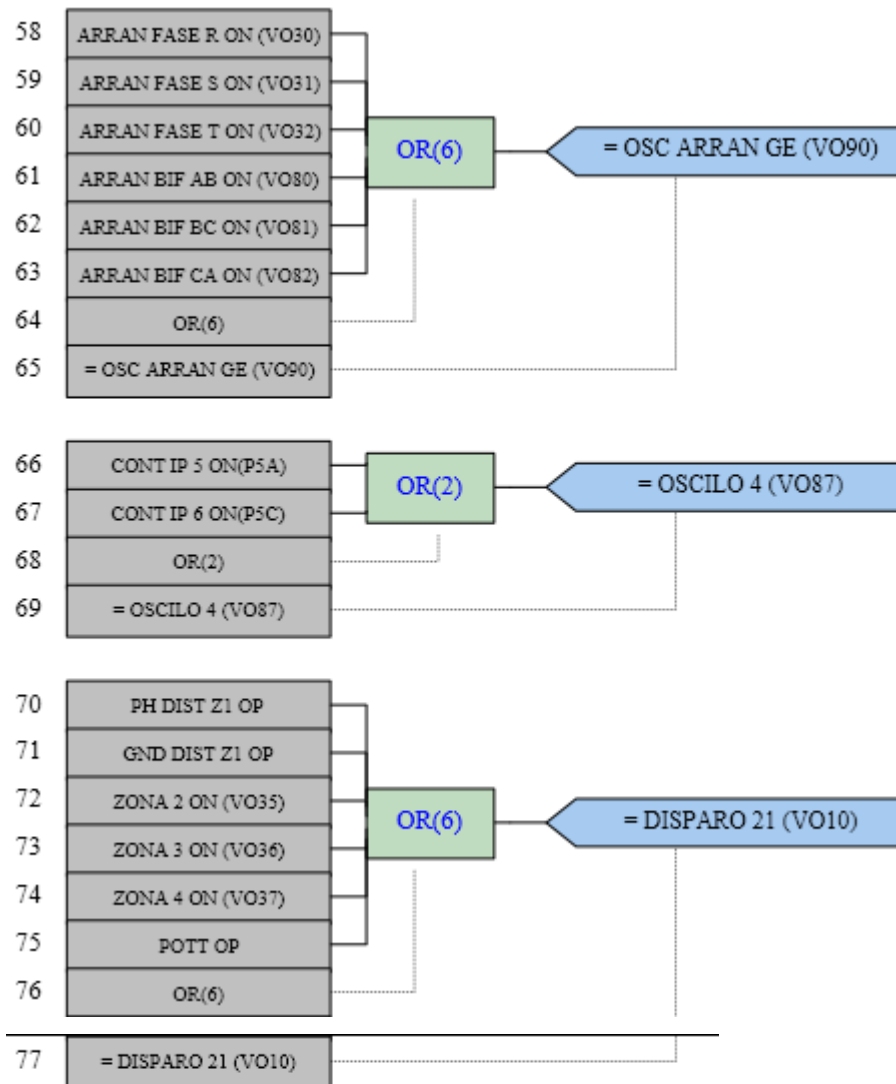
Tabla 88: Ajuste Signal Sources

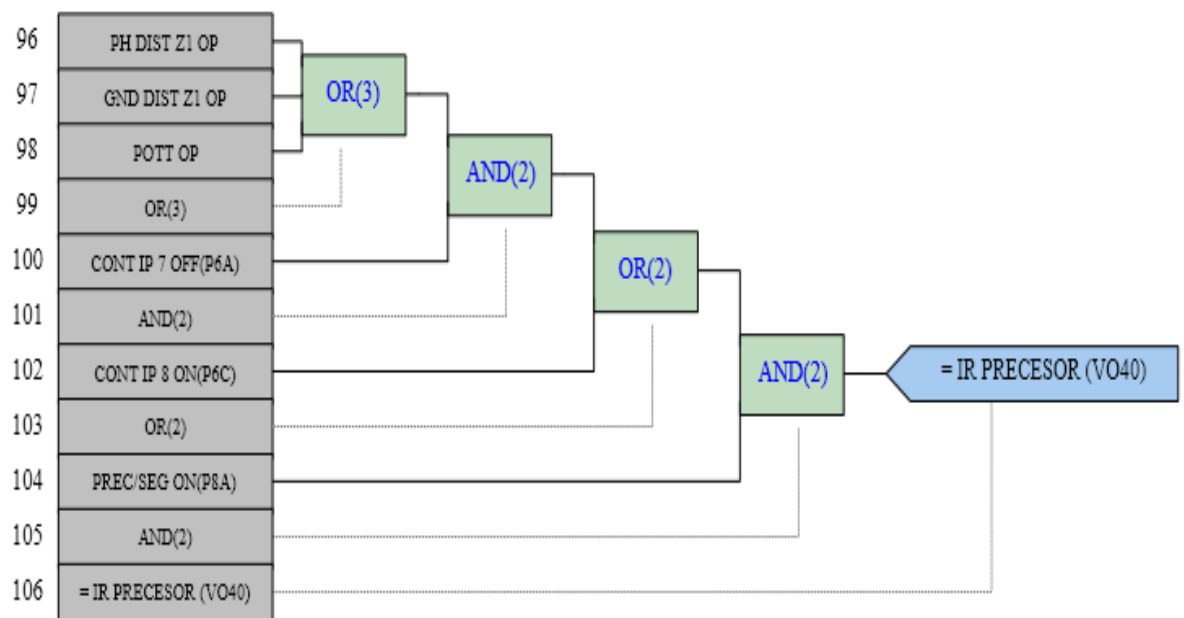
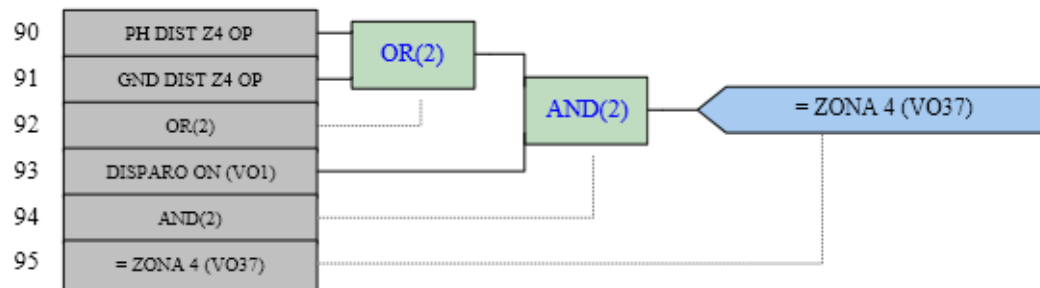
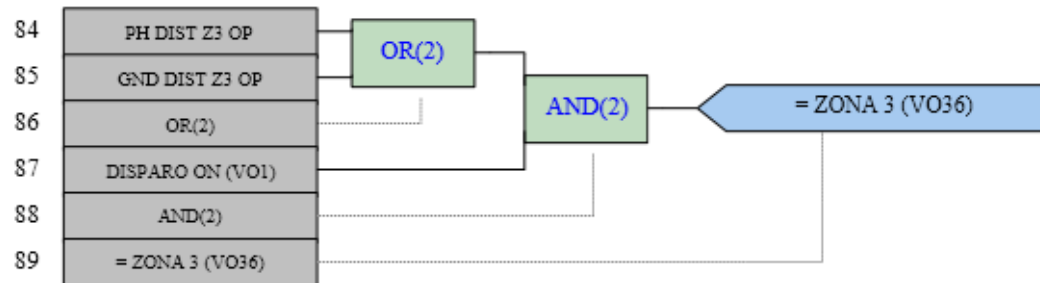
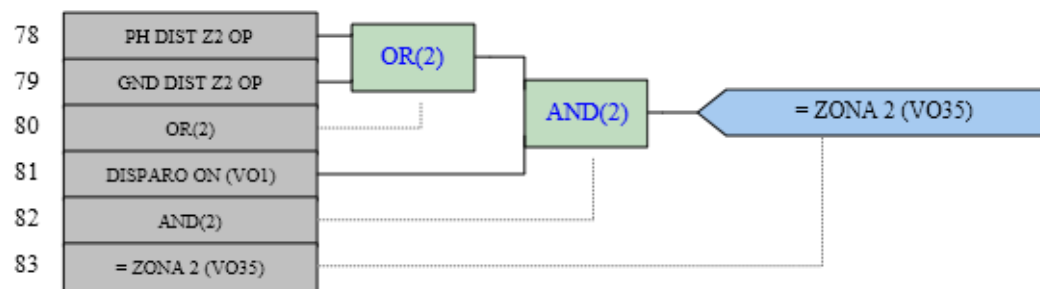
PARAMETER	SOURCE 1	SOURCE 2
Name	Linea	Barra
Phase CT	F1	None
Ground CT	F1	None
Phase VT	F5	None
Aux VT	None	F5

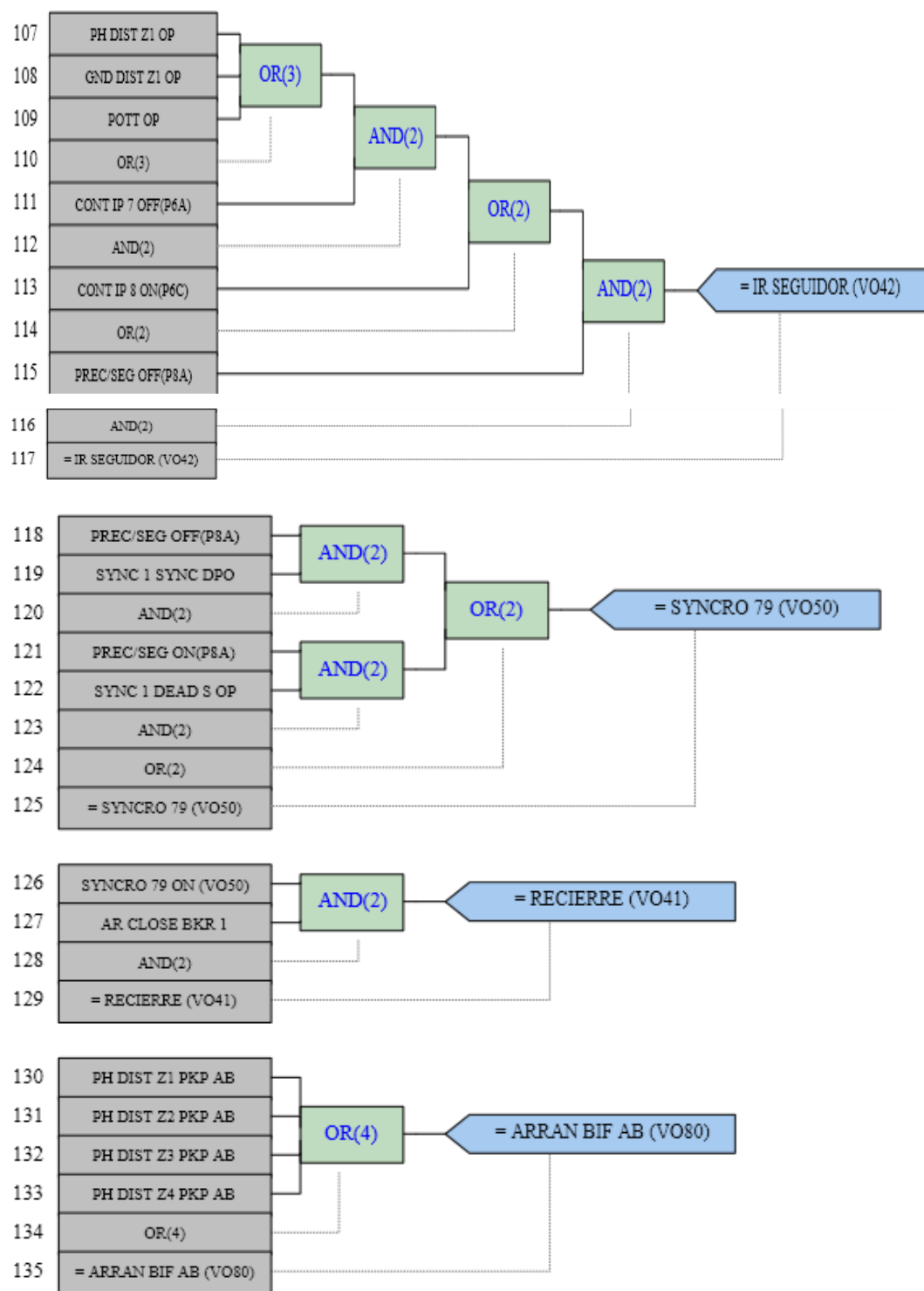
18. FLEXLOGIC

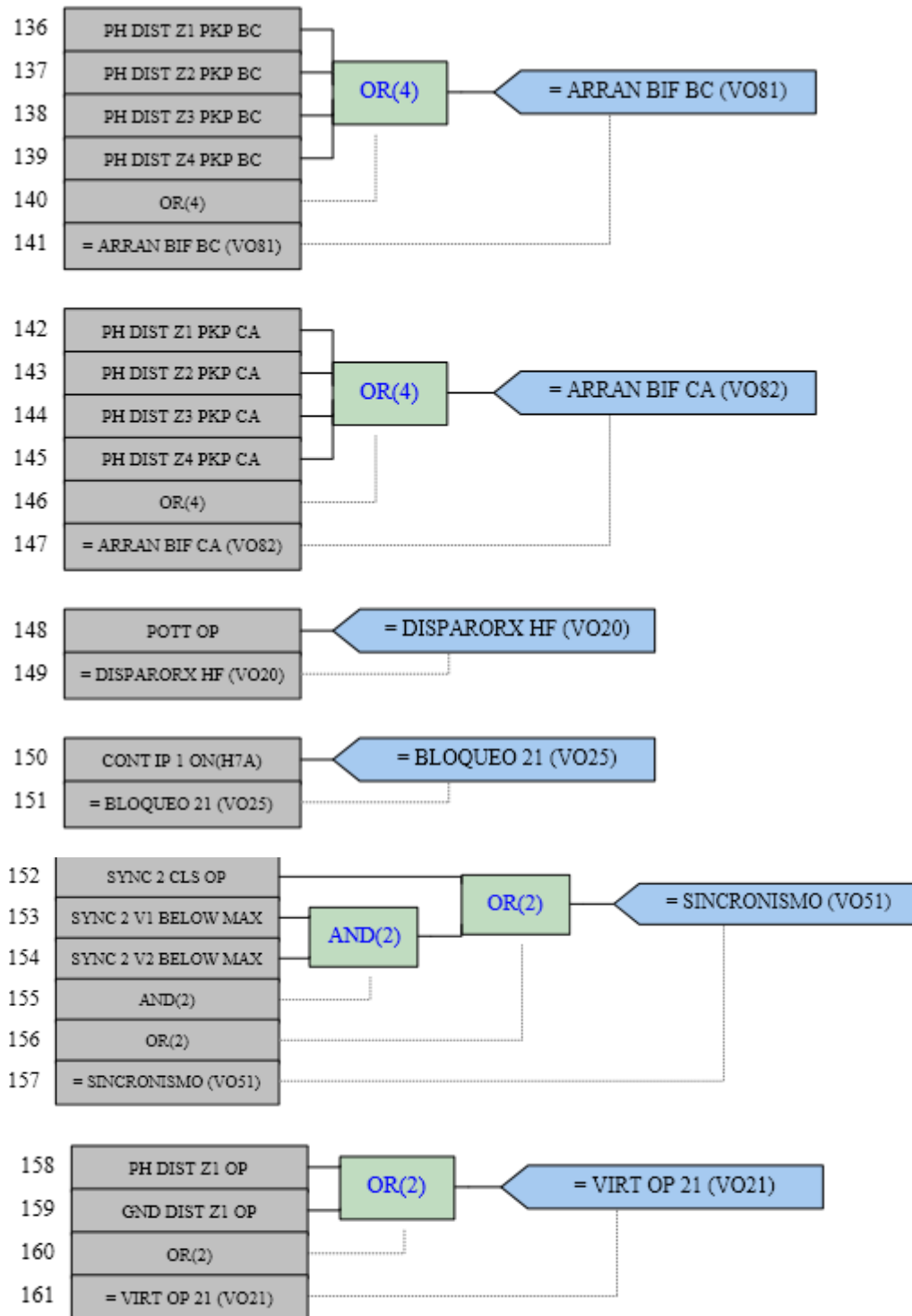


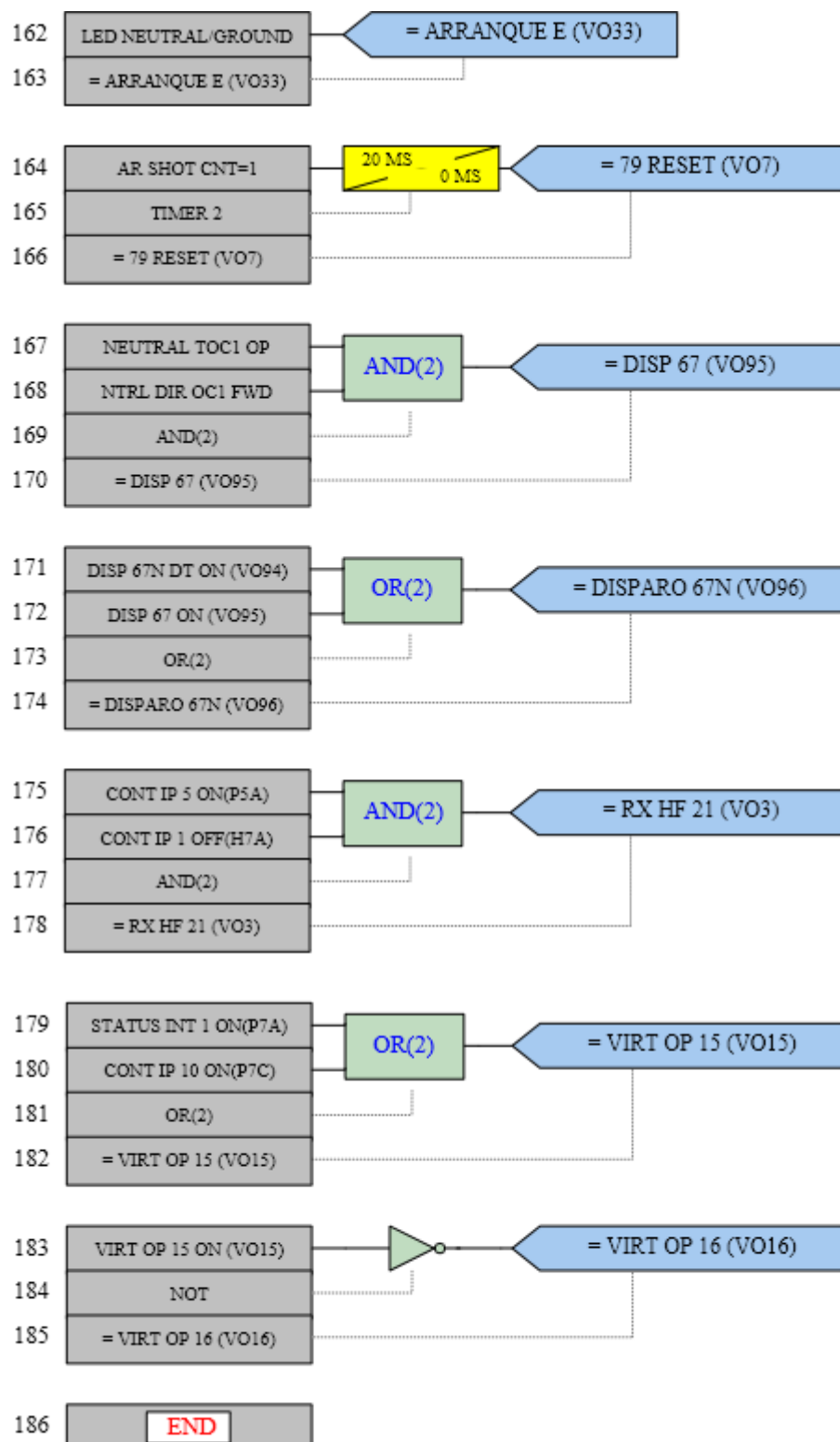












19. GROUPED ELEMENTS

19.1. Distance

19.1.1. Phase Distance

Tabla 89: Ajuste Phase Distance

PARAMETER	PHASE DISTANCE Z1	PHASE DISTANCE Z2	PHASE DISTANCE Z3	PHASE DISTANCE Z4
Function	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled
Direction	Forward	Forward	Forward	Reverse
Shape	Mho	Mho	Mho	Mho
Xfmr Vol Connection	None	None	None	None
Xfmr Curr Connection	None	None	None	None
Reach	0,47 ohms	0,87 ohms	2,51 ohms	0,15 ohms
RCA	82,95 deg	82,95 deg	82,95 deg	82,95 deg
Rev Reach	0,02 ohms	0,02 ohms	0,02 ohms	0,02 ohms
Rev Reach RCA	85 deg	85 deg	85 deg	85 deg
Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
DIR RCA	85 deg	85 deg	85 deg	85 deg
DIR Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
Quad Right Blinder	-----	-----	-----	-----
Quad Right Blinder RCA	-----	-----	-----	-----
Quad Left Blinder	-----	-----	-----	-----
Quad Left Blinder RCA	-----	-----	-----	-----
Supervision	0.200 pu	0.200 pu	0.200 pu	0.200 pu

Continuación Tabla 79: Ajuste Phase Distance

PARAMETER	PHASE DISTANCE Z1	PHASE DISTANCE Z2	PHASE DISTANCE Z3	PHASE DISTANCE Z4
Volt Level	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu
Delay	0.000 s	0,500 s	1,000 s	2.500 s
Block	Pérdida Pot. (P7a)	Pérdida Pot. (P7a)	Pérdida Pot. (P7a)	Pérdida Pot. (P7a)
Target	Latched	Latched	Latched	Latched
Events	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled

19.1.2. Ground Distance

Tabla 90: Ajuste Ground Distance

PARAMETER	GROUND DISTANCE Z1	GROUND DISTANCE Z2	GROUND DISTANCE Z3	GROUND DISTANCE Z4
Function	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled
Direction	Forward	Forward	Forward	Reverse
Shape	Quad	Quad	Quad	Quad
Z0/Z1 Mag	2,5	2,5	2,5	2,5
Z0/Z1 Ang	-12,01 deg	-12,01 deg	-12,01 deg	-12,01 deg
Z0M Z1 Mag	0.00	0.00	0.00	0.00
Z0M Z1 Ang	0 deg	0 deg	0 deg	0 deg
Reach	0,47 ohms	0,87 ohms	2,51 ohms	0,15 ohms
RCA	84,33 deg	84,33 deg	83,34 deg	80 deg
Rev Reach	0,02 ohms	0,02 ohms	0,02 ohms	0,02 ohms
Rev Reach RCA	85 deg	85 deg	85 deg	85 deg
POL Current	Zero-seq	Zero-seq	Zero-seq	Zero-seq
Non-Homogen Ang	0.0 deg	0.0 deg	0.0 deg	0.0 deg

Continuación Tabla 80: Ajuste Ground Distance

PARAMETER	GROUND DISTANCE Z1	GROUND DISTANCE Z2	GROUND DISTANCE Z3	GROUND DISTANCE Z4
Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
DIR RCA	85 deg	85 deg	85 deg	85 deg
DIR Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
Quad Right Blinder	1,42 ohms	2,63 ohms	7,52 ohms	0,44 ohms
Quad Right Blinder RCA	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
Quad Left Blinder	0.50 ohms	0.50 ohms	0.50 ohms	0.50 ohms
Quad Left Blinder RCA	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
Supervision	0.200 pu	0.200 pu	0.200 pu	0.200 pu
Volt Level	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu
Delay	0.000 s	0,500 s	1,000 s	2.500 s
Block	OFF	OFF	OFF	OFF
Target	Latched	Latched	Latched	Latched
Events	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled

19.2. Neutral Time Overcurrent

Tabla 91: Ajuste Neutral Time Overcurrent

SETTING	PARAMETER
Funtion	Enabled
Source	Linea (SRC 1)
Input	Phasor
Pickup	0,3 pu
Curve	IEEE Mod Inv
TD Multiplier	7,0
Reset	Instantaneous
Block	Off

19.3. Neutral Directional Overcurrent

Tabla 92: Ajuste Directional Time Overcurrent

SETTING	PARAMETER
Funtion	Enabled
Source	Linea (SRC 1)
Polarizing	Voltage
Pol Volt	Calculated V0
OP Curr	Calculated 3I0
Pos-Seq Restraint	0
Offset	0
Fwd ECA	70,94 deg
Fwd Limit Angle	75 deg
Fwd Pickup	0,3 pu
Rev Limit Angle	75 deg
Rev Pickup	0,3 pu

20. CONTROL ELEMENTS

20.1. Synchrocheck

Tabla 93: Ajuste Synchrocheck 1

SETTING	PARAMETER
Funtion	Enabled
Block	Off
V1 Source	Linea (SRC 1)
V2 Source	Barra (SRC 2)
Max Volt Diff	23 kV
Max Angle Diff	15 deg
Max Freq Diff	0,10 Hz
Max Freq Hysteresis	0,00 Hz
Dead Source Select	DV1 and LV2
Dead V1 Max Volt	0,10 pu
Dead V2 Max Volt	0,10 pu
Live V1 Min Volt	0,80 pu
Live V2 Min Volt	0,80 pu
Target	Disabled
Events	Enabled

Tabla 94: Ajuste Synchrocheck 2

SETTING	PARAMETER
Funtion	Enabled
Block	Off
V1 Source	Linea (SRC 1)
V2 Source	Barra (SRC 2)
Max Volt Diff	23 kV
Max Angle Diff	15 deg
Max Freq Diff	0,10 Hz
Max Freq Hysteresis	0,00 Hz
Dead Source Select	DV1 Xor LV2
Dead V1 Max Volt	0,10 pu
Dead V2 Max Volt	0,10 pu
Live V1 Min Volt	0,80 pu
Live V2 Min Volt	0,80 pu
Target	Disabled
Events	Enabled

20.2. Autoreclose

Tabla 95: Ajuste Autoreclose

SETTING	PARAMETER
Funtion	Enabled
Mode	3-Pole B
Max Number of Shots	1
Block BKR 1	Inc/Exc (P8c)
Close Time BKR 1	0,14 s
BKR Man Close	Off
BLK Time Upon Man	10 s
1p Init	Off
3P Init	IR Seguidor On (V042)
3P TD Init	IR Precesor On (V040)
Multi-P Fault	Off
BKR One Pole Open	Off
BKR 3 Pole Open	
3-P Dead Tiem 1	0,50 s
3-P Dead Tiem 2	0,25 s
3-P Dead Tiem 3	0 s
3-P Dead Tiem 4	0 s
Extende dead T 1	Off
Dead Time 1 Extention	0,50 s
Reset	79 Reset On (V07)
Reset Time	10,00 s
BKR Closed	
Block BKR 1	79 Inc/Exc (P8c)
Pause	Off
Incomplete Seq Time	1,00 s
Block BKR 2	Off

Continuación Tabla 85: Ajuste Autoreclose

SETTING	PARAMETER
Close Time BKR 2	0,10 s
Transfer 1 to 2	No
Transfer 2 to 1	No
BKR1 Fail Option	Continue
BKR2 Fail Option	Continue
1-P Dead Time	0,50 s
BKR Sequence	1
Transfer Time	4,00 s
Bus FLT Init	Off

20.3. Permissive Overreaching Transfer Trip

Tabla 96: Ajuste Permivise Overreaching Transfer Trip

SETTING	PARAMETER
Scheme Funtion	Enabled
Scheme Block	Pérdida Pot. (P7a)
Permissive Echo	Disabled
Echo Cond	Off
Rx Pickup Delay	0,01
Trans Block Pickup Delay	0,03
Trans Block Reset Delay	0,09
Echo Duration	0,12
Echo Lockout	0,3
Line End Open Pickup Delay	0,05
POTT Sel-In Delay	0
GND Dir O/C Fwd	Off
POTT N° of Bits	1
POTT Rx1	POTT Rx On (P1a)
POTT Rx2, Rx3 y Rx4	Off

[ANEXO 35]

[Reporte Prueba de Característica Cuadrilateral Relé D60 S/E Convento. Línea
Tacoa-Convento]

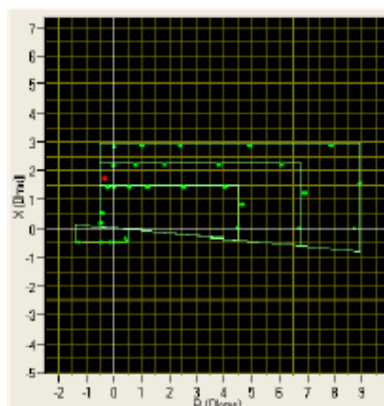
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		AN					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	0.00	4.514	4.740	4.289	4.497	-0.377	Pass	62.35	9.674	
ZONA1	10.00	4.584	4.813	4.355	4.704	2.618	Pass	62.35	9.248	
ZONA1	20.00	4.367	4.585	4.148	4.285	-1.878	Pass	61.42	10.000	
ZONA1	30.00	2.987	3.136	2.838	2.925	-2.076	Pass	41.91	10.000	
ZONA1	50.00	1.950	2.050	1.850	1.906	-2.256	Pass	27.32	10.000	
ZONA1	70.00	1.589	1.689	1.489	1.558	-1.951	Pass	22.33	10.000	
ZONA1	90.00	1.493	1.593	1.393	1.445	-2.947	Pass	20.77	10.000	
ZONA1	100.00	1.517	1.617	1.417	1.475	-2.900	Pass	21.11	10.000	
ZONA1	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000	
ZONA1	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000	
ZONA2	0.00	6.772	7.110	6.433	6.747	-0.369	Pass	62.35	6.448	
ZONA2	10.00	6.876	7.220	6.532	7.005	1.876	Pass	62.35	6.210	
ZONA2	20.00	6.563	6.892	6.235	6.489	-1.128	Pass	62.35	6.704	
ZONA2	30.00	4.490	4.714	4.265	4.406	-1.871	Pass	62.35	9.874	
ZONA2	50.00	2.930	3.077	2.784	2.868	-2.116	Pass	41.09	10.000	
ZONA2	70.00	2.389	2.508	2.269	2.333	-2.344	Pass	33.44	10.000	
ZONA2	90.00	2.245	2.357	2.133	2.189	-2.494	Pass	31.37	10.000	
ZONA2	100.00	2.279	2.393	2.165	1.785	-21.676	Fail	25.58	10.000	
ZONA2	130.00	0.778	0.878	0.678	0.687	-11.697	Pass	9.85	10.000	
ZONA2	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000	
ZONA3	0.00	8.748	9.185	8.310	8.715	-0.377	Pass	62.35	4.992	
ZONA3	10.00	8.883	9.327	8.438	9.050	1.880	Pass	62.35	4.807	
ZONA3	20.00	8.479	8.903	8.055	8.384	-1.120	Pass	62.35	5.189	
ZONA3	30.00	5.800	6.090	5.510	5.691	-1.879	Pass	62.35	7.644	
ZONA3	50.00	3.786	3.975	3.596	3.715	-1.875	Pass	53.25	10.000	
ZONA3	70.00	3.086	3.240	2.932	3.024	-2.009	Pass	43.34	10.000	
ZONA3	90.00	2.900	3.045	2.755	2.838	-2.138	Pass	40.68	10.000	
ZONA3	100.00	2.879	3.023	2.735	1.785	-37.999	Fail	25.58	10.000	
ZONA3	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000	
ZONA3	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000	
ZONA4	-160.00	1.367	1.467	1.267	1.348	-1.390	Pass	19.32	10.000	
ZONA4	-130.00	0.610	0.710	0.510	0.596	-2.295	Pass	8.54	10.000	
ZONA4	-100.00	0.475	0.575	0.375	0.464	-2.316	Pass	6.65	10.000	
ZONA4	-70.00	0.498	0.598	0.398	0.487	-2.209	Pass	6.98	10.000	
ZONA4	-40.00	0.653	0.753	0.553	0.598	-8.423	Pass	8.57	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

AN



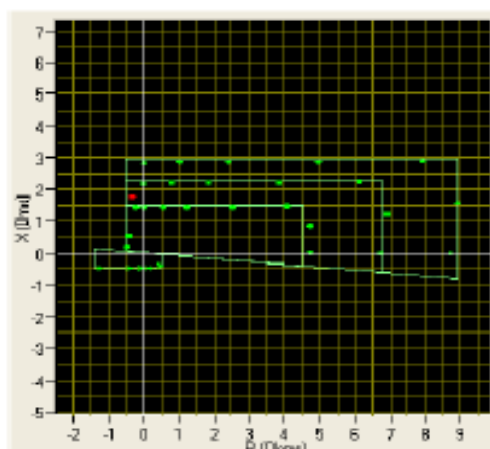
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		EN					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Ángulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	0.00	4.514	4.740	4.289	4.734	4.874	Pass	62.35	9.190	
ZONA1	10.00	4.584	4.813	4.355	4.807	4.865	Pass	62.35	9.050	
ZONA1	20.00	4.367	4.585	4.148	4.318	-1.122	Pass	61.89	10.000	
ZONA1	30.00	2.987	3.136	2.838	2.925	-2.076	Pass	41.91	10.000	
ZONA1	50.00	1.950	2.050	1.850	1.906	-2.256	Pass	27.32	10.000	
ZONA1	70.00	1.589	1.689	1.489	1.558	-1.951	Pass	22.33	10.000	
ZONA1	90.00	1.493	1.593	1.393	1.448	-2.947	Pass	20.77	10.000	
ZONA1	100.00	1.517	1.617	1.417	1.475	-2.900	Pass	21.11	10.000	
ZONA1	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000	
ZONA1	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000	
ZONA2	0.00	6.772	7.110	6.433	6.747	-0.369	Pass	62.35	6.448	
ZONA2	10.00	6.876	7.220	6.532	7.005	1.876	Pass	62.35	6.210	
ZONA2	20.00	6.563	6.892	6.235	6.538	-0.381	Pass	62.35	6.654	
ZONA2	30.00	4.490	4.714	4.265	4.439	-1.136	Pass	62.35	9.800	
ZONA2	50.00	2.930	3.077	2.784	2.868	-2.116	Pass	41.09	10.000	
ZONA2	70.00	2.389	2.508	2.269	2.333	-2.344	Pass	33.44	10.000	
ZONA2	90.00	2.245	2.357	2.133	2.189	-2.494	Pass	31.37	10.000	
ZONA2	100.00	2.279	2.393	2.165	1.798	-21.106	Fail	25.77	10.000	
ZONA2	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000	
ZONA2	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000	
ZONA3	0.00	8.748	9.185	8.310	8.715	-0.377	Pass	62.35	4.992	
ZONA3	10.00	8.883	9.327	8.438	9.050	1.880	Pass	62.35	4.807	
ZONA3	20.00	8.479	8.903	8.055	8.447	-0.377	Pass	62.35	5.150	
ZONA3	30.00	5.800	6.090	5.510	5.735	-1.121	Pass	62.35	7.586	
ZONA3	50.00	3.786	3.975	3.596	3.715	-1.875	Pass	53.25	10.000	
ZONA3	70.00	3.086	3.240	2.932	3.024	-2.009	Pass	43.34	10.000	
ZONA3	90.00	2.900	3.045	2.755	2.838	-2.138	Pass	40.68	10.000	
ZONA3	100.00	2.879	3.023	2.735	1.798	-37.548	Fail	25.77	10.000	
ZONA3	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000	
ZONA3	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000	
ZONA4	-160.00	1.367	1.467	1.267	1.361	-0.439	Pass	19.51	10.000	
ZONA4	-130.00	0.610	0.710	0.510	0.599	-1.803	Pass	8.59	10.000	
ZONA4	-100.00	0.475	0.575	0.375	0.464	-2.316	Pass	6.65	10.000	
ZONA4	-70.00	0.498	0.598	0.398	0.484	-2.811	Pass	6.94	10.000	
ZONA4	-40.00	0.653	0.753	0.553	0.598	-8.423	Pass	8.57	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

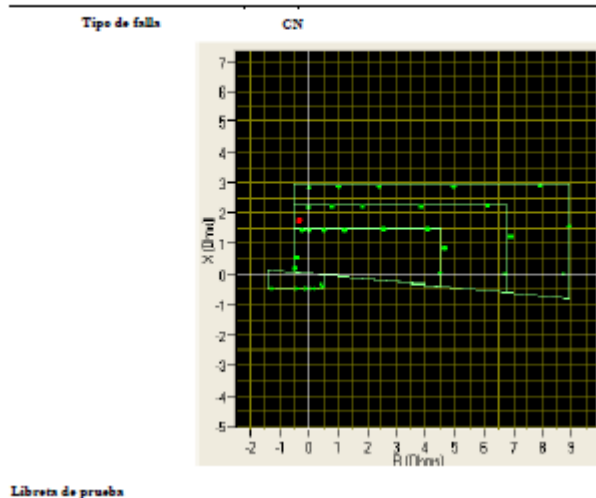
BN



Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		CN					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba (A)
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	0.00	4.514	4.740	4.289	4.497	-0.377	Pass	62.35	9.674	
ZONA1	10.00	4.584	4.813	4.355	4.739	3.381	Pass	62.35	9.180	
ZONA1	20.00	4.367	4.585	4.148	4.318	-1.122	Pass	61.89	10.000	
ZONA1	30.00	2.987	3.136	2.838	2.950	-1.239	Pass	42.27	10.000	
ZONA1	50.00	1.950	2.050	1.850	1.906	-2.256	Pass	27.32	10.000	
ZONA1	70.00	1.589	1.689	1.489	1.545	-2.769	Pass	22.14	10.000	
ZONA1	90.00	1.493	1.593	1.393	1.449	-2.947	Pass	20.77	10.000	
ZONA1	100.00	1.517	1.617	1.417	1.473	-2.900	Pass	21.11	10.000	
ZONA1	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000	
ZONA1	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000	
ZONA2	0.00	6.772	7.110	6.433	6.747	-0.369	Pass	62.35	6.448	
ZONA2	10.00	6.876	7.220	6.532	7.005	1.876	Pass	62.35	6.210	
ZONA2	20.00	6.563	6.892	6.235	6.538	-0.381	Pass	62.35	6.654	
ZONA2	30.00	4.490	4.714	4.265	4.439	-1.136	Pass	62.35	9.800	
ZONA2	50.00	2.930	3.077	2.784	2.868	-2.116	Pass	41.09	10.000	
ZONA2	70.00	2.389	2.508	2.269	2.333	-2.344	Pass	33.44	10.000	
ZONA2	90.00	2.245	2.357	2.133	2.189	-2.494	Pass	31.37	10.000	
ZONA2	100.00	2.279	2.393	2.165	1.785	-21.676	Fail	25.58	10.000	
ZONA2	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000	
ZONA2	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000	
ZONA3	0.00	8.748	9.185	8.310	8.715	-0.377	Pass	62.35	4.992	
ZONA3	10.00	8.883	9.327	8.438	9.050	1.880	Pass	62.35	4.807	
ZONA3	20.00	8.479	8.903	8.055	8.447	-0.377	Pass	62.35	5.150	
ZONA3	30.00	5.800	6.090	5.510	5.735	-1.121	Pass	62.35	7.586	
ZONA3	50.00	3.786	3.975	3.596	3.715	-1.875	Pass	53.25	10.000	
ZONA3	70.00	3.086	3.240	2.932	3.024	-2.009	Pass	43.34	10.000	
ZONA3	90.00	2.900	3.045	2.755	2.838	-2.138	Pass	40.68	10.000	
ZONA3	100.00	2.879	3.023	2.735	1.798	-37.548	Fail	25.77	10.000	
ZONA3	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000	
ZONA3	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000	
ZONA4	-160.00	1.367	1.467	1.267	1.348	-1.390	Pass	19.32	10.000	
ZONA4	-130.00	0.610	0.710	0.510	0.599	-1.803	Pass	8.59	10.000	
ZONA4	-100.00	0.475	0.575	0.375	0.464	-2.316	Pass	6.65	10.000	
ZONA4	-70.00	0.498	0.598	0.398	0.484	-2.811	Pass	6.94	10.000	
ZONA4	-40.00	0.653	0.753	0.553	0.598	-8.423	Pass	8.57	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia



[ANEXO 36]

[Reporte Prueba de Característica Cuadrilateral Relé D60 S/E Convento. Línea Boyacá-Convento]

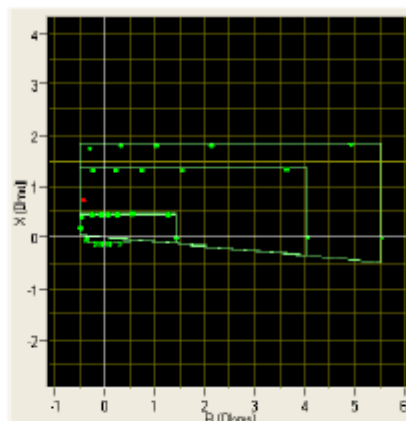
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		AN				Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)				
ZONA1	0.00	1.420	1.520	1.320	1.420	0.423	Pass	21.39	10.000
ZONA1	20.00	1.364	1.464	1.264	1.345	-1.393	Pass	20.18	10.000
ZONA1	40.00	0.726	0.826	0.626	0.717	-1.240	Pass	10.76	10.000
ZONA1	60.00	0.539	0.639	0.439	0.528	-2.041	Pass	7.92	10.000
ZONA1	80.00	0.474	0.574	0.374	0.465	-2.321	Pass	6.95	10.000
ZONA1	100.00	0.474	0.574	0.374	0.465	-2.321	Pass	6.95	10.000
ZONA1	120.00	0.539	0.639	0.439	0.525	-2.597	Pass	7.88	10.000
ZONA1	140.00	0.653	0.753	0.553	0.603	-7.963	Pass	9.02	10.000
ZONA1	160.00	0.532	0.632	0.432	0.515	-3.195	Pass	7.73	10.000
ZONA2	0.00	4.060	4.263	3.857	4.075	0.369	Pass	61.13	10.000
ZONA2	20.00	3.926	4.122	3.729	3.882	-1.121	Pass	58.23	10.000
ZONA2	40.00	2.089	2.193	1.984	2.045	-2.106	Pass	30.68	10.000
ZONA2	60.00	1.550	1.650	1.450	1.515	-2.000	Pass	22.79	10.000
ZONA2	80.00	1.363	1.463	1.263	1.332	-2.274	Pass	19.98	10.000
ZONA2	100.00	1.363	1.463	1.263	1.332	-2.274	Pass	19.98	10.000
ZONA2	120.00	1.000	1.100	0.900	0.843	-15.900	Fail	12.62	10.000
ZONA2	140.00	0.653	0.753	0.553	0.603	-7.963	Pass	9.02	10.000
ZONA2	160.00	0.532	0.632	0.432	0.515	-3.195	Pass	7.73	10.000
ZONA3	0.00	5.530	5.807	5.254	5.551	0.380	Pass	62.35	7.489
ZONA3	20.00	5.350	5.618	5.083	5.250	-1.869	Pass	62.35	7.918
ZONA3	40.00	2.847	2.989	2.705	2.784	-2.213	Pass	41.76	10.000
ZONA3	60.00	2.113	2.219	2.007	2.057	-2.650	Pass	30.86	10.000
ZONA3	80.00	1.858	1.958	1.758	1.802	-3.014	Pass	27.03	10.000
ZONA3	100.00	1.858	1.958	1.758	1.764	-5.059	Pass	26.46	10.000
ZONA3	120.00	1.000	1.100	0.900	0.843	-15.900	Fail	12.62	10.000
ZONA3	140.00	0.653	0.753	0.553	0.603	-7.963	Pass	9.02	10.000
ZONA3	160.00	0.532	0.632	0.432	0.515	-3.195	Pass	7.73	10.000
ZONA4	-180.00	0.350	0.450	0.250	0.352	0.571	Pass	5.28	10.000
ZONA4	-170.00	0.355	0.455	0.255	0.366	3.099	Pass	5.49	10.000
ZONA4	-145.00	0.208	0.308	0.108	0.204	-1.923	Pass	3.06	10.000
ZONA4	-120.00	0.138	0.238	0.038	0.135	-2.174	Pass	2.03	10.000
ZONA4	-95.00	0.120	0.220	0.020	0.118	-1.667	Pass	1.77	10.000
ZONA4	-70.00	0.127	0.227	0.027	0.125	-1.575	Pass	1.88	10.000
ZONA4	-45.00	0.169	0.269	0.069	0.166	-1.775	Pass	2.49	10.000
ZONA4	-20.00	0.349	0.449	0.249	0.338	-3.152	Pass	5.07	10.000

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

AN



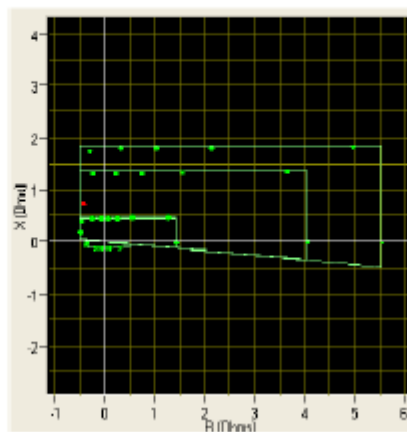
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		EN					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	0.00	1.420	1.520	1.320	1.420	0.423	Pass	21.39	10.000	
ZONA1	20.00	1.364	1.464	1.264	1.358	-0.440	Pass	20.37	10.000	
ZONA1	40.00	0.726	0.826	0.626	0.717	-1.240	Pass	10.76	10.000	
ZONA1	60.00	0.539	0.639	0.439	0.528	-2.041	Pass	7.92	10.000	
ZONA1	80.00	0.474	0.574	0.374	0.463	-2.321	Pass	6.95	10.000	
ZONA1	100.00	0.474	0.574	0.374	0.463	-2.321	Pass	6.95	10.000	
ZONA1	120.00	0.539	0.639	0.439	0.525	-2.597	Pass	7.88	10.000	
ZONA1	140.00	0.653	0.753	0.553	0.601	-7.963	Pass	9.02	10.000	
ZONA1	160.00	0.532	0.632	0.432	0.515	-3.195	Pass	7.73	10.000	
ZONA2	0.00	4.060	4.263	3.857	4.075	0.369	Pass	61.13	10.000	
ZONA2	20.00	3.926	4.122	3.729	3.911	-0.382	Pass	58.67	10.000	
ZONA2	40.00	2.089	2.193	1.984	2.058	-1.484	Pass	30.87	10.000	
ZONA2	60.00	1.550	1.650	1.450	1.519	-2.000	Pass	22.79	10.000	
ZONA2	80.00	1.363	1.463	1.263	1.332	-2.274	Pass	19.98	10.000	
ZONA2	100.00	1.363	1.463	1.263	1.332	-2.274	Pass	19.98	10.000	
ZONA2	120.00	1.000	1.100	0.900	0.847	-15.300	Fail	12.71	10.000	
ZONA2	140.00	0.653	0.753	0.553	0.601	-7.963	Pass	9.02	10.000	
ZONA2	160.00	0.532	0.632	0.432	0.515	-3.195	Pass	7.73	10.000	
ZONA3	0.00	5.530	5.807	5.254	5.551	0.380	Pass	62.35	7.489	
ZONA3	20.00	5.350	5.618	5.083	5.290	-1.121	Pass	62.35	7.858	
ZONA3	40.00	2.847	2.989	2.705	2.784	-2.213	Pass	41.76	10.000	
ZONA3	60.00	2.113	2.219	2.007	2.057	-2.650	Pass	30.86	10.000	
ZONA3	80.00	1.858	1.958	1.758	1.814	-2.368	Pass	27.21	10.000	
ZONA3	100.00	1.858	1.958	1.758	1.777	-4.360	Pass	26.66	10.000	
ZONA3	120.00	1.000	1.100	0.900	0.847	-15.300	Fail	12.71	10.000	
ZONA3	140.00	0.653	0.753	0.553	0.601	-7.963	Pass	9.02	10.000	
ZONA3	160.00	0.532	0.632	0.432	0.515	-3.195	Pass	7.73	10.000	
ZONA4	-180.00	0.350	0.450	0.250	0.352	0.571	Pass	5.28	10.000	
ZONA4	-170.00	0.355	0.455	0.255	0.366	3.099	Pass	5.49	10.000	
ZONA4	-145.00	0.208	0.308	0.108	0.209	-0.962	Pass	3.09	10.000	
ZONA4	-120.00	0.138	0.238	0.038	0.135	-2.174	Pass	2.03	10.000	
ZONA4	-95.00	0.120	0.220	0.020	0.118	-1.667	Pass	1.77	10.000	
ZONA4	-70.00	0.127	0.227	0.027	0.125	-1.575	Pass	1.88	10.000	
ZONA4	-45.00	0.169	0.269	0.069	0.166	-1.775	Pass	2.49	10.000	
ZONA4	-20.00	0.349	0.449	0.249	0.338	-3.152	Pass	5.07	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

EN

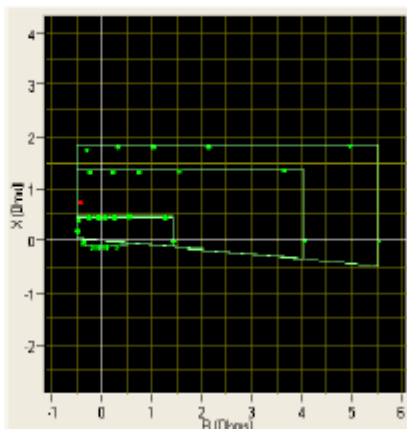


Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		CN							
Nombre de zona	Ángulo (Deg)	Z _{exp} (Ohms)	Z _{max} (Ohms)	Z _{min} (Ohms)	Z _{act} (Ohms)	Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba (A)
ZONA1	0.00	1.420	1.520	1.320	1.420	0.423	Pass	21.39	10.000
ZONA1	20.00	1.364	1.464	1.264	1.345	-1.393	Pass	20.18	10.000
ZONA1	40.00	0.726	0.826	0.626	0.717	-1.240	Pass	10.76	10.000
ZONA1	60.00	0.539	0.639	0.439	0.528	-2.041	Pass	7.92	10.000
ZONA1	80.00	0.474	0.574	0.374	0.463	-2.321	Pass	6.95	10.000
ZONA1	100.00	0.474	0.574	0.374	0.463	-2.321	Pass	6.95	10.000
ZONA1	120.00	0.539	0.639	0.439	0.528	-2.041	Pass	7.92	10.000
ZONA1	140.00	0.653	0.753	0.553	0.601	-7.963	Pass	9.02	10.000
ZONA1	160.00	0.532	0.632	0.432	0.515	-3.195	Pass	7.73	10.000
ZONA2	0.00	4.060	4.263	3.857	4.075	0.369	Pass	61.13	10.000
ZONA2	20.00	3.926	4.122	3.729	3.911	-0.382	Pass	58.67	10.000
ZONA2	40.00	2.089	2.193	1.984	2.058	-1.484	Pass	30.87	10.000
ZONA2	60.00	1.550	1.650	1.450	1.519	-2.000	Pass	22.79	10.000
ZONA2	80.00	1.363	1.463	1.263	1.332	-2.274	Pass	19.98	10.000
ZONA2	100.00	1.363	1.463	1.263	1.332	-2.274	Pass	19.98	10.000
ZONA2	120.00	1.000	1.100	0.900	0.841	-15.900	Fail	12.62	10.000
ZONA2	140.00	0.653	0.753	0.553	0.601	-7.963	Pass	9.02	10.000
ZONA2	160.00	0.532	0.632	0.432	0.515	-3.195	Pass	7.73	10.000
ZONA3	0.00	5.530	5.807	5.254	5.551	0.380	Pass	62.35	7.489
ZONA3	20.00	5.350	5.618	5.083	5.290	-1.121	Pass	62.35	7.858
ZONA3	40.00	2.847	2.989	2.705	2.784	-2.213	Pass	41.76	10.000
ZONA3	60.00	2.113	2.219	2.007	2.057	-2.650	Pass	30.86	10.000
ZONA3	80.00	1.858	1.958	1.758	1.802	-3.014	Pass	27.03	10.000
ZONA3	100.00	1.858	1.958	1.758	1.764	-5.059	Pass	26.46	10.000
ZONA3	120.00	1.000	1.100	0.900	0.847	-15.300	Fail	12.71	10.000
ZONA3	140.00	0.653	0.753	0.553	0.601	-7.963	Pass	9.02	10.000
ZONA3	160.00	0.532	0.632	0.432	0.515	-3.195	Pass	7.73	10.000
ZONA4	-180.00	0.350	0.450	0.250	0.352	0.571	Pass	5.28	10.000
ZONA4	-170.00	0.355	0.455	0.255	0.366	3.099	Pass	5.49	10.000
ZONA4	-145.00	0.208	0.308	0.108	0.206	-0.962	Pass	3.09	10.000
ZONA4	-120.00	0.138	0.238	0.038	0.135	-2.174	Pass	2.03	10.000
ZONA4	-95.00	0.120	0.220	0.020	0.118	-1.667	Pass	1.77	10.000
ZONA4	-70.00	0.127	0.227	0.027	0.125	-1.575	Pass	1.88	10.000
ZONA4	-45.00	0.169	0.269	0.069	0.164	-2.959	Pass	2.46	10.000
ZONA4	-20.00	0.349	0.449	0.249	0.335	-4.011	Pass	5.03	10.000

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla CN



Libreta de prueba

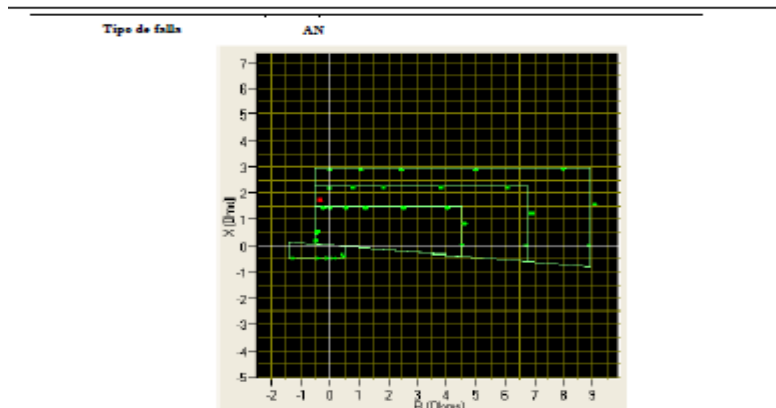
[ANEXO 37]

[Reporte Prueba de Característica Cuadrilateral Relé D60 S/E Tocoa. Línea Tocoa-Convento]

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		AN					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	0.00	4.514	4.740	4.289	4.531	0.377	Pass	62.35	9.601	
ZONA1	10.00	4.584	4.813	4.355	4.670	1.876	Pass	62.35	9.316	
ZONA1	20.00	4.367	4.585	4.148	4.285	-1.878	Pass	61.42	10.000	
ZONA1	30.00	2.987	3.136	2.838	2.925	-2.076	Pass	41.91	10.000	
ZONA1	50.00	1.950	2.050	1.850	1.900	-2.256	Pass	27.32	10.000	
ZONA1	70.00	1.589	1.689	1.489	1.558	-1.951	Pass	22.33	10.000	
ZONA1	90.00	1.493	1.593	1.393	1.462	-2.076	Pass	20.95	10.000	
ZONA1	100.00	1.517	1.617	1.417	1.473	-2.900	Pass	21.11	10.000	
ZONA1	130.00	0.778	0.878	0.678	0.687	-11.697	Pass	9.85	10.000	
ZONA1	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000	
ZONA2	0.00	6.772	7.110	6.433	6.747	-0.369	Pass	62.35	6.448	
ZONA2	10.00	6.876	7.220	6.532	7.005	1.876	Pass	62.35	6.210	
ZONA2	20.00	6.563	6.892	6.235	6.489	-1.128	Pass	62.35	6.704	
ZONA2	30.00	4.490	4.714	4.265	4.400	-1.871	Pass	62.35	9.874	
ZONA2	50.00	2.930	3.077	2.784	2.868	-2.116	Pass	41.09	10.000	
ZONA2	70.00	2.389	2.508	2.269	2.333	-2.344	Pass	33.44	10.000	
ZONA2	90.00	2.245	2.357	2.133	2.189	-2.494	Pass	31.37	10.000	
ZONA2	100.00	2.279	2.393	2.165	1.785	-21.676	Fail	25.58	10.000	
ZONA2	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000	
ZONA2	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000	
ZONA3	0.00	8.905	9.350	8.459	8.872	-0.371	Pass	62.35	4.903	
ZONA3	10.00	9.042	9.494	8.590	9.211	1.869	Pass	62.35	4.723	
ZONA3	20.00	8.631	9.062	8.199	8.534	-1.124	Pass	62.35	5.098	
ZONA3	30.00	5.904	6.199	5.608	5.793	-1.880	Pass	62.35	7.510	
ZONA3	50.00	3.853	4.046	3.661	3.781	-1.869	Pass	54.19	10.000	
ZONA3	70.00	3.141	3.298	2.984	3.079	-1.974	Pass	44.12	10.000	
ZONA3	90.00	2.952	3.099	2.804	2.889	-2.134	Pass	41.42	10.000	
ZONA3	100.00	2.879	3.023	2.735	1.785	-37.999	Fail	25.58	10.000	
ZONA3	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000	
ZONA3	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000	
ZONA4	-160.00	1.367	1.467	1.267	1.348	-1.390	Pass	19.32	10.000	
ZONA4	-130.00	0.610	0.710	0.510	0.596	-2.295	Pass	8.54	10.000	
ZONA4	-100.00	0.475	0.575	0.375	0.464	-2.316	Pass	6.65	10.000	
ZONA4	-70.00	0.498	0.598	0.398	0.487	-2.209	Pass	6.98	10.000	
ZONA4	-40.00	0.653	0.753	0.553	0.598	-8.423	Pass	8.57	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia



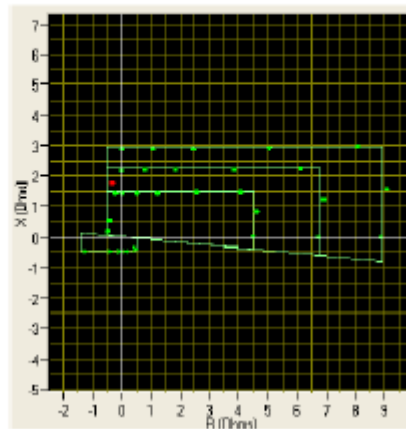
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		EN				Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba (A)
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)				
ZONA1	0.00	4.514	4.740	4.289	4.497	-0.377	Pass	62.35	9.674
ZONA1	10.00	4.584	4.813	4.355	4.670	1.876	Pass	62.35	9.316
ZONA1	20.00	4.367	4.585	4.148	4.318	-1.122	Pass	61.89	10.000
ZONA1	30.00	2.987	3.136	2.838	2.950	-1.239	Pass	42.27	10.000
ZONA1	50.00	1.950	2.050	1.850	1.906	-2.256	Pass	27.32	10.000
ZONA1	70.00	1.589	1.689	1.489	1.545	-2.769	Pass	22.14	10.000
ZONA1	90.00	1.493	1.593	1.393	1.445	-2.947	Pass	20.77	10.000
ZONA1	100.00	1.517	1.617	1.417	1.473	-2.900	Pass	21.11	10.000
ZONA1	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000
ZONA1	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000
ZONA2	0.00	6.772	7.110	6.433	6.747	-0.369	Pass	62.35	6.448
ZONA2	10.00	6.876	7.220	6.532	7.005	1.876	Pass	62.35	6.210
ZONA2	20.00	6.563	6.892	6.235	6.538	-0.381	Pass	62.35	6.654
ZONA2	30.00	4.490	4.714	4.265	4.439	-1.136	Pass	62.35	9.800
ZONA2	50.00	2.930	3.077	2.784	2.868	-2.116	Pass	41.09	10.000
ZONA2	70.00	2.389	2.508	2.269	2.333	-2.344	Pass	33.44	10.000
ZONA2	90.00	2.245	2.357	2.133	2.189	-2.494	Pass	31.37	10.000
ZONA2	100.00	2.279	2.393	2.165	1.798	-21.106	Fail	25.77	10.000
ZONA2	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000
ZONA2	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000
ZONA3	0.00	8.905	9.350	8.459	8.872	-0.371	Pass	62.35	4.903
ZONA3	10.00	9.042	9.494	8.590	9.211	1.869	Pass	62.35	4.723
ZONA3	20.00	8.631	9.062	8.199	8.596	-0.371	Pass	62.35	5.059
ZONA3	30.00	5.904	6.199	5.608	5.838	-1.118	Pass	62.35	7.452
ZONA3	50.00	3.853	4.046	3.661	3.781	-1.869	Pass	54.19	10.000
ZONA3	70.00	3.141	3.298	2.984	3.075	-1.974	Pass	44.12	10.000
ZONA3	90.00	2.952	3.099	2.804	2.885	-2.134	Pass	41.42	10.000
ZONA3	100.00	2.879	3.023	2.735	1.798	-37.548	Fail	25.77	10.000
ZONA3	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000
ZONA3	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000
ZONA4	-160.00	1.367	1.467	1.267	1.361	-0.439	Pass	19.51	10.000
ZONA4	-130.00	0.610	0.710	0.510	0.595	-1.803	Pass	8.59	10.000
ZONA4	-100.00	0.475	0.575	0.375	0.464	-2.316	Pass	6.65	10.000
ZONA4	-70.00	0.498	0.598	0.398	0.484	-2.811	Pass	6.94	10.000
ZONA4	-40.00	0.653	0.753	0.553	0.598	-8.423	Pass	8.57	10.000

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

EN



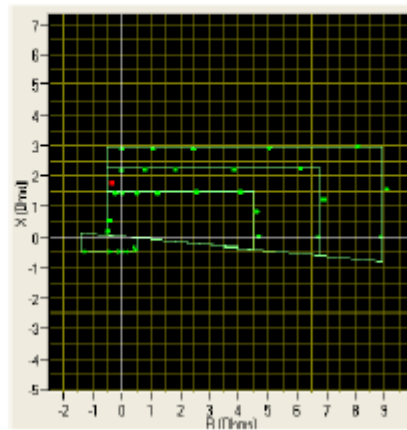
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		CN					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	0.00	4.514	4.740	4.289	4.700	4.121	Pass	62.35	9.256	
ZONA1	10.00	4.584	4.813	4.355	4.670	1.876	Pass	62.35	9.316	
ZONA1	20.00	4.367	4.585	4.148	4.318	-1.122	Pass	61.89	10.000	
ZONA1	30.00	2.987	3.136	2.838	2.950	-1.239	Pass	42.27	10.000	
ZONA1	50.00	1.950	2.050	1.850	1.906	-2.256	Pass	27.32	10.000	
ZONA1	70.00	1.589	1.689	1.489	1.545	-2.769	Pass	22.14	10.000	
ZONA1	90.00	1.493	1.593	1.393	1.448	-2.947	Pass	20.77	10.000	
ZONA1	100.00	1.517	1.617	1.417	1.473	-2.900	Pass	21.11	10.000	
ZONA1	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000	
ZONA1	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000	
ZONA2	0.00	6.772	7.110	6.433	6.747	-0.369	Pass	62.35	6.448	
ZONA2	10.00	6.876	7.220	6.532	7.005	1.876	Pass	62.35	6.210	
ZONA2	20.00	6.563	6.892	6.235	6.538	-0.381	Pass	62.35	6.654	
ZONA2	30.00	4.490	4.714	4.265	4.435	-1.136	Pass	62.35	9.800	
ZONA2	50.00	2.930	3.077	2.784	2.868	-2.116	Pass	41.09	10.000	
ZONA2	70.00	2.389	2.508	2.269	2.333	-2.344	Pass	33.44	10.000	
ZONA2	90.00	2.245	2.357	2.133	2.189	-2.494	Pass	31.37	10.000	
ZONA2	100.00	2.279	2.393	2.165	1.798	-21.106	Fail	25.77	10.000	
ZONA2	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000	
ZONA2	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000	
ZONA3	0.00	8.905	9.350	8.459	8.872	-0.371	Pass	62.35	4.903	
ZONA3	10.00	9.042	9.494	8.590	9.211	1.869	Pass	62.35	4.723	
ZONA3	20.00	8.631	9.062	8.199	8.595	-0.371	Pass	62.35	5.059	
ZONA3	30.00	5.904	6.199	5.608	5.838	-1.118	Pass	62.35	7.452	
ZONA3	50.00	3.853	4.046	3.661	3.781	-1.869	Pass	54.19	10.000	
ZONA3	70.00	3.141	3.298	2.984	3.075	-1.974	Pass	44.12	10.000	
ZONA3	90.00	2.952	3.099	2.804	2.885	-2.134	Pass	41.42	10.000	
ZONA3	100.00	2.879	3.023	2.735				0.00	0.000	
ZONA3	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000	
ZONA3	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000	
ZONA4	-160.00	1.367	1.467	1.267	1.361	-0.439	Pass	19.51	10.000	
ZONA4	-130.00	0.610	0.710	0.510	0.595	-1.803	Pass	8.59	10.000	
ZONA4	-100.00	0.475	0.575	0.375	0.464	-2.316	Pass	6.65	10.000	
ZONA4	-70.00	0.498	0.598	0.398	0.484	-2.811	Pass	6.94	10.000	
ZONA4	-40.00	0.653	0.753	0.553	0.598	-8.423	Pass	8.57	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

CN



[ANEXO 38]

[Reporte Prueba de Característica Cuadrilateral Relé D60 S/E Boyacá. Línea Boyacá-
Convento]

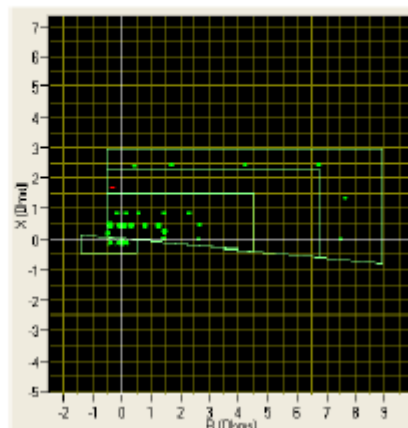
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		AN					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba (A)
Nombre de zona	Ángulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	0.00	1.422	1.522	1.322	1.416	-0.422	Pass	21.24	10.000	
ZONA1	10.00	1.444	1.544	1.344	1.475	2.147	Pass	22.13	10.000	
ZONA1	20.00	1.376	1.476	1.276	1.345	-2.253	Pass	20.18	10.000	
ZONA1	30.00	0.941	1.041	0.841	0.913	-2.976	Pass	13.70	10.000	
ZONA1	55.00	0.574	0.674	0.474	0.557	-2.962	Pass	8.36	10.000	
ZONA1	80.00	0.478	0.578	0.378	0.463	-3.556	Pass	6.92	10.000	
ZONA1	100.00	0.478	0.578	0.378	0.463	-3.556	Pass	6.92	10.000	
ZONA1	130.00	0.614	0.714	0.514	0.593	-3.746	Pass	8.87	10.000	
ZONA1	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.68	10.000	
ZONA2	0.00	2.628	2.759	2.497	2.643	0.495	Pass	39.62	10.000	
ZONA2	10.00	2.669	2.802	2.535	2.731	2.323	Pass	40.97	10.000	
ZONA2	20.00	2.547	2.675	2.420	2.478	-2.709	Pass	37.17	10.000	
ZONA2	30.00	1.742	1.842	1.642	1.686	-3.215	Pass	25.29	10.000	
ZONA2	55.00	1.064	1.164	0.964	1.030	-3.195	Pass	15.45	10.000	
ZONA2	80.00	0.885	0.985	0.785	0.857	-3.164	Pass	12.86	10.000	
ZONA2	100.00	0.885	0.985	0.785	0.857	-3.842	Pass	12.77	10.000	
ZONA2	130.00	0.778	0.878	0.678	0.687	-11.697	Pass	10.31	10.000	
ZONA2	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.68	10.000	
ZONA3	0.00	7.525	7.902	7.149	7.497	-0.372	Pass	62.35	5.545	
ZONA3	10.00	7.642	8.024	7.260	7.785	1.871	Pass	62.35	5.340	
ZONA3	20.00	7.294	7.659	6.929	7.157	-1.878	Pass	62.35	5.808	
ZONA3	30.00	4.990	5.239	4.740	4.859	-2.625	Pass	62.35	8.555	
ZONA3	55.00	3.046	3.198	2.893	2.959	-2.856	Pass	44.39	10.000	
ZONA3	80.00	2.533	2.660	2.407	2.452	-3.198	Pass	36.78	10.000	
ZONA3	100.00	2.533	2.660	2.407	1.752	-30.833	Fail	26.28	10.000	
ZONA3	130.00	0.778	0.878	0.678	0.687	-11.697	Pass	10.31	10.000	
ZONA3	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.68	10.000	
ZONA4	-160.00	0.431	0.531	0.331	0.426	-1.160	Pass	6.39	10.000	
ZONA4	-130.00	0.192	0.292	0.092	0.191	-0.521	Pass	2.87	10.000	
ZONA4	-100.00	0.150	0.250	0.050	0.147	-2.000	Pass	2.21	10.000	
ZONA4	-70.00	0.157	0.257	0.057	0.154	-1.911	Pass	2.31	10.000	
ZONA4	-40.00	0.229	0.329	0.129	0.225	-1.747	Pass	3.38	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

AN



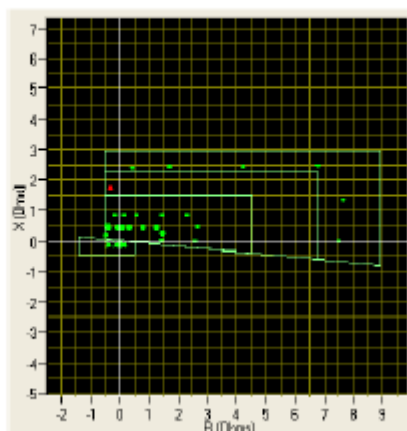
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		BN					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	0.00	1.422	1.522	1.322	1.416	-0.422	Pass	21.24	10.000	
ZONA1	10.00	1.444	1.544	1.344	1.475	2.147	Pass	22.13	10.000	
ZONA1	20.00	1.376	1.476	1.276	1.345	-2.253	Pass	20.18	10.000	
ZONA1	30.00	0.941	1.041	0.841	0.913	-2.976	Pass	13.70	10.000	
ZONA1	55.00	0.574	0.674	0.474	0.557	-2.962	Pass	8.36	10.000	
ZONA1	80.00	0.478	0.578	0.378	0.461	-3.556	Pass	6.92	10.000	
ZONA1	100.00	0.478	0.578	0.378	0.461	-3.556	Pass	6.92	10.000	
ZONA1	130.00	0.614	0.714	0.514	0.587	-4.397	Pass	8.81	10.000	
ZONA1	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.68	10.000	
ZONA2	0.00	2.628	2.759	2.497	2.616	-0.457	Pass	39.24	10.000	
ZONA2	10.00	2.669	2.802	2.535	2.731	2.323	Pass	40.97	10.000	
ZONA2	20.00	2.547	2.675	2.420	2.491	-2.199	Pass	37.37	10.000	
ZONA2	30.00	1.742	1.842	1.642	1.698	-2.526	Pass	25.47	10.000	
ZONA2	55.00	1.064	1.164	0.964	1.030	-3.195	Pass	15.45	10.000	
ZONA2	80.00	0.885	0.985	0.785	0.851	-3.842	Pass	12.77	10.000	
ZONA2	100.00	0.885	0.985	0.785	0.851	-3.842	Pass	12.77	10.000	
ZONA2	130.00	0.778	0.878	0.678	0.687	-11.697	Pass	10.31	10.000	
ZONA2	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.68	10.000	
ZONA3	0.00	7.525	7.902	7.149	7.497	-0.372	Pass	62.35	5.545	
ZONA3	10.00	7.642	8.024	7.260	7.785	1.871	Pass	62.35	5.340	
ZONA3	20.00	7.294	7.659	6.929	7.212	-1.124	Pass	62.35	5.764	
ZONA3	30.00	4.990	5.239	4.740	4.859	-2.625	Pass	62.35	8.555	
ZONA3	55.00	3.046	3.198	2.893	2.959	-2.856	Pass	44.39	10.000	
ZONA3	80.00	2.533	2.660	2.407	2.452	-3.198	Pass	36.78	10.000	
ZONA3	100.00	2.533	2.660	2.407	1.764	-30.359	Fail	26.46	10.000	
ZONA3	130.00	0.778	0.878	0.678	0.687	-11.697	Pass	10.31	10.000	
ZONA3	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.68	10.000	
ZONA4	-160.00	0.431	0.531	0.331	0.433	0.464	Pass	6.50	10.000	
ZONA4	-130.00	0.192	0.292	0.092	0.191	-0.521	Pass	2.87	10.000	
ZONA4	-100.00	0.150	0.250	0.050	0.147	-2.000	Pass	2.21	10.000	
ZONA4	-70.00	0.157	0.257	0.057	0.154	-1.911	Pass	2.31	10.000	
ZONA4	-40.00	0.229	0.329	0.129	0.225	-1.747	Pass	3.38	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

BN



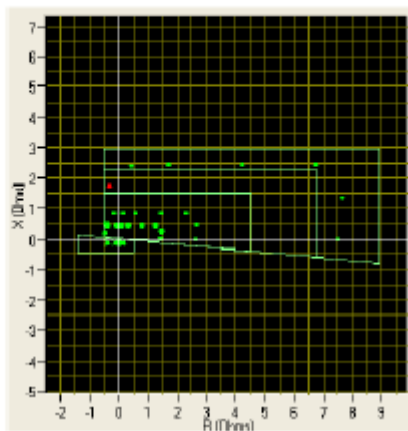
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		CN							
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Z _{exp} (Ohm)	Z _{max} (Ohm)	Z _{min} (Ohm)	Z _{act} (Ohm)	Error %	Eval	Volaje de prueba (V)	Corrient e de prueba
ZONA1	0.00	1.422	1.522	1.322	1.416	-0.422	Pass	21.24	10.000
ZONA1	10.00	1.444	1.544	1.344	1.475	2.147	Pass	22.13	10.000
ZONA1	20.00	1.376	1.476	1.276	1.345	-2.253	Pass	20.18	10.000
ZONA1	30.00	0.941	1.041	0.841	0.919	-2.338	Pass	13.79	10.000
ZONA1	55.00	0.574	0.674	0.474	0.557	-2.962	Pass	8.36	10.000
ZONA1	80.00	0.478	0.578	0.378	0.461	-3.556	Pass	6.92	10.000
ZONA1	100.00	0.478	0.578	0.378	0.461	-3.556	Pass	6.92	10.000
ZONA1	130.00	0.614	0.714	0.514	0.591	-3.746	Pass	8.87	10.000
ZONA1	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.68	10.000
ZONA2	0.00	2.628	2.759	2.497	2.641	0.495	Pass	39.62	10.000
ZONA2	10.00	2.669	2.802	2.535	2.731	2.323	Pass	40.97	10.000
ZONA2	20.00	2.547	2.675	2.420	2.491	-2.199	Pass	37.37	10.000
ZONA2	30.00	1.742	1.842	1.642	1.698	-2.526	Pass	25.47	10.000
ZONA2	55.00	1.064	1.164	0.964	1.030	-3.195	Pass	15.45	10.000
ZONA2	80.00	0.885	0.985	0.785	0.857	-3.164	Pass	12.86	10.000
ZONA2	100.00	0.885	0.985	0.785	0.851	-3.842	Pass	12.77	10.000
ZONA2	130.00	0.778	0.878	0.678	0.687	-11.697	Pass	10.31	10.000
ZONA2	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.68	10.000
ZONA3	0.00	7.525	7.902	7.149	7.497	-0.372	Pass	62.35	5.545
ZONA3	10.00	7.642	8.024	7.260	7.785	1.871	Pass	62.35	5.340
ZONA3	20.00	7.294	7.659	6.929	7.157	-1.878	Pass	62.35	5.808
ZONA3	30.00	4.990	5.239	4.740	4.859	-2.625	Pass	62.35	8.555
ZONA3	55.00	3.046	3.198	2.893	2.959	-2.856	Pass	44.39	10.000
ZONA3	80.00	2.533	2.660	2.407	2.452	-3.198	Pass	36.78	10.000
ZONA3	100.00	2.533	2.660	2.407	1.764	-30.359	Fail	26.46	10.000
ZONA3	130.00	0.778	0.878	0.678	0.687	-11.697	Pass	10.31	10.000
ZONA3	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.68	10.000
ZONA4	-160.00	0.431	0.531	0.331	0.429	-0.464	Pass	6.44	10.000
ZONA4	-130.00	0.192	0.292	0.092	0.191	-0.521	Pass	2.87	10.000
ZONA4	-100.00	0.150	0.250	0.050	0.147	-2.000	Pass	2.21	10.000
ZONA4	-70.00	0.157	0.257	0.057	0.154	-1.911	Pass	2.31	10.000
ZONA4	-40.00	0.229	0.329	0.129	0.225	-1.747	Pass	3.38	10.000

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

CN



[ANEXO 39]

[Reporte Prueba de Característica Mho Relé D60 S/E Convento. Línea Tocoa-Convento]

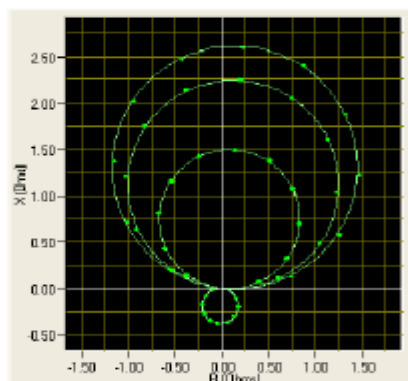
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		AB					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	10.00	0.413	0.513	0.313	0.405	-1.937	Pass	8.10	10.000	
ZONA1	25.00	0.773	0.873	0.673	0.764	-1.164	Pass	15.28	10.000	
ZONA1	40.00	1.079	1.187	0.971	1.082	0.278	Pass	21.64	10.000	
ZONA1	55.00	1.312	1.443	1.181	1.306	-0.457	Pass	26.12	10.000	
ZONA1	70.00	1.455	1.601	1.310	1.461	0.412	Pass	29.22	10.000	
ZONA1	85.00	1.500	1.650	1.350	1.494	-0.400	Pass	29.88	10.000	
ZONA1	100.00	1.442	1.586	1.298	1.448	0.416	Pass	28.96	10.000	
ZONA1	115.00	1.286	1.414	1.157	1.280	-0.467	Pass	25.60	10.000	
ZONA1	130.00	1.042	1.146	0.938	1.051	0.864	Pass	21.02	10.000	
ZONA1	145.00	0.727	0.827	0.627	0.749	3.026	Pass	14.98	10.000	
ZONA1	160.00	0.363	0.463	0.263	0.411	13.223	Pass	8.22	10.000	
ZONA2	10.00	0.620	0.720	0.520	0.612	-1.290	Pass	12.24	10.000	
ZONA2	25.00	1.159	1.259	1.059	1.150	-0.777	Pass	23.00	10.000	
ZONA2	40.00	1.619	1.719	1.519	1.613	-0.371	Pass	32.26	10.000	
ZONA2	55.00	1.968	2.068	1.868	1.962	-0.305	Pass	39.24	10.000	
ZONA2	70.00	2.183	2.292	2.074	2.185	0.275	Pass	43.78	10.000	
ZONA2	85.00	2.250	2.362	2.137	2.256	0.267	Pass	45.12	10.000	
ZONA2	100.00	2.163	2.271	2.055	2.169	0.277	Pass	43.38	10.000	
ZONA2	115.00	1.929	2.029	1.829	1.935	0.311	Pass	38.70	10.000	
ZONA2	130.00	1.563	1.663	1.463	1.582	1.216	Pass	31.64	10.000	
ZONA2	145.00	1.091	1.191	0.991	1.107	1.467	Pass	22.14	10.000	
ZONA2	160.00	0.544	0.644	0.444	0.558	2.574	Pass	11.16	10.000	
ZONA3	10.00	0.722	0.822	0.622	0.750	3.878	Pass	15.00	10.000	
ZONA3	25.00	1.349	1.449	1.249	1.380	2.298	Pass	27.60	10.000	
ZONA3	40.00	1.885	1.985	1.785	1.904	1.008	Pass	38.08	10.000	
ZONA3	55.00	2.292	2.406	2.177	2.298	0.262	Pass	45.96	10.000	
ZONA3	70.00	2.542	2.669	2.415	2.555	0.511	Pass	51.08	10.000	
ZONA3	85.00	2.620	2.751	2.489	2.607	-0.496	Pass	52.16	10.000	
ZONA3	100.00	2.519	2.644	2.393	2.507	-0.476	Pass	50.12	10.000	
ZONA3	115.00	2.246	2.358	2.133	2.227	-0.846	Pass	44.54	10.000	
ZONA3	130.00	1.820	1.920	1.720	1.789	-1.703	Pass	35.78	10.000	
ZONA3	145.00	1.270	1.370	1.170	1.242	-2.205	Pass	24.84	10.000	
ZONA3	160.00	0.634	0.734	0.534	0.601	-5.205	Pass	12.02	10.000	
ZONA4	190.00	0.105	0.205	0.005	0.102	-2.857	Pass	2.04	10.000	
ZONA4	205.00	0.196	0.296	0.096	0.195	-0.510	Pass	3.90	10.000	
ZONA4	220.00	0.273	0.373	0.173	0.272	-0.366	Pass	5.44	10.000	
ZONA4	235.00	0.332	0.432	0.232	0.330	-0.602	Pass	6.60	10.000	
ZONA4	250.00	0.369	0.469	0.269	0.367	-0.542	Pass	7.34	10.000	
ZONA4	265.00	0.380	0.480	0.280	0.382	0.526	Pass	7.64	10.000	
ZONA4	280.00	0.365	0.465	0.265	0.367	0.548	Pass	7.34	10.000	
ZONA4	295.00	0.326	0.426	0.226	0.328	0.613	Pass	6.56	10.000	
ZONA4	310.00	0.264	0.364	0.164	0.265	0.379	Pass	5.30	10.000	
ZONA4	325.00	0.184	0.284	0.084	0.186	1.087	Pass	3.72	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

AB



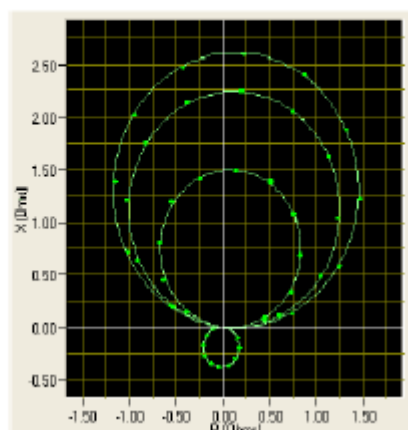
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		BC					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba (A)
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	10.00	0.413	0.513	0.313	0.445	8.717	Pass	8.98	10.000	
ZONA1	25.00	0.773	0.873	0.673	0.803	3.622	Pass	16.02	10.000	
ZONA1	40.00	1.079	1.187	0.971	1.070	-0.834	Pass	21.40	10.000	
ZONA1	55.00	1.312	1.443	1.181	1.306	-0.457	Pass	26.12	10.000	
ZONA1	70.00	1.455	1.601	1.310	1.474	1.306	Pass	29.48	10.000	
ZONA1	85.00	1.500	1.650	1.350	1.494	-0.400	Pass	29.88	10.000	
ZONA1	100.00	1.442	1.586	1.298	1.436	-0.416	Pass	28.72	10.000	
ZONA1	115.00	1.286	1.414	1.157	1.317	2.411	Pass	26.34	10.000	
ZONA1	130.00	1.042	1.146	0.938	1.045	0.288	Pass	20.90	10.000	
ZONA1	145.00	0.727	0.827	0.627	0.780	7.290	Pass	15.60	10.000	
ZONA1	160.00	0.363	0.463	0.263	0.421	15.978	Pass	8.42	10.000	
ZONA2	10.00	0.620	0.720	0.520	0.605	-1.774	Pass	12.18	10.000	
ZONA2	25.00	1.159	1.259	1.059	1.156	-0.259	Pass	23.12	10.000	
ZONA2	40.00	1.619	1.719	1.519	1.613	-0.371	Pass	32.26	10.000	
ZONA2	55.00	1.968	2.068	1.868	1.974	0.305	Pass	39.48	10.000	
ZONA2	70.00	2.183	2.292	2.074	2.185	0.275	Pass	43.78	10.000	
ZONA2	85.00	2.250	2.362	2.137	2.256	0.267	Pass	45.12	10.000	
ZONA2	100.00	2.163	2.271	2.055	2.165	0.277	Pass	43.38	10.000	
ZONA2	115.00	1.929	2.029	1.829	1.935	0.311	Pass	38.70	10.000	
ZONA2	130.00	1.563	1.663	1.463	1.582	1.216	Pass	31.64	10.000	
ZONA2	145.00	1.091	1.191	0.991	1.107	1.467	Pass	22.14	10.000	
ZONA2	160.00	0.544	0.644	0.444	0.564	3.676	Pass	11.28	10.000	
ZONA3	10.00	0.722	0.822	0.622	0.750	3.878	Pass	15.00	10.000	
ZONA3	25.00	1.349	1.449	1.249	1.368	1.408	Pass	27.36	10.000	
ZONA3	40.00	1.885	1.985	1.785	1.904	1.008	Pass	38.08	10.000	
ZONA3	55.00	2.292	2.406	2.177	2.298	0.262	Pass	45.96	10.000	
ZONA3	70.00	2.542	2.669	2.415	2.555	0.511	Pass	51.08	10.000	
ZONA3	85.00	2.620	2.751	2.489	2.607	-0.496	Pass	52.16	10.000	
ZONA3	100.00	2.519	2.644	2.393	2.507	-0.476	Pass	50.12	10.000	
ZONA3	115.00	2.246	2.358	2.133	2.227	-0.846	Pass	44.54	10.000	
ZONA3	130.00	1.820	1.920	1.720	1.803	-1.044	Pass	36.02	10.000	
ZONA3	145.00	1.270	1.370	1.170	1.242	-2.205	Pass	24.84	10.000	
ZONA3	160.00	0.634	0.734	0.534	0.604	-4.732	Pass	12.08	10.000	
ZONA4	190.00	0.105	0.205	0.005	0.104	-0.952	Pass	2.08	10.000	
ZONA4	205.00	0.196	0.296	0.096	0.195	-0.510	Pass	3.90	10.000	
ZONA4	220.00	0.273	0.373	0.173	0.274	0.366	Pass	5.48	10.000	
ZONA4	235.00	0.332	0.432	0.232	0.334	0.602	Pass	6.68	10.000	
ZONA4	250.00	0.369	0.469	0.269	0.367	-0.542	Pass	7.34	10.000	
ZONA4	265.00	0.380	0.480	0.280	0.382	0.526	Pass	7.64	10.000	
ZONA4	280.00	0.365	0.465	0.265	0.367	0.548	Pass	7.34	10.000	
ZONA4	295.00	0.326	0.426	0.226	0.328	0.613	Pass	6.56	10.000	
ZONA4	310.00	0.264	0.364	0.164	0.268	1.515	Pass	5.36	10.000	
ZONA4	325.00	0.184	0.284	0.084	0.188	2.174	Pass	3.76	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

BC



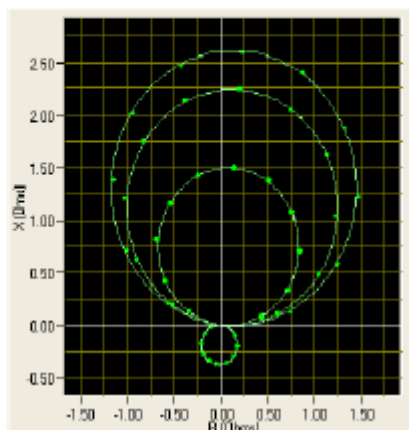
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		CA					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Numero de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohm)	Zmax (Ohm)	Zmin (Ohm)	Zact (Ohm)					
ZONA1	10.00	0.413	0.513	0.313	0.443	7.264	Pass	8.86	10.000	
ZONA1	25.00	0.773	0.873	0.673	0.789	2.070	Pass	15.78	10.000	
ZONA1	40.00	1.079	1.187	0.971	1.088	0.834	Pass	21.76	10.000	
ZONA1	55.00	1.312	1.443	1.181	1.306	-0.457	Pass	26.12	10.000	
ZONA1	70.00	1.455	1.601	1.310	1.461	0.412	Pass	29.22	10.000	
ZONA1	85.00	1.500	1.650	1.350	1.506	0.400	Pass	30.12	10.000	
ZONA1	100.00	1.442	1.586	1.298	1.448	0.416	Pass	28.96	10.000	
ZONA1	115.00	1.286	1.414	1.157	1.292	0.467	Pass	25.84	10.000	
ZONA1	130.00	1.042	1.146	0.938	1.064	2.111	Pass	21.28	10.000	
ZONA1	145.00	0.727	0.827	0.627	0.736	1.238	Pass	14.72	10.000	
ZONA1	160.00	0.363	0.463	0.263	0.368	1.377	Pass	7.36	10.000	
ZONA2	10.00	0.620	0.720	0.520	0.609	-1.774	Pass	12.18	10.000	
ZONA2	25.00	1.159	1.259	1.059	1.150	-0.777	Pass	23.00	10.000	
ZONA2	40.00	1.619	1.719	1.519	1.613	-0.371	Pass	32.26	10.000	
ZONA2	55.00	1.968	2.068	1.868	1.974	0.305	Pass	39.48	10.000	
ZONA2	70.00	2.183	2.292	2.074	2.189	0.275	Pass	43.78	10.000	
ZONA2	85.00	2.250	2.362	2.137	2.256	0.267	Pass	45.12	10.000	
ZONA2	100.00	2.163	2.271	2.055	2.169	0.277	Pass	43.38	10.000	
ZONA2	115.00	1.929	2.029	1.829	1.935	0.311	Pass	38.70	10.000	
ZONA2	130.00	1.563	1.663	1.463	1.582	1.216	Pass	31.64	10.000	
ZONA2	145.00	1.091	1.191	0.991	1.100	0.825	Pass	22.00	10.000	
ZONA2	160.00	0.544	0.644	0.444	0.555	2.022	Pass	11.10	10.000	
ZONA3	10.00	0.722	0.822	0.622	0.744	3.047	Pass	14.88	10.000	
ZONA3	25.00	1.349	1.449	1.249	1.368	1.408	Pass	27.36	10.000	
ZONA3	40.00	1.885	1.985	1.785	1.904	1.008	Pass	38.08	10.000	
ZONA3	55.00	2.292	2.406	2.177	2.298	0.262	Pass	45.96	10.000	
ZONA3	70.00	2.542	2.669	2.415	2.555	0.511	Pass	51.08	10.000	
ZONA3	85.00	2.620	2.751	2.489	2.607	-0.496	Pass	52.16	10.000	
ZONA3	100.00	2.519	2.644	2.393	2.507	-0.476	Pass	50.12	10.000	
ZONA3	115.00	2.246	2.358	2.133	2.227	-0.846	Pass	44.54	10.000	
ZONA3	130.00	1.820	1.920	1.720	1.801	-1.044	Pass	36.02	10.000	
ZONA3	145.00	1.270	1.370	1.170	1.236	-2.677	Pass	24.72	10.000	
ZONA3	160.00	0.634	0.734	0.534	0.598	-5.678	Pass	11.96	10.000	
ZONA4	190.00	0.105	0.205	0.005	0.099	-5.714	Pass	1.98	10.000	
ZONA4	205.00	0.196	0.296	0.096	0.186	-5.102	Pass	3.72	10.000	
ZONA4	220.00	0.273	0.373	0.173	0.266	-2.564	Pass	5.32	10.000	
ZONA4	235.00	0.332	0.432	0.232	0.324	-2.410	Pass	6.48	10.000	
ZONA4	250.00	0.369	0.469	0.269	0.361	-2.168	Pass	7.22	10.000	
ZONA4	265.00	0.380	0.480	0.280	0.369	-2.895	Pass	7.38	10.000	
ZONA4	280.00	0.365	0.465	0.265	0.357	-2.192	Pass	7.14	10.000	
ZONA4	295.00	0.326	0.426	0.226	0.321	-1.534	Pass	6.42	10.000	
ZONA4	310.00	0.264	0.364	0.164	0.260	-1.515	Pass	5.20	10.000	
ZONA4	325.00	0.184	0.284	0.084	0.182	-1.087	Pass	3.64	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

CA



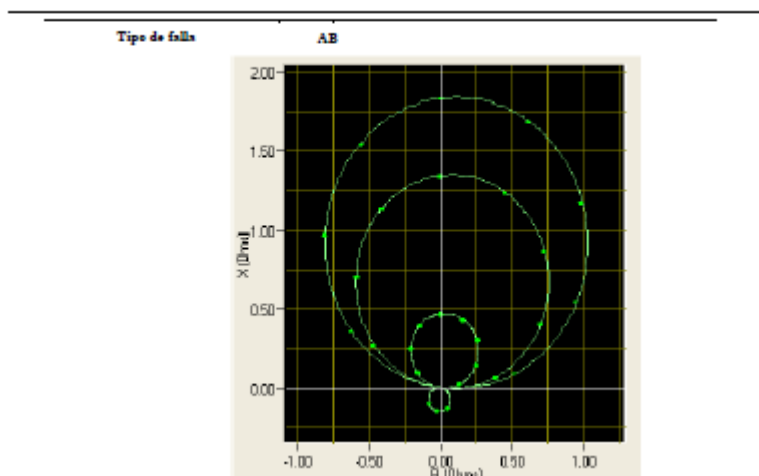
[ANEXO 40]

[Reporte Prueba de Característica Mho Relé D60 S/E Convento. Línea Boyacá-
Convento]

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		AB						Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)	Error %				
ZONA1	10.00	0.139	0.239	0.039	0.134	-3.597	Pass	2.68	10.000	
ZONA1	30.00	0.285	0.385	0.185	0.289	1.404	Pass	5.78	10.000	
ZONA1	50.00	0.398	0.498	0.298	0.396	-0.503	Pass	7.92	10.000	
ZONA1	70.00	0.462	0.562	0.362	0.457	-1.082	Pass	9.14	10.000	
ZONA1	90.00	0.471	0.571	0.371	0.469	-0.425	Pass	9.38	10.000	
ZONA1	110.00	0.422	0.522	0.322	0.420	-0.474	Pass	8.40	10.000	
ZONA1	130.00	0.323	0.423	0.223	0.321	-0.619	Pass	6.42	10.000	
ZONA1	150.00	0.185	0.285	0.085	0.190	2.703	Pass	3.80	10.000	
ZONA2	10.00	0.396	0.496	0.296	0.391	-1.263	Pass	7.82	10.000	
ZONA2	30.00	0.815	0.915	0.715	0.812	-0.368	Pass	16.24	10.000	
ZONA2	50.00	1.136	1.236	1.036	1.127	-0.792	Pass	22.54	10.000	
ZONA2	70.00	1.319	1.419	1.219	1.313	-0.455	Pass	26.26	10.000	
ZONA2	90.00	1.344	1.444	1.244	1.338	-0.446	Pass	26.76	10.000	
ZONA2	110.00	1.207	1.307	1.107	1.204	-0.249	Pass	24.08	10.000	
ZONA2	130.00	0.924	1.024	0.824	0.921	-0.325	Pass	18.42	10.000	
ZONA2	150.00	0.529	0.629	0.429	0.537	1.512	Pass	10.74	10.000	
ZONA3	10.00	0.539	0.639	0.439	0.528	-2.041	Pass	10.56	10.000	
ZONA3	30.00	1.110	1.210	1.010	1.094	-1.441	Pass	21.88	10.000	
ZONA3	50.00	1.547	1.647	1.447	1.528	-1.228	Pass	30.56	10.000	
ZONA3	70.00	1.797	1.897	1.697	1.791	-0.334	Pass	35.82	10.000	
ZONA3	90.00	1.831	1.931	1.731	1.825	-0.328	Pass	36.50	10.000	
ZONA3	110.00	1.643	1.743	1.543	1.637	-0.365	Pass	32.74	10.000	
ZONA3	130.00	1.258	1.358	1.158	1.264	0.477	Pass	25.28	10.000	
ZONA3	150.00	0.721	0.821	0.621	0.724	0.416	Pass	14.48	10.000	
ZONA4	230.00	0.124	0.224	0.024	0.127	2.419	Pass	2.54	10.000	
ZONA4	260.00	0.148	0.248	0.048	0.152	2.703	Pass	3.04	10.000	
ZONA4	290.00	0.132	0.232	0.032	0.136	3.030	Pass	2.72	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia



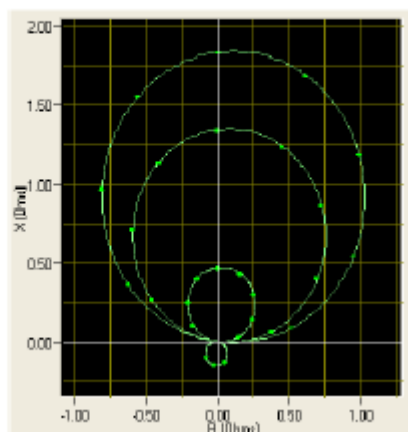
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		BC				Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba (A)
Nombre de zona	Ángulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)				
ZONA1	10.00	0.139	0.239	0.039	0.145	7.194	Pass	2.98	10.000
ZONA1	30.00	0.285	0.385	0.185	0.283	-0.702	Pass	5.66	10.000
ZONA1	50.00	0.398	0.498	0.298	0.396	-2.010	Pass	7.80	10.000
ZONA1	70.00	0.462	0.562	0.362	0.460	-0.433	Pass	9.20	10.000
ZONA1	90.00	0.471	0.571	0.371	0.469	-0.425	Pass	9.38	10.000
ZONA1	110.00	0.422	0.522	0.322	0.421	1.185	Pass	8.54	10.000
ZONA1	130.00	0.323	0.423	0.223	0.321	0.619	Pass	6.50	10.000
ZONA1	150.00	0.185	0.285	0.085	0.203	9.730	Pass	4.06	10.000
ZONA2	10.00	0.396	0.496	0.296	0.385	-2.778	Pass	7.70	10.000
ZONA2	30.00	0.815	0.915	0.715	0.806	-1.104	Pass	16.12	10.000
ZONA2	50.00	1.136	1.236	1.036	1.127	-0.792	Pass	22.54	10.000
ZONA2	70.00	1.319	1.419	1.219	1.313	-0.455	Pass	26.26	10.000
ZONA2	90.00	1.344	1.444	1.244	1.338	-0.446	Pass	26.76	10.000
ZONA2	110.00	1.207	1.307	1.107	1.204	-0.249	Pass	24.08	10.000
ZONA2	130.00	0.924	1.024	0.824	0.921	0.325	Pass	18.54	10.000
ZONA2	150.00	0.529	0.629	0.429	0.534	0.945	Pass	10.68	10.000
ZONA3	10.00	0.539	0.639	0.439	0.528	-2.041	Pass	10.56	10.000
ZONA3	30.00	1.110	1.210	1.010	1.101	-0.811	Pass	22.02	10.000
ZONA3	50.00	1.547	1.647	1.447	1.541	-0.388	Pass	30.82	10.000
ZONA3	70.00	1.797	1.897	1.697	1.791	-0.334	Pass	35.82	10.000
ZONA3	90.00	1.831	1.931	1.731	1.825	-0.328	Pass	36.50	10.000
ZONA3	110.00	1.643	1.743	1.543	1.648	0.365	Pass	32.98	10.000
ZONA3	130.00	1.258	1.358	1.158	1.264	0.477	Pass	25.28	10.000
ZONA3	150.00	0.721	0.821	0.621	0.730	1.248	Pass	14.60	10.000
ZONA4	230.00	0.124	0.224	0.024	0.128	3.226	Pass	2.56	10.000
ZONA4	260.00	0.148	0.248	0.048	0.152	2.703	Pass	3.04	10.000
ZONA4	290.00	0.132	0.232	0.032	0.136	3.030	Pass	2.72	10.000

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

BC



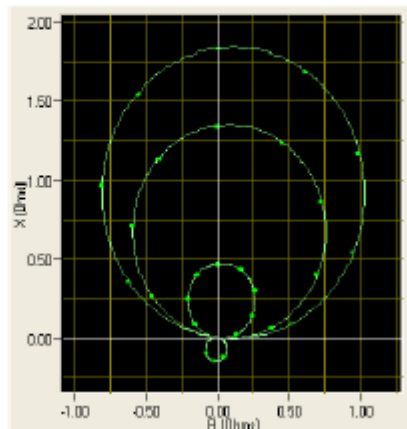
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		CA				Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)				
ZONA1	10.00	0.139	0.239	0.039	0.130	-6.475	Pass	2.60	10.000
ZONA1	30.00	0.285	0.385	0.185	0.284	-0.351	Pass	5.68	10.000
ZONA1	50.00	0.398	0.498	0.298	0.396	-0.503	Pass	7.92	10.000
ZONA1	70.00	0.462	0.562	0.362	0.464	0.433	Pass	9.28	10.000
ZONA1	90.00	0.471	0.571	0.371	0.466	-0.425	Pass	9.38	10.000
ZONA1	110.00	0.422	0.522	0.322	0.424	0.474	Pass	8.48	10.000
ZONA1	130.00	0.323	0.423	0.223	0.321	-0.619	Pass	6.42	10.000
ZONA1	150.00	0.185	0.285	0.085	0.186	0.541	Pass	3.72	10.000
ZONA2	10.00	0.396	0.496	0.296	0.385	-2.778	Pass	7.70	10.000
ZONA2	30.00	0.815	0.915	0.715	0.806	-1.104	Pass	16.12	10.000
ZONA2	50.00	1.136	1.236	1.036	1.127	-0.792	Pass	22.54	10.000
ZONA2	70.00	1.319	1.419	1.219	1.313	-0.455	Pass	26.26	10.000
ZONA2	90.00	1.344	1.444	1.244	1.338	-0.446	Pass	26.76	10.000
ZONA2	110.00	1.207	1.307	1.107	1.204	-0.249	Pass	24.08	10.000
ZONA2	130.00	0.924	1.024	0.824	0.927	0.325	Pass	18.54	10.000
ZONA2	150.00	0.529	0.629	0.429	0.534	0.945	Pass	10.68	10.000
ZONA3	10.00	0.539	0.639	0.439	0.525	-2.597	Pass	10.50	10.000
ZONA3	30.00	1.110	1.210	1.010	1.094	-1.441	Pass	21.88	10.000
ZONA3	50.00	1.547	1.647	1.447	1.528	-1.228	Pass	30.56	10.000
ZONA3	70.00	1.797	1.897	1.697	1.791	-0.334	Pass	35.82	10.000
ZONA3	90.00	1.831	1.931	1.731	1.825	-0.328	Pass	36.50	10.000
ZONA3	110.00	1.643	1.743	1.543	1.637	-0.365	Pass	32.74	10.000
ZONA3	130.00	1.258	1.358	1.158	1.264	0.477	Pass	25.28	10.000
ZONA3	150.00	0.721	0.821	0.621	0.724	0.416	Pass	14.48	10.000
ZONA4	230.00	0.124	0.224	0.024	0.121	-2.419	Pass	2.42	10.000
ZONA4	260.00	0.148	0.248	0.048	0.144	-2.703	Pass	2.88	10.000
ZONA4	290.00	0.132	0.232	0.032	0.125	-5.303	Pass	2.50	10.000

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

CA



[ANEXO 42]

[Reporte Prueba de Característica Mho Relé D60 S/E Tocoa. Línea Tocoa-Convento]

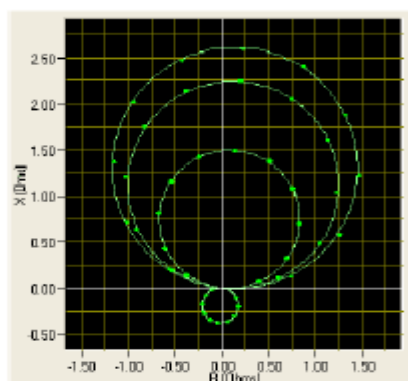
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		AB					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	10.00	0.413	0.513	0.313	0.405	-1.937	Pass	8.10	10.000	
ZONA1	25.00	0.773	0.873	0.673	0.764	-1.164	Pass	15.28	10.000	
ZONA1	40.00	1.079	1.187	0.971	1.082	0.278	Pass	21.64	10.000	
ZONA1	55.00	1.312	1.443	1.181	1.306	-0.457	Pass	26.12	10.000	
ZONA1	70.00	1.455	1.601	1.310	1.461	0.412	Pass	29.22	10.000	
ZONA1	85.00	1.500	1.650	1.350	1.494	-0.400	Pass	29.88	10.000	
ZONA1	100.00	1.442	1.586	1.298	1.448	0.416	Pass	28.96	10.000	
ZONA1	115.00	1.286	1.414	1.157	1.280	-0.467	Pass	25.60	10.000	
ZONA1	130.00	1.042	1.146	0.938	1.051	0.864	Pass	21.02	10.000	
ZONA1	145.00	0.727	0.827	0.627	0.749	3.026	Pass	14.98	10.000	
ZONA1	160.00	0.363	0.463	0.263	0.411	13.223	Pass	8.22	10.000	
ZONA2	10.00	0.620	0.720	0.520	0.612	-1.290	Pass	12.24	10.000	
ZONA2	25.00	1.159	1.259	1.059	1.150	-0.777	Pass	23.00	10.000	
ZONA2	40.00	1.619	1.719	1.519	1.613	-0.371	Pass	32.26	10.000	
ZONA2	55.00	1.968	2.068	1.868	1.962	-0.305	Pass	39.24	10.000	
ZONA2	70.00	2.183	2.292	2.074	2.189	0.275	Pass	43.78	10.000	
ZONA2	85.00	2.250	2.362	2.137	2.256	0.267	Pass	45.12	10.000	
ZONA2	100.00	2.163	2.271	2.055	2.169	0.277	Pass	43.38	10.000	
ZONA2	115.00	1.929	2.029	1.829	1.935	0.311	Pass	38.70	10.000	
ZONA2	130.00	1.563	1.663	1.463	1.582	1.216	Pass	31.64	10.000	
ZONA2	145.00	1.091	1.191	0.991	1.107	1.467	Pass	22.14	10.000	
ZONA2	160.00	0.544	0.644	0.444	0.558	2.574	Pass	11.16	10.000	
ZONA3	10.00	0.722	0.822	0.622	0.750	3.878	Pass	15.00	10.000	
ZONA3	25.00	1.349	1.449	1.249	1.380	2.298	Pass	27.60	10.000	
ZONA3	40.00	1.885	1.985	1.785	1.904	1.008	Pass	38.08	10.000	
ZONA3	55.00	2.292	2.406	2.177	2.298	0.262	Pass	45.96	10.000	
ZONA3	70.00	2.542	2.669	2.415	2.555	0.511	Pass	51.08	10.000	
ZONA3	85.00	2.620	2.751	2.489	2.607	-0.496	Pass	52.16	10.000	
ZONA3	100.00	2.519	2.644	2.393	2.507	-0.476	Pass	50.12	10.000	
ZONA3	115.00	2.246	2.358	2.133	2.227	-0.846	Pass	44.54	10.000	
ZONA3	130.00	1.820	1.920	1.720	1.789	-1.703	Pass	35.78	10.000	
ZONA3	145.00	1.270	1.370	1.170	1.242	-2.205	Pass	24.84	10.000	
ZONA3	160.00	0.634	0.734	0.534	0.601	-5.205	Pass	12.02	10.000	
ZONA4	190.00	0.105	0.205	0.005	0.102	-2.857	Pass	2.04	10.000	
ZONA4	205.00	0.196	0.296	0.096	0.195	-0.510	Pass	3.90	10.000	
ZONA4	220.00	0.273	0.373	0.173	0.272	-0.366	Pass	5.44	10.000	
ZONA4	235.00	0.332	0.432	0.232	0.330	-0.602	Pass	6.60	10.000	
ZONA4	250.00	0.369	0.469	0.269	0.367	-0.542	Pass	7.34	10.000	
ZONA4	265.00	0.380	0.480	0.280	0.382	0.526	Pass	7.64	10.000	
ZONA4	280.00	0.365	0.465	0.265	0.367	0.548	Pass	7.34	10.000	
ZONA4	295.00	0.326	0.426	0.226	0.328	0.613	Pass	6.56	10.000	
ZONA4	310.00	0.264	0.364	0.164	0.265	0.379	Pass	5.30	10.000	
ZONA4	325.00	0.184	0.284	0.084	0.186	1.087	Pass	3.72	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

AB



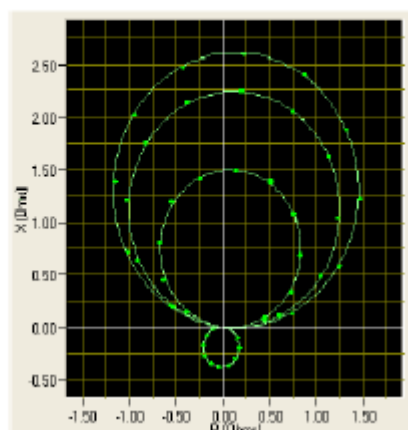
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		BC					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba (A)
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	10.00	0.413	0.513	0.313	0.445	8.717	Pass	8.98	10.000	
ZONA1	25.00	0.773	0.873	0.673	0.803	3.622	Pass	16.02	10.000	
ZONA1	40.00	1.079	1.187	0.971	1.070	-0.834	Pass	21.40	10.000	
ZONA1	55.00	1.312	1.443	1.181	1.306	-0.457	Pass	26.12	10.000	
ZONA1	70.00	1.455	1.601	1.310	1.474	1.306	Pass	29.48	10.000	
ZONA1	85.00	1.500	1.650	1.350	1.494	-0.400	Pass	29.88	10.000	
ZONA1	100.00	1.442	1.586	1.298	1.436	-0.416	Pass	28.72	10.000	
ZONA1	115.00	1.286	1.414	1.157	1.317	2.411	Pass	26.34	10.000	
ZONA1	130.00	1.042	1.146	0.938	1.045	0.288	Pass	20.90	10.000	
ZONA1	145.00	0.727	0.827	0.627	0.780	7.290	Pass	15.60	10.000	
ZONA1	160.00	0.363	0.463	0.263	0.421	15.978	Pass	8.42	10.000	
ZONA2	10.00	0.620	0.720	0.520	0.605	-1.774	Pass	12.18	10.000	
ZONA2	25.00	1.159	1.259	1.059	1.156	-0.259	Pass	23.12	10.000	
ZONA2	40.00	1.619	1.719	1.519	1.613	-0.371	Pass	32.26	10.000	
ZONA2	55.00	1.968	2.068	1.868	1.974	0.305	Pass	39.48	10.000	
ZONA2	70.00	2.183	2.292	2.074	2.185	0.275	Pass	43.78	10.000	
ZONA2	85.00	2.250	2.362	2.137	2.256	0.267	Pass	45.12	10.000	
ZONA2	100.00	2.163	2.271	2.055	2.165	0.277	Pass	43.38	10.000	
ZONA2	115.00	1.929	2.029	1.829	1.935	0.311	Pass	38.70	10.000	
ZONA2	130.00	1.563	1.663	1.463	1.582	1.216	Pass	31.64	10.000	
ZONA2	145.00	1.091	1.191	0.991	1.107	1.467	Pass	22.14	10.000	
ZONA2	160.00	0.544	0.644	0.444	0.564	3.676	Pass	11.28	10.000	
ZONA3	10.00	0.722	0.822	0.622	0.750	3.878	Pass	15.00	10.000	
ZONA3	25.00	1.349	1.449	1.249	1.368	1.408	Pass	27.36	10.000	
ZONA3	40.00	1.885	1.985	1.785	1.904	1.008	Pass	38.08	10.000	
ZONA3	55.00	2.292	2.406	2.177	2.298	0.262	Pass	45.96	10.000	
ZONA3	70.00	2.542	2.669	2.415	2.555	0.511	Pass	51.08	10.000	
ZONA3	85.00	2.620	2.751	2.489	2.607	-0.496	Pass	52.16	10.000	
ZONA3	100.00	2.519	2.644	2.393	2.507	-0.476	Pass	50.12	10.000	
ZONA3	115.00	2.246	2.358	2.133	2.227	-0.846	Pass	44.54	10.000	
ZONA3	130.00	1.820	1.920	1.720	1.803	-1.044	Pass	36.02	10.000	
ZONA3	145.00	1.270	1.370	1.170	1.242	-2.205	Pass	24.84	10.000	
ZONA3	160.00	0.634	0.734	0.534	0.604	-4.732	Pass	12.08	10.000	
ZONA4	190.00	0.105	0.205	0.005	0.104	-0.952	Pass	2.08	10.000	
ZONA4	205.00	0.196	0.296	0.096	0.195	-0.510	Pass	3.90	10.000	
ZONA4	220.00	0.273	0.373	0.173	0.274	0.366	Pass	5.48	10.000	
ZONA4	235.00	0.332	0.432	0.232	0.334	0.602	Pass	6.68	10.000	
ZONA4	250.00	0.369	0.469	0.269	0.367	-0.542	Pass	7.34	10.000	
ZONA4	265.00	0.380	0.480	0.280	0.382	0.526	Pass	7.64	10.000	
ZONA4	280.00	0.365	0.465	0.265	0.367	0.548	Pass	7.34	10.000	
ZONA4	295.00	0.326	0.426	0.226	0.328	0.613	Pass	6.56	10.000	
ZONA4	310.00	0.264	0.364	0.164	0.268	1.515	Pass	5.36	10.000	
ZONA4	325.00	0.184	0.284	0.084	0.188	2.174	Pass	3.76	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

BC



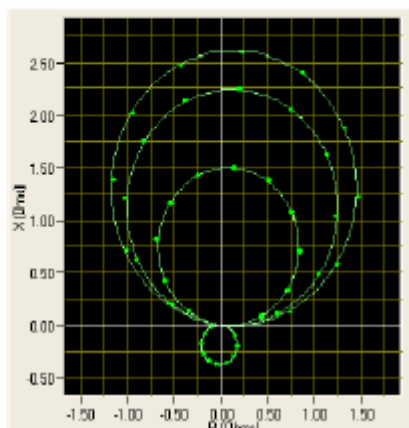
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		CA					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Numero de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohm)	Zmax (Ohm)	Zmin (Ohm)	Zact (Ohm)					
ZONA1	10.00	0.413	0.513	0.313	0.443	7.264	Pass	8.86	10.000	
ZONA1	25.00	0.773	0.873	0.673	0.789	2.070	Pass	15.78	10.000	
ZONA1	40.00	1.079	1.187	0.971	1.088	0.834	Pass	21.76	10.000	
ZONA1	55.00	1.312	1.443	1.181	1.306	-0.457	Pass	26.12	10.000	
ZONA1	70.00	1.455	1.601	1.310	1.461	0.412	Pass	29.22	10.000	
ZONA1	85.00	1.500	1.650	1.350	1.506	0.400	Pass	30.12	10.000	
ZONA1	100.00	1.442	1.586	1.298	1.448	0.416	Pass	28.96	10.000	
ZONA1	115.00	1.286	1.414	1.157	1.292	0.467	Pass	25.84	10.000	
ZONA1	130.00	1.042	1.146	0.938	1.064	2.111	Pass	21.28	10.000	
ZONA1	145.00	0.727	0.827	0.627	0.736	1.238	Pass	14.72	10.000	
ZONA1	160.00	0.363	0.463	0.263	0.368	1.377	Pass	7.36	10.000	
ZONA2	10.00	0.620	0.720	0.520	0.609	-1.774	Pass	12.18	10.000	
ZONA2	25.00	1.159	1.259	1.059	1.150	-0.777	Pass	23.00	10.000	
ZONA2	40.00	1.619	1.719	1.519	1.613	-0.371	Pass	32.26	10.000	
ZONA2	55.00	1.968	2.068	1.868	1.974	0.305	Pass	39.48	10.000	
ZONA2	70.00	2.183	2.292	2.074	2.189	0.275	Pass	43.78	10.000	
ZONA2	85.00	2.250	2.362	2.137	2.256	0.267	Pass	45.12	10.000	
ZONA2	100.00	2.163	2.271	2.055	2.169	0.277	Pass	43.38	10.000	
ZONA2	115.00	1.929	2.029	1.829	1.935	0.311	Pass	38.70	10.000	
ZONA2	130.00	1.563	1.663	1.463	1.582	1.216	Pass	31.64	10.000	
ZONA2	145.00	1.091	1.191	0.991	1.106	0.825	Pass	22.00	10.000	
ZONA2	160.00	0.544	0.644	0.444	0.555	2.022	Pass	11.10	10.000	
ZONA3	10.00	0.722	0.822	0.622	0.744	3.047	Pass	14.88	10.000	
ZONA3	25.00	1.349	1.449	1.249	1.368	1.408	Pass	27.36	10.000	
ZONA3	40.00	1.885	1.985	1.785	1.904	1.008	Pass	38.08	10.000	
ZONA3	55.00	2.292	2.406	2.177	2.298	0.262	Pass	45.96	10.000	
ZONA3	70.00	2.542	2.669	2.415	2.555	0.511	Pass	51.08	10.000	
ZONA3	85.00	2.620	2.751	2.489	2.607	-0.496	Pass	52.16	10.000	
ZONA3	100.00	2.519	2.644	2.393	2.507	-0.476	Pass	50.12	10.000	
ZONA3	115.00	2.246	2.358	2.133	2.227	-0.846	Pass	44.54	10.000	
ZONA3	130.00	1.820	1.920	1.720	1.801	-1.044	Pass	36.02	10.000	
ZONA3	145.00	1.270	1.370	1.170	1.236	-2.677	Pass	24.72	10.000	
ZONA3	160.00	0.634	0.734	0.534	0.598	-5.678	Pass	11.96	10.000	
ZONA4	190.00	0.105	0.205	0.005	0.099	-5.714	Pass	1.98	10.000	
ZONA4	205.00	0.196	0.296	0.096	0.186	-5.102	Pass	3.72	10.000	
ZONA4	220.00	0.273	0.373	0.173	0.266	-2.564	Pass	5.32	10.000	
ZONA4	235.00	0.332	0.432	0.232	0.324	-2.410	Pass	6.48	10.000	
ZONA4	250.00	0.369	0.469	0.269	0.361	-2.168	Pass	7.22	10.000	
ZONA4	265.00	0.380	0.480	0.280	0.369	-2.895	Pass	7.38	10.000	
ZONA4	280.00	0.365	0.465	0.265	0.357	-2.192	Pass	7.14	10.000	
ZONA4	295.00	0.326	0.426	0.226	0.321	-1.534	Pass	6.42	10.000	
ZONA4	310.00	0.264	0.364	0.164	0.260	-1.515	Pass	5.20	10.000	
ZONA4	325.00	0.184	0.284	0.084	0.182	-1.087	Pass	3.64	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

CA



[ANEXO 43]

[Reporte Prueba de Característica Mho Relé D60 S/E Boyacá. Línea Boyacá-Convento]

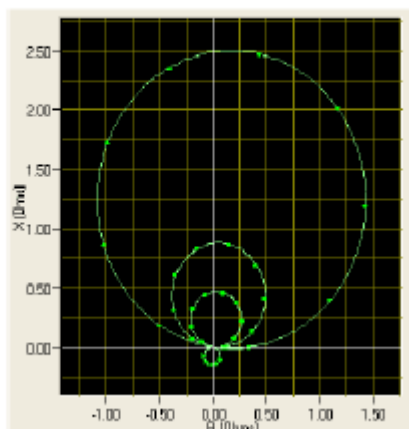
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		AB					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Ángulo (Deg)	Z _{exp} (Ohms)	Z _{max} (Ohms)	Z _{min} (Ohms)	Z _{act} (Ohms)					
ZONA1	20.00	0.213	0.313	0.113	0.213	-0.939	Pass	4.22	10.000	
ZONA1	40.00	0.344	0.444	0.244	0.346	0.581	Pass	6.92	10.000	
ZONA1	60.00	0.433	0.533	0.333	0.428	-1.155	Pass	8.56	10.000	
ZONA1	80.00	0.469	0.569	0.369	0.467	-0.426	Pass	9.34	10.000	
ZONA1	100.00	0.449	0.549	0.349	0.451	0.445	Pass	9.02	10.000	
ZONA1	120.00	0.375	0.475	0.275	0.377	0.533	Pass	7.54	10.000	
ZONA1	140.00	0.256	0.356	0.156	0.266	5.078	Pass	5.38	10.000	
ZONA1	160.00	0.106	0.206	0.006	0.115	8.491	Pass	2.30	10.000	
ZONA2	0.00	0.108	0.208	0.008	0.103	-4.630	Pass	2.06	10.000	
ZONA2	20.00	0.398	0.498	0.298	0.393	-1.256	Pass	7.86	10.000	
ZONA2	40.00	0.641	0.741	0.541	0.638	-0.468	Pass	12.76	10.000	
ZONA2	60.00	0.807	0.907	0.707	0.804	-0.372	Pass	16.08	10.000	
ZONA2	80.00	0.875	0.975	0.775	0.872	-0.343	Pass	17.44	10.000	
ZONA2	100.00	0.838	0.938	0.738	0.841	0.358	Pass	16.82	10.000	
ZONA2	120.00	0.700	0.800	0.600	0.703	0.429	Pass	14.06	10.000	
ZONA2	140.00	0.477	0.577	0.377	0.482	1.048	Pass	9.64	10.000	
ZONA2	160.00	0.197	0.297	0.097	0.203	2.538	Pass	4.04	10.000	
ZONA3	0.00	0.353	0.453	0.253	0.336	-4.816	Pass	6.72	10.000	
ZONA3	20.00	1.178	1.278	1.078	1.162	-1.358	Pass	23.24	10.000	
ZONA3	40.00	1.864	1.964	1.764	1.858	-0.322	Pass	37.16	10.000	
ZONA3	60.00	2.326	2.442	2.210	2.320	-0.258	Pass	46.40	10.000	
ZONA3	80.00	2.507	2.632	2.382	2.501	-0.239	Pass	50.02	10.000	
ZONA3	100.00	2.386	2.505	2.266	2.380	-0.251	Pass	47.60	10.000	
ZONA3	120.00	1.977	2.077	1.877	1.983	0.303	Pass	39.66	10.000	
ZONA3	140.00	1.329	1.429	1.229	1.335	0.451	Pass	26.70	10.000	
ZONA3	160.00	0.522	0.622	0.422	0.533	2.107	Pass	10.66	10.000	
ZONA4	220.00	0.108	0.208	0.008	0.110	1.852	Pass	2.20	10.000	
ZONA4	240.00	0.137	0.237	0.037	0.138	0.730	Pass	2.76	10.000	
ZONA4	260.00	0.150	0.250	0.050	0.152	1.333	Pass	3.04	10.000	
ZONA4	280.00	0.144	0.244	0.044	0.145	0.694	Pass	2.90	10.000	
ZONA4	300.00	0.121	0.221	0.021	0.122	0.000	Pass	2.42	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

AB



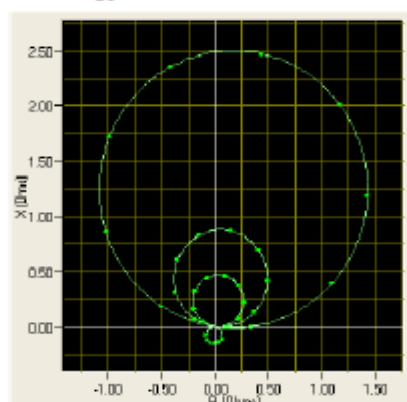
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		BC					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	20.00	0.213	0.313	0.113	0.225	5.634	Pass	4.50	10.000	
ZONA1	40.00	0.344	0.444	0.244	0.355	3.198	Pass	7.10	10.000	
ZONA1	60.00	0.433	0.533	0.333	0.431	-0.462	Pass	8.62	10.000	
ZONA1	80.00	0.469	0.569	0.369	0.471	0.426	Pass	9.42	10.000	
ZONA1	100.00	0.449	0.549	0.349	0.451	0.445	Pass	9.02	10.000	
ZONA1	120.00	0.375	0.475	0.275	0.377	0.533	Pass	7.54	10.000	
ZONA1	140.00	0.256	0.356	0.156	0.260	1.562	Pass	5.20	10.000	
ZONA1	160.00	0.106	0.206	0.006	0.126	18.868	Pass	2.52	10.000	
ZONA2	0.00	0.108	0.208	0.008	0.103	-4.630	Pass	2.06	10.000	
ZONA2	20.00	0.398	0.498	0.298	0.393	-1.256	Pass	7.86	10.000	
ZONA2	40.00	0.641	0.741	0.541	0.644	0.468	Pass	12.88	10.000	
ZONA2	60.00	0.807	0.907	0.707	0.810	0.372	Pass	16.20	10.000	
ZONA2	80.00	0.875	0.975	0.775	0.878	0.343	Pass	17.56	10.000	
ZONA2	100.00	0.838	0.938	0.738	0.841	0.358	Pass	16.82	10.000	
ZONA2	120.00	0.700	0.800	0.600	0.703	0.429	Pass	14.06	10.000	
ZONA2	140.00	0.477	0.577	0.377	0.485	1.677	Pass	9.70	10.000	
ZONA2	160.00	0.197	0.297	0.097	0.204	3.553	Pass	4.08	10.000	
ZONA3	0.00	0.353	0.453	0.253	0.336	-4.816	Pass	6.72	10.000	
ZONA3	20.00	1.178	1.278	1.078	1.162	-1.358	Pass	23.24	10.000	
ZONA3	40.00	1.864	1.964	1.764	1.858	-0.322	Pass	37.16	10.000	
ZONA3	60.00	2.326	2.442	2.210	2.320	-0.258	Pass	46.40	10.000	
ZONA3	80.00	2.507	2.632	2.382	2.501	-0.239	Pass	50.02	10.000	
ZONA3	100.00	2.386	2.505	2.266	2.392	0.251	Pass	47.84	10.000	
ZONA3	120.00	1.977	2.077	1.877	1.983	0.303	Pass	39.66	10.000	
ZONA3	140.00	1.329	1.429	1.229	1.335	0.451	Pass	26.70	10.000	
ZONA3	160.00	0.522	0.622	0.422	0.539	3.257	Pass	10.78	10.000	
ZONA4	220.00	0.108	0.208	0.008	0.109	0.926	Pass	2.18	10.000	
ZONA4	240.00	0.137	0.237	0.037	0.141	2.920	Pass	2.82	10.000	
ZONA4	260.00	0.150	0.250	0.050	0.151	0.667	Pass	3.02	10.000	
ZONA4	280.00	0.144	0.244	0.044	0.146	1.389	Pass	2.92	10.000	
ZONA4	300.00	0.121	0.221	0.021	0.122	0.826	Pass	2.44	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

BC



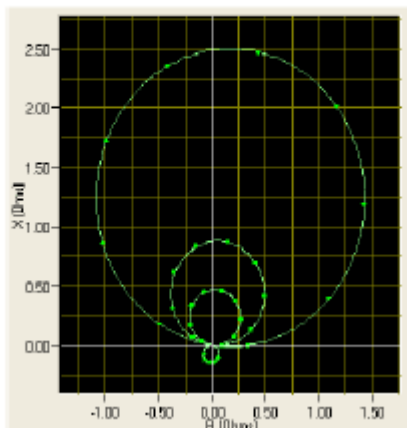
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		CA					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	20.00	0.213	0.313	0.113	0.223	4.695	Pass	4.46	10.000	
ZONA1	40.00	0.344	0.444	0.244	0.346	0.581	Pass	6.92	10.000	
ZONA1	60.00	0.433	0.533	0.333	0.431	-0.462	Pass	8.62	10.000	
ZONA1	80.00	0.469	0.569	0.369	0.471	0.426	Pass	9.42	10.000	
ZONA1	100.00	0.449	0.549	0.349	0.454	1.114	Pass	9.08	10.000	
ZONA1	120.00	0.375	0.475	0.275	0.380	1.333	Pass	7.60	10.000	
ZONA1	140.00	0.256	0.356	0.156	0.269	5.078	Pass	5.38	10.000	
ZONA1	160.00	0.106	0.206	0.006	0.102	-3.774	Pass	2.04	10.000	
ZONA2	0.00	0.108	0.208	0.008	0.099	-8.333	Pass	1.98	10.000	
ZONA2	20.00	0.398	0.498	0.298	0.393	-1.256	Pass	7.86	10.000	
ZONA2	40.00	0.641	0.741	0.541	0.644	0.468	Pass	12.88	10.000	
ZONA2	60.00	0.807	0.907	0.707	0.810	0.372	Pass	16.20	10.000	
ZONA2	80.00	0.875	0.975	0.775	0.878	0.343	Pass	17.56	10.000	
ZONA2	100.00	0.838	0.938	0.738	0.847	1.074	Pass	16.94	10.000	
ZONA2	120.00	0.700	0.800	0.600	0.709	1.286	Pass	14.18	10.000	
ZONA2	140.00	0.477	0.577	0.377	0.482	1.048	Pass	9.64	10.000	
ZONA2	160.00	0.197	0.297	0.097	0.199	1.015	Pass	3.98	10.000	
ZONA3	0.00	0.353	0.453	0.253	0.330	-6.516	Pass	6.60	10.000	
ZONA3	20.00	1.178	1.278	1.078	1.163	-1.358	Pass	23.24	10.000	
ZONA3	40.00	1.864	1.964	1.764	1.858	-0.322	Pass	37.16	10.000	
ZONA3	60.00	2.326	2.442	2.210	2.320	-0.258	Pass	46.40	10.000	
ZONA3	80.00	2.507	2.632	2.382	2.501	-0.239	Pass	50.02	10.000	
ZONA3	100.00	2.386	2.505	2.266	2.392	0.251	Pass	47.84	10.000	
ZONA3	120.00	1.977	2.077	1.877	1.983	0.303	Pass	39.66	10.000	
ZONA3	140.00	1.329	1.429	1.229	1.335	0.451	Pass	26.70	10.000	
ZONA3	160.00	0.522	0.622	0.422	0.530	1.533	Pass	10.60	10.000	
ZONA4	220.00	0.108	0.208	0.008	0.104	-3.704	Pass	2.08	10.000	
ZONA4	240.00	0.137	0.237	0.037	0.132	-3.650	Pass	2.64	10.000	
ZONA4	260.00	0.150	0.250	0.050	0.144	-4.000	Pass	2.88	10.000	
ZONA4	280.00	0.144	0.244	0.044	0.137	-4.861	Pass	2.74	10.000	
ZONA4	300.00	0.121	0.221	0.021	0.115	-4.959	Pass	2.30	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

CA



[ANEXO 44]

[Reporte Prueba de Tiempo. Característica Cuadrilateral Relé D60 S/E Convento.

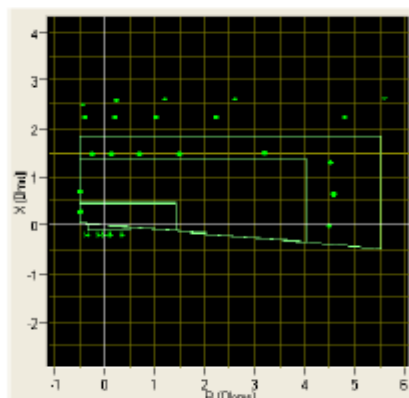
Línea Tocoa-Convento]

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		AN					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba (A)
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	0.00	4.510	4.736	4.285	4.493	-0.377	Pass	62.35	9.683	
ZONA1	8.00	4.554	4.782	4.327	4.639	1.866	Pass	62.35	9.378	
ZONA1	16.00	4.692	4.926	4.457	4.710	0.384	Pass	62.35	9.236	
ZONA1	25.00	3.530	3.706	3.353	3.543	0.368	Pass	50.78	10.000	
ZONA1	45.00	2.110	2.215	2.004	2.104	-0.284	Pass	30.16	10.000	
ZONA1	65.00	1.646	1.746	1.546	1.640	-0.365	Pass	23.51	10.000	
ZONA1	85.00	1.497	1.597	1.397	1.491	-0.401	Pass	21.37	10.000	
ZONA1	100.00	1.515	1.615	1.415	1.509	-0.396	Pass	21.63	10.000	
ZONA1	125.00	0.872	0.972	0.772	0.844	-3.211	Pass	12.10	10.000	
ZONA1	150.00	0.577	0.677	0.477	0.569	-1.386	Pass	8.16	10.000	
ZONA2	0.00	6.770	7.108	6.431	6.745	-0.369	Pass	62.35	6.450	
ZONA2	8.00	6.837	7.178	6.495	6.863	0.380	Pass	62.35	6.339	
ZONA2	16.00	7.043	7.395	6.691	7.069	0.369	Pass	62.35	6.154	
ZONA2	25.00	5.295	5.560	5.030	5.315	0.378	Pass	62.35	8.185	
ZONA2	45.00	3.165	3.323	3.006	3.177	0.379	Pass	45.54	10.000	
ZONA2	65.00	2.469	2.592	2.346	2.475	0.243	Pass	35.47	10.000	
ZONA2	85.00	2.246	2.359	2.134	2.252	0.267	Pass	32.28	10.000	
ZONA2	100.00	2.272	2.386	2.159	2.266	-0.264	Pass	32.48	10.000	
ZONA2	125.00	0.872	0.972	0.772	0.844	-3.211	Pass	12.10	10.000	
ZONA2	150.00	0.577	0.677	0.477	0.569	-1.386	Pass	8.16	10.000	
ZONA3	0.00	7.860	8.253	7.467	7.833	-0.369	Pass	62.35	5.555	
ZONA3	8.00	7.937	8.334	7.540	7.967	0.378	Pass	62.35	5.460	
ZONA3	16.00	8.177	8.586	7.768	8.208	0.379	Pass	62.35	5.300	
ZONA3	25.00	6.165	6.474	5.857	6.188	0.373	Pass	62.35	7.030	
ZONA3	45.00	3.685	3.869	3.501	3.671	-0.380	Pass	52.62	10.000	
ZONA3	65.00	2.875	3.019	2.731	2.862	-0.452	Pass	41.04	10.000	
ZONA3	85.00	2.616	2.746	2.485	2.603	-0.497	Pass	37.31	10.000	
ZONA3	100.00	2.646	2.778	2.514	2.533	-4.271	Pass	36.31	10.000	
ZONA3	125.00	0.872	0.972	0.772	0.844	-3.211	Pass	12.10	10.000	
ZONA3	150.00	0.577	0.677	0.477	0.569	-1.386	Pass	8.16	10.000	
ZONA4	-180.00	1.500	1.600	1.400	1.494	-0.400	Pass	21.41	10.000	
ZONA4	-150.00	0.398	0.498	0.298	0.396	-0.503	Pass	5.68	10.000	
ZONA4	-120.00	0.230	0.330	0.130	0.225	-0.435	Pass	3.28	10.000	
ZONA4	-90.00	0.199	0.299	0.099	0.198	-0.503	Pass	2.84	10.000	
ZONA4	-60.00	0.230	0.330	0.130	0.225	-0.435	Pass	3.28	10.000	
ZONA4	-30.00	0.398	0.498	0.298	0.393	-1.256	Pass	5.63	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla AN



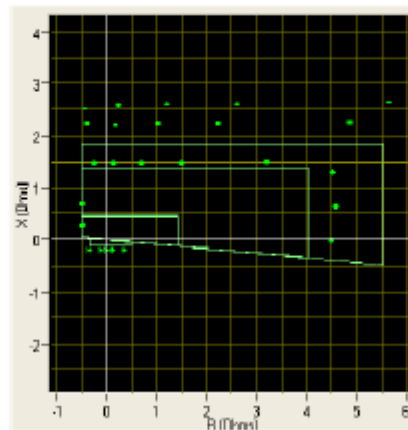
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		BN					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	0.00	4.510	4.736	4.285	4.493	-0.377	Pass	62.35	9.683	
ZONA1	8.00	4.554	4.782	4.327	4.639	1.866	Pass	62.35	9.378	
ZONA1	16.00	4.692	4.926	4.457	4.710	0.384	Pass	62.35	9.236	
ZONA1	25.00	3.530	3.706	3.353	3.543	0.368	Pass	50.78	10.000	
ZONA1	45.00	2.110	2.215	2.004	2.104	-0.284	Pass	30.16	10.000	
ZONA1	65.00	1.646	1.746	1.546	1.640	-0.365	Pass	23.51	10.000	
ZONA1	85.00	1.497	1.597	1.397	1.491	-0.401	Pass	21.37	10.000	
ZONA1	100.00	1.515	1.615	1.415	1.509	-0.396	Pass	21.63	10.000	
ZONA1	125.00	0.872	0.972	0.772	0.844	-3.211	Pass	12.10	10.000	
ZONA1	150.00	0.577	0.677	0.477	0.569	-1.386	Pass	8.16	10.000	
ZONA2	0.00	6.770	7.108	6.431	6.745	-0.369	Pass	62.35	6.450	
ZONA2	8.00	6.837	7.178	6.495	6.863	0.380	Pass	62.35	6.339	
ZONA2	16.00	7.043	7.395	6.691	7.069	0.369	Pass	62.35	6.154	
ZONA2	25.00	5.295	5.560	5.030	5.355	1.133	Pass	62.35	8.124	
ZONA2	45.00	3.165	3.323	3.006	3.177	0.379	Pass	45.54	10.000	
ZONA2	65.00	2.469	2.592	2.346	2.475	0.243	Pass	35.47	10.000	
ZONA2	85.00	2.246	2.359	2.134	2.240	-0.267	Pass	32.11	10.000	
ZONA2	100.00	2.272	2.386	2.159	2.266	-0.264	Pass	32.48	10.000	
ZONA2	125.00	0.872	0.972	0.772	0.844	-3.211	Pass	12.10	10.000	
ZONA2	150.00	0.577	0.677	0.477	0.569	-1.386	Pass	8.16	10.000	
ZONA3	0.00	7.860	8.253	7.467	7.831	-0.369	Pass	62.35	5.555	
ZONA3	8.00	7.937	8.334	7.540	7.967	0.378	Pass	62.35	5.460	
ZONA3	16.00	8.177	8.586	7.768	8.208	0.379	Pass	62.35	5.300	
ZONA3	25.00	6.165	6.474	5.857	6.234	1.119	Pass	62.35	6.978	
ZONA3	45.00	3.685	3.869	3.501	3.673	-0.380	Pass	52.62	10.000	
ZONA3	65.00	2.875	3.019	2.731	2.862	-0.452	Pass	41.04	10.000	
ZONA3	85.00	2.616	2.746	2.485	2.603	-0.497	Pass	37.31	10.000	
ZONA3	100.00	2.646	2.778	2.514	2.558	-3.326	Pass	36.66	10.000	
ZONA3	125.00	0.872	0.972	0.772	0.844	-3.211	Pass	12.10	10.000	
ZONA3	150.00	0.577	0.677	0.477	0.569	-1.386	Pass	8.16	10.000	
ZONA4	-180.00	1.500	1.600	1.400	1.494	-0.400	Pass	21.41	10.000	
ZONA4	-150.00	0.398	0.498	0.298	0.400	0.503	Pass	5.73	10.000	
ZONA4	-120.00	0.230	0.330	0.130	0.229	-0.435	Pass	3.28	10.000	
ZONA4	-90.00	0.199	0.299	0.099	0.198	-0.503	Pass	2.84	10.000	
ZONA4	-60.00	0.230	0.330	0.130	0.229	-0.435	Pass	3.28	10.000	
ZONA4	-30.00	0.398	0.498	0.298	0.393	-1.256	Pass	5.63	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

BN



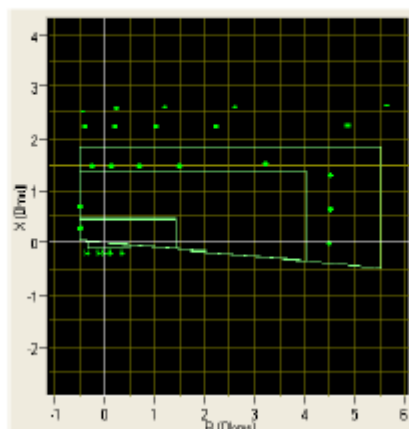
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		CN					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohm)	Zmax (Ohm)	Zmin (Ohm)	Zact (Ohm)					
ZONA1	0.00	4.510	4.736	4.285	4.493	-0.377	Pass	62.35	9.683	
ZONA1	8.00	4.554	4.782	4.327	4.573	0.373	Pass	62.35	9.517	
ZONA1	16.00	4.692	4.926	4.457	4.710	0.384	Pass	62.35	9.236	
ZONA1	25.00	3.530	3.706	3.353	3.570	1.133	Pass	51.17	10.000	
ZONA1	45.00	2.110	2.215	2.004	2.104	-0.284	Pass	30.16	10.000	
ZONA1	65.00	1.646	1.746	1.546	1.640	-0.365	Pass	23.51	10.000	
ZONA1	85.00	1.497	1.597	1.397	1.493	-0.401	Pass	21.37	10.000	
ZONA1	100.00	1.515	1.615	1.415	1.505	-0.396	Pass	21.63	10.000	
ZONA1	125.00	0.872	0.972	0.772	0.844	-3.211	Pass	12.10	10.000	
ZONA1	150.00	0.577	0.677	0.477	0.569	-1.386	Pass	8.16	10.000	
ZONA2	0.00	6.770	7.108	6.431	6.745	-0.369	Pass	62.35	6.450	
ZONA2	8.00	6.837	7.178	6.495	6.863	0.380	Pass	62.35	6.339	
ZONA2	16.00	7.043	7.395	6.691	7.069	0.369	Pass	62.35	6.154	
ZONA2	25.00	5.295	5.560	5.030	5.355	1.133	Pass	62.35	8.124	
ZONA2	45.00	3.165	3.323	3.006	3.177	0.379	Pass	45.54	10.000	
ZONA2	65.00	2.469	2.592	2.346	2.475	0.243	Pass	35.47	10.000	
ZONA2	85.00	2.246	2.359	2.134	2.252	0.267	Pass	32.28	10.000	
ZONA2	100.00	2.272	2.386	2.159	2.266	-0.264	Pass	32.48	10.000	
ZONA2	125.00	0.872	0.972	0.772	0.844	-3.211	Pass	12.10	10.000	
ZONA2	150.00	0.577	0.677	0.477	0.569	-1.386	Pass	8.16	10.000	
ZONA3	0.00	7.860	8.253	7.467	7.831	-0.369	Pass	62.35	5.555	
ZONA3	8.00	7.937	8.334	7.540	7.967	0.378	Pass	62.35	5.460	
ZONA3	16.00	8.177	8.586	7.768	8.208	0.379	Pass	62.35	5.300	
ZONA3	25.00	6.165	6.474	5.857	6.234	1.119	Pass	62.35	6.978	
ZONA3	45.00	3.685	3.869	3.501	3.673	-0.380	Pass	52.62	10.000	
ZONA3	65.00	2.875	3.019	2.731	2.862	-0.452	Pass	41.04	10.000	
ZONA3	85.00	2.616	2.746	2.485	2.603	-0.497	Pass	37.31	10.000	
ZONA3	100.00	2.646	2.778	2.514	2.558	-3.326	Pass	36.66	10.000	
ZONA3	125.00	0.872	0.972	0.772	0.844	-3.211	Pass	12.10	10.000	
ZONA3	150.00	0.577	0.677	0.477	0.569	-1.386	Pass	8.16	10.000	
ZONA4	-180.00	1.500	1.600	1.400	1.494	-0.400	Pass	21.41	10.000	
ZONA4	-150.00	0.398	0.498	0.298	0.400	0.503	Pass	5.73	10.000	
ZONA4	-120.00	0.230	0.330	0.130	0.225	-0.435	Pass	3.28	10.000	
ZONA4	-90.00	0.199	0.299	0.099	0.198	-0.503	Pass	2.84	10.000	
ZONA4	-60.00	0.230	0.330	0.130	0.225	-0.435	Pass	3.28	10.000	
ZONA4	-30.00	0.398	0.498	0.298	0.393	-1.256	Pass	5.63	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

CN



[ANEXO 45]

[Reporte Prueba de Tiempo. Característica Cuadrilateral Relé D60 S/E Convento.
Línea Boyacá-Convento]

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

24-May-11

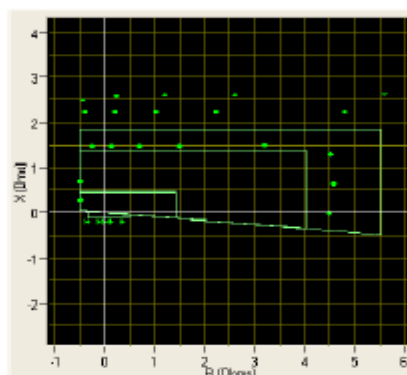
Tipo de falla		AN					Error 4θ	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Ángulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	0.00	4.510	4.736	4.285	4.493	-0.377	Pass	62.35	9.683	
ZONA1	8.00	4.554	4.782	4.327	4.639	1.866	Pass	62.35	9.378	
ZONA1	16.00	4.692	4.926	4.457	4.710	0.384	Pass	62.35	9.236	
ZONA1	25.00	3.530	3.706	3.353	3.543	0.368	Pass	50.78	10.000	
ZONA1	45.00	2.110	2.215	2.004	2.104	-0.284	Pass	30.16	10.000	
ZONA1	65.00	1.646	1.746	1.546	1.640	-0.365	Pass	23.51	10.000	
ZONA1	85.00	1.497	1.597	1.397	1.491	-0.401	Pass	21.37	10.000	
ZONA1	100.00	1.515	1.615	1.415	1.509	-0.396	Pass	21.63	10.000	
ZONA1	125.00	0.872	0.972	0.772	0.844	-3.211	Pass	12.10	10.000	
ZONA1	150.00	0.577	0.677	0.477	0.569	-1.386	Pass	8.16	10.000	
ZONA2	0.00	6.770	7.108	6.431	6.745	-0.369	Pass	62.35	6.450	
ZONA2	8.00	6.837	7.178	6.495	6.863	0.380	Pass	62.35	6.339	
ZONA2	16.00	7.043	7.395	6.691	7.069	0.369	Pass	62.35	6.154	
ZONA2	25.00	5.295	5.560	5.030	5.315	0.378	Pass	62.35	8.185	
ZONA2	45.00	3.165	3.323	3.006	3.177	0.379	Pass	45.54	10.000	
ZONA2	65.00	2.469	2.592	2.346	2.475	0.243	Pass	35.47	10.000	
ZONA2	85.00	2.246	2.359	2.134	2.253	0.267	Pass	32.28	10.000	
ZONA2	100.00	2.272	2.386	2.159	2.268	-0.264	Pass	32.48	10.000	
ZONA2	125.00	0.872	0.972	0.772	0.844	-3.211	Pass	12.10	10.000	
ZONA2	150.00	0.577	0.677	0.477	0.569	-1.386	Pass	8.16	10.000	
ZONA3	0.00	7.860	8.253	7.467	7.831	-0.369	Pass	62.35	5.555	
ZONA3	8.00	7.937	8.334	7.540	7.967	0.378	Pass	62.35	5.460	
ZONA3	16.00	8.177	8.586	7.768	8.208	0.379	Pass	62.35	5.300	
ZONA3	25.00	6.165	6.474	5.857	6.188	0.373	Pass	62.35	7.030	
ZONA3	45.00	3.685	3.869	3.501	3.671	-0.380	Pass	52.62	10.000	
ZONA3	65.00	2.875	3.019	2.731	2.863	-0.452	Pass	41.04	10.000	
ZONA3	85.00	2.616	2.746	2.485	2.603	-0.497	Pass	37.31	10.000	
ZONA3	100.00	2.646	2.778	2.514	2.533	-4.271	Pass	36.31	10.000	
ZONA3	125.00	0.872	0.972	0.772	0.844	-3.211	Pass	12.10	10.000	
ZONA3	150.00	0.577	0.677	0.477	0.569	-1.386	Pass	8.16	10.000	
ZONA4	-180.00	1.500	1.600	1.400	1.494	-0.400	Pass	21.41	10.000	
ZONA4	-150.00	0.398	0.498	0.298	0.396	-0.503	Pass	5.68	10.000	
ZONA4	-120.00	0.230	0.330	0.130	0.225	-0.435	Pass	3.28	10.000	
ZONA4	-90.00	0.199	0.299	0.099	0.198	-0.503	Pass	2.84	10.000	
ZONA4	-60.00	0.230	0.330	0.130	0.225	-0.435	Pass	3.28	10.000	
ZONA4	-30.00	0.398	0.498	0.298	0.393	-1.256	Pass	5.63	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

24-May-11

Tipo de falla

AN



Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

24-May-11

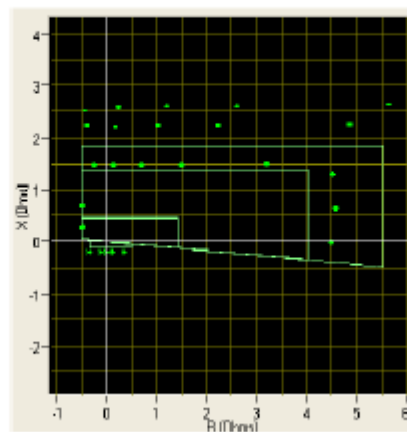
Tipo de falla		EN					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Numero de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	0.00	4.510	4.736	4.285	4.493	-0.377	Pass	62.35	9.683	
ZONA1	8.00	4.554	4.782	4.327	4.639	1.866	Pass	62.35	9.378	
ZONA1	16.00	4.692	4.926	4.457	4.710	0.384	Pass	62.35	9.236	
ZONA1	25.00	3.530	3.706	3.353	3.543	0.368	Pass	50.78	10.000	
ZONA1	45.00	2.110	2.215	2.004	2.104	-0.284	Pass	30.16	10.000	
ZONA1	65.00	1.646	1.746	1.546	1.646	-0.365	Pass	23.51	10.000	
ZONA1	85.00	1.497	1.597	1.397	1.491	-0.401	Pass	21.37	10.000	
ZONA1	100.00	1.515	1.615	1.415	1.509	-0.396	Pass	21.63	10.000	
ZONA1	125.00	0.872	0.972	0.772	0.844	-3.211	Pass	12.10	10.000	
ZONA1	150.00	0.577	0.677	0.477	0.569	-1.386	Pass	8.16	10.000	
ZONA2	0.00	6.770	7.108	6.431	6.745	-0.369	Pass	62.35	6.450	
ZONA2	8.00	6.837	7.178	6.495	6.863	0.380	Pass	62.35	6.339	
ZONA2	16.00	7.043	7.395	6.691	7.069	0.369	Pass	62.35	6.154	
ZONA2	25.00	5.295	5.560	5.030	5.355	1.133	Pass	62.35	8.124	
ZONA2	45.00	3.165	3.323	3.006	3.177	0.379	Pass	45.54	10.000	
ZONA2	65.00	2.469	2.592	2.346	2.475	0.243	Pass	35.47	10.000	
ZONA2	85.00	2.246	2.359	2.134	2.240	-0.267	Pass	32.11	10.000	
ZONA2	100.00	2.272	2.386	2.159	2.266	-0.264	Pass	32.48	10.000	
ZONA2	125.00	0.872	0.972	0.772	0.844	-3.211	Pass	12.10	10.000	
ZONA2	150.00	0.577	0.677	0.477	0.569	-1.386	Pass	8.16	10.000	
ZONA3	0.00	7.860	8.253	7.467	7.831	-0.369	Pass	62.35	5.555	
ZONA3	8.00	7.937	8.334	7.540	7.967	0.378	Pass	62.35	5.460	
ZONA3	16.00	8.177	8.586	7.768	8.208	0.379	Pass	62.35	5.300	
ZONA3	25.00	6.165	6.474	5.857	6.234	1.119	Pass	62.35	6.978	
ZONA3	45.00	3.685	3.869	3.501	3.673	-0.380	Pass	52.62	10.000	
ZONA3	65.00	2.875	3.019	2.731	2.862	-0.452	Pass	41.04	10.000	
ZONA3	85.00	2.616	2.746	2.485	2.603	-0.497	Pass	37.31	10.000	
ZONA3	100.00	2.646	2.778	2.514	2.558	-3.326	Pass	36.66	10.000	
ZONA3	125.00	0.872	0.972	0.772	0.844	-3.211	Pass	12.10	10.000	
ZONA3	150.00	0.577	0.677	0.477	0.569	-1.386	Pass	8.16	10.000	
ZONA4	-180.00	1.500	1.600	1.400	1.494	-0.400	Pass	21.41	10.000	
ZONA4	-150.00	0.398	0.498	0.298	0.400	0.503	Pass	5.73	10.000	
ZONA4	-120.00	0.230	0.330	0.130	0.229	-0.435	Pass	3.28	10.000	
ZONA4	-90.00	0.199	0.299	0.099	0.198	-0.503	Pass	2.84	10.000	
ZONA4	-60.00	0.230	0.330	0.130	0.229	-0.435	Pass	3.28	10.000	
ZONA4	-30.00	0.398	0.498	0.298	0.393	-1.256	Pass	5.63	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

24-May-11

Tipo de falla

EN



Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

24-May-11

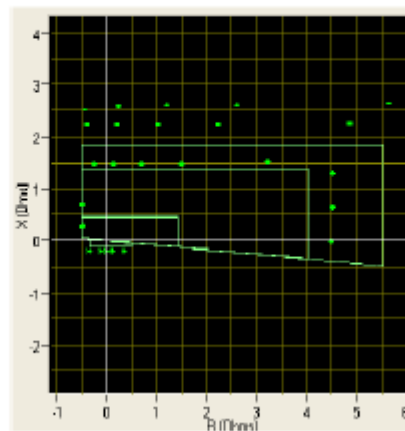
Tipo de falla		CN					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	0.00	4.510	4.736	4.285	4.493	-0.377	Pass	62.35	9.683	
ZONA1	8.00	4.554	4.782	4.327	4.571	0.373	Pass	62.35	9.517	
ZONA1	16.00	4.692	4.926	4.457	4.710	0.384	Pass	62.35	9.236	
ZONA1	25.00	3.530	3.706	3.353	3.570	1.133	Pass	51.17	10.000	
ZONA1	45.00	2.110	2.215	2.004	2.104	-0.284	Pass	30.16	10.000	
ZONA1	65.00	1.646	1.746	1.546	1.640	-0.365	Pass	23.51	10.000	
ZONA1	85.00	1.497	1.597	1.397	1.491	-0.401	Pass	21.37	10.000	
ZONA1	100.00	1.515	1.615	1.415	1.509	-0.396	Pass	21.63	10.000	
ZONA1	125.00	0.872	0.972	0.772	0.844	-3.211	Pass	12.10	10.000	
ZONA1	150.00	0.577	0.677	0.477	0.569	-1.386	Pass	8.16	10.000	
ZONA2	0.00	6.770	7.108	6.431	6.745	-0.369	Pass	62.35	6.450	
ZONA2	8.00	6.837	7.178	6.495	6.863	0.380	Pass	62.35	6.339	
ZONA2	16.00	7.043	7.395	6.691	7.069	0.369	Pass	62.35	6.154	
ZONA2	25.00	5.295	5.560	5.030	5.355	1.133	Pass	62.35	8.124	
ZONA2	45.00	3.165	3.323	3.006	3.177	0.379	Pass	45.54	10.000	
ZONA2	65.00	2.469	2.592	2.346	2.475	0.243	Pass	35.47	10.000	
ZONA2	85.00	2.246	2.359	2.134	2.252	0.267	Pass	32.28	10.000	
ZONA2	100.00	2.272	2.386	2.159	2.266	-0.264	Pass	32.48	10.000	
ZONA2	125.00	0.872	0.972	0.772	0.844	-3.211	Pass	12.10	10.000	
ZONA2	150.00	0.577	0.677	0.477	0.569	-1.386	Pass	8.16	10.000	
ZONA3	0.00	7.860	8.253	7.467	7.831	-0.369	Pass	62.35	5.555	
ZONA3	8.00	7.937	8.334	7.540	7.967	0.378	Pass	62.35	5.460	
ZONA3	16.00	8.177	8.586	7.768	8.208	0.379	Pass	62.35	5.300	
ZONA3	25.00	6.165	6.474	5.857	6.234	1.119	Pass	62.35	6.978	
ZONA3	45.00	3.685	3.869	3.501	3.677	-0.380	Pass	52.62	10.000	
ZONA3	65.00	2.875	3.019	2.731	2.862	-0.452	Pass	41.04	10.000	
ZONA3	85.00	2.616	2.746	2.485	2.603	-0.497	Pass	37.31	10.000	
ZONA3	100.00	2.646	2.778	2.514	2.558	-3.326	Pass	36.66	10.000	
ZONA3	125.00	0.872	0.972	0.772	0.844	-3.211	Pass	12.10	10.000	
ZONA3	150.00	0.577	0.677	0.477	0.569	-1.386	Pass	8.16	10.000	
ZONA4	-180.00	1.500	1.600	1.400	1.494	-0.400	Pass	21.41	10.000	
ZONA4	-150.00	0.398	0.498	0.298	0.400	0.503	Pass	5.73	10.000	
ZONA4	-120.00	0.230	0.330	0.130	0.225	-0.435	Pass	3.28	10.000	
ZONA4	-90.00	0.199	0.299	0.099	0.198	-0.503	Pass	2.84	10.000	
ZONA4	-60.00	0.230	0.330	0.130	0.225	-0.435	Pass	3.28	10.000	
ZONA4	-30.00	0.398	0.498	0.298	0.393	-1.256	Pass	5.63	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

24-May-11

Tipo de falla

CN



[ANEXO 46]

[Reporte Prueba de Tiempo. Característica Cuadrilateral Relé D60 S/E Tocoa. Línea Tocoa-Convento]

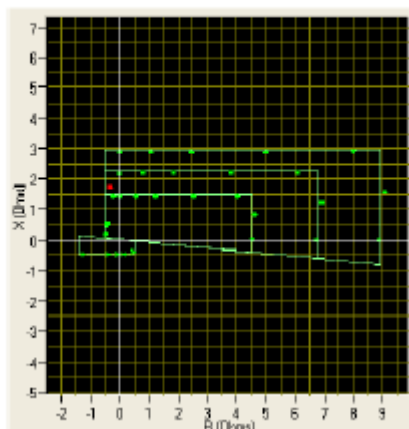
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		AN				Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Z _{exp} (Ohms)	Z _{max} (Ohms)	Z _{min} (Ohms)	Z _{act} (Ohms)				
ZONA1	0.00	4.514	4.740	4.289	4.531	0.377	Pass	62.35	9.601
ZONA1	10.00	4.584	4.813	4.355	4.670	1.876	Pass	62.35	9.316
ZONA1	20.00	4.367	4.585	4.148	4.285	-1.878	Pass	61.42	10.000
ZONA1	30.00	2.987	3.136	2.838	2.925	-2.076	Pass	41.91	10.000
ZONA1	50.00	1.950	2.050	1.850	1.906	-2.256	Pass	27.32	10.000
ZONA1	70.00	1.589	1.689	1.489	1.558	-1.951	Pass	22.33	10.000
ZONA1	90.00	1.493	1.593	1.393	1.462	-2.076	Pass	20.95	10.000
ZONA1	100.00	1.517	1.617	1.417	1.475	-2.900	Pass	21.11	10.000
ZONA1	130.00	0.778	0.878	0.678	0.685	-11.697	Pass	9.85	10.000
ZONA1	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000
ZONA2	0.00	6.772	7.110	6.433	6.747	-0.369	Pass	62.35	6.448
ZONA2	10.00	6.876	7.220	6.532	7.005	1.876	Pass	62.35	6.210
ZONA2	20.00	6.563	6.892	6.235	6.489	-1.128	Pass	62.35	6.704
ZONA2	30.00	4.490	4.714	4.265	4.406	-1.871	Pass	62.35	9.874
ZONA2	50.00	2.930	3.077	2.784	2.868	-2.116	Pass	41.09	10.000
ZONA2	70.00	2.389	2.508	2.269	2.335	-2.344	Pass	33.44	10.000
ZONA2	90.00	2.245	2.357	2.133	2.189	-2.494	Pass	31.37	10.000
ZONA2	100.00	2.279	2.393	2.165	1.785	-21.676	Fail	25.58	10.000
ZONA2	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000
ZONA2	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000
ZONA3	0.00	8.905	9.350	8.459	8.872	-0.371	Pass	62.35	4.903
ZONA3	10.00	9.042	9.494	8.590	9.211	1.869	Pass	62.35	4.723
ZONA3	20.00	8.631	9.062	8.199	8.534	-1.124	Pass	62.35	5.098
ZONA3	30.00	5.904	6.199	5.608	5.795	-1.880	Pass	62.35	7.510
ZONA3	50.00	3.853	4.046	3.661	3.781	-1.869	Pass	54.19	10.000
ZONA3	70.00	3.141	3.298	2.984	3.079	-1.974	Pass	44.12	10.000
ZONA3	90.00	2.952	3.099	2.804	2.889	-2.134	Pass	41.42	10.000
ZONA3	100.00	2.879	3.023	2.735	1.785	-37.999	Fail	25.58	10.000
ZONA3	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000
ZONA3	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000
ZONA4	-160.00	1.367	1.467	1.267	1.348	-1.390	Pass	19.32	10.000
ZONA4	-130.00	0.610	0.710	0.510	0.596	-2.295	Pass	8.54	10.000
ZONA4	-100.00	0.475	0.575	0.375	0.464	-2.316	Pass	6.65	10.000
ZONA4	-70.00	0.498	0.598	0.398	0.487	-2.209	Pass	6.98	10.000
ZONA4	-40.00	0.653	0.753	0.553	0.598	-8.423	Pass	8.57	10.000

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

AN

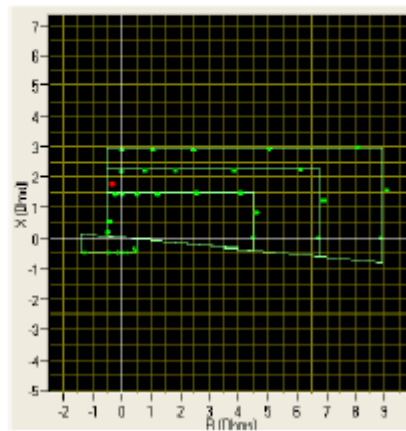


Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		BN					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	0.00	4.514	4.740	4.289	4.497	-0.377	Pass	62.35	9.674	
ZONA1	10.00	4.584	4.813	4.355	4.670	1.876	Pass	62.35	9.316	
ZONA1	20.00	4.367	4.585	4.148	4.318	-1.122	Pass	61.89	10.000	
ZONA1	30.00	2.987	3.136	2.838	2.950	-1.239	Pass	42.27	10.000	
ZONA1	50.00	1.950	2.050	1.850	1.906	-2.256	Pass	27.32	10.000	
ZONA1	70.00	1.589	1.689	1.489	1.545	-2.769	Pass	22.14	10.000	
ZONA1	90.00	1.493	1.593	1.393	1.449	-2.947	Pass	20.77	10.000	
ZONA1	100.00	1.517	1.617	1.417	1.473	-2.900	Pass	21.11	10.000	
ZONA1	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000	
ZONA1	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000	
ZONA2	0.00	6.772	7.110	6.433	6.747	-0.369	Pass	62.35	6.448	
ZONA2	10.00	6.876	7.220	6.532	7.005	1.876	Pass	62.35	6.210	
ZONA2	20.00	6.563	6.892	6.235	6.538	-0.381	Pass	62.35	6.654	
ZONA2	30.00	4.490	4.714	4.265	4.439	-1.136	Pass	62.35	9.800	
ZONA2	50.00	2.930	3.077	2.784	2.868	-2.116	Pass	41.09	10.000	
ZONA2	70.00	2.389	2.508	2.269	2.333	-2.344	Pass	33.44	10.000	
ZONA2	90.00	2.245	2.357	2.133	2.189	-2.494	Pass	31.37	10.000	
ZONA2	100.00	2.279	2.393	2.165	1.798	-21.106	Fail	25.77	10.000	
ZONA2	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000	
ZONA2	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000	
ZONA3	0.00	8.905	9.350	8.459	8.872	-0.371	Pass	62.35	4.903	
ZONA3	10.00	9.042	9.494	8.590	9.211	1.869	Pass	62.35	4.723	
ZONA3	20.00	8.631	9.062	8.199	8.599	-0.371	Pass	62.35	5.059	
ZONA3	30.00	5.904	6.199	5.608	5.838	-1.118	Pass	62.35	7.452	
ZONA3	50.00	3.853	4.046	3.661	3.781	-1.869	Pass	54.19	10.000	
ZONA3	70.00	3.141	3.298	2.984	3.075	-1.974	Pass	44.12	10.000	
ZONA3	90.00	2.952	3.099	2.804	2.889	-2.134	Pass	41.42	10.000	
ZONA3	100.00	2.879	3.023	2.735	1.798	-37.548	Fail	25.77	10.000	
ZONA3	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000	
ZONA3	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000	
ZONA4	-160.00	1.367	1.467	1.267	1.361	-0.439	Pass	19.51	10.000	
ZONA4	-130.00	0.610	0.710	0.510	0.599	-1.803	Pass	8.59	10.000	
ZONA4	-100.00	0.475	0.575	0.375	0.464	-2.316	Pass	6.65	10.000	
ZONA4	-70.00	0.498	0.598	0.398	0.484	-2.811	Pass	6.94	10.000	
ZONA4	-40.00	0.653	0.753	0.553	0.598	-8.423	Pass	8.57	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

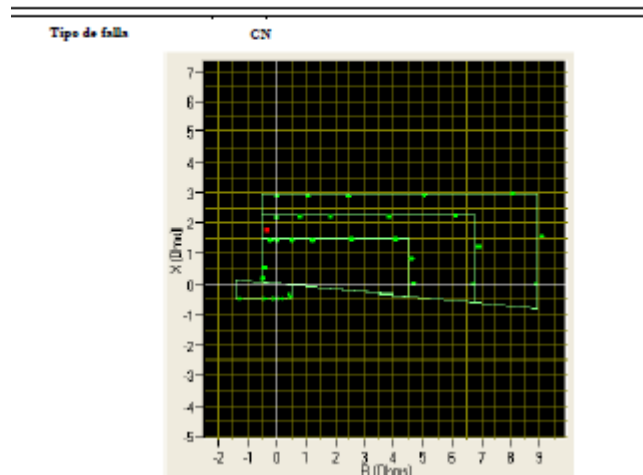
Tipo de falla BN



Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		CN					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	0.00	4.514	4.740	4.289	4.700	4.121	Pass	62.35	9.256	
ZONA1	10.00	4.584	4.813	4.355	4.670	1.876	Pass	62.35	9.316	
ZONA1	20.00	4.367	4.585	4.148	4.318	-1.122	Pass	61.89	10.000	
ZONA1	30.00	2.987	3.136	2.838	2.950	-1.239	Pass	42.27	10.000	
ZONA1	50.00	1.950	2.050	1.850	1.908	-2.256	Pass	27.32	10.000	
ZONA1	70.00	1.589	1.689	1.489	1.545	-2.769	Pass	22.14	10.000	
ZONA1	90.00	1.493	1.593	1.393	1.448	-2.947	Pass	20.77	10.000	
ZONA1	100.00	1.517	1.617	1.417	1.473	-2.900	Pass	21.11	10.000	
ZONA1	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000	
ZONA1	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000	
ZONA2	0.00	6.772	7.110	6.433	6.747	-0.369	Pass	62.35	6.448	
ZONA2	10.00	6.876	7.220	6.532	7.005	1.876	Pass	62.35	6.210	
ZONA2	20.00	6.563	6.892	6.235	6.538	-0.381	Pass	62.35	6.654	
ZONA2	30.00	4.490	4.714	4.265	4.439	-1.136	Pass	62.35	9.800	
ZONA2	50.00	2.930	3.077	2.784	2.868	-2.116	Pass	41.09	10.000	
ZONA2	70.00	2.389	2.508	2.269	2.333	-2.344	Pass	33.44	10.000	
ZONA2	90.00	2.245	2.357	2.133	2.189	-2.494	Pass	31.37	10.000	
ZONA2	100.00	2.279	2.393	2.165	1.798	-21.106	Fail	25.77	10.000	
ZONA2	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000	
ZONA2	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000	
ZONA3	0.00	8.905	9.350	8.459	8.872	-0.371	Pass	62.35	4.903	
ZONA3	10.00	9.042	9.494	8.590	9.211	1.869	Pass	62.35	4.723	
ZONA3	20.00	8.631	9.062	8.199	8.599	-0.371	Pass	62.35	5.059	
ZONA3	30.00	5.904	6.199	5.608	5.838	-1.118	Pass	62.35	7.452	
ZONA3	50.00	3.853	4.046	3.661	3.781	-1.869	Pass	54.19	10.000	
ZONA3	70.00	3.141	3.298	2.984	3.075	-1.974	Pass	44.12	10.000	
ZONA3	90.00	2.952	3.099	2.804	2.889	-2.134	Pass	41.42	10.000	
ZONA3	100.00	2.879	3.023	2.735				0.00	0.000	
ZONA3	130.00	0.778	0.878	0.678	0.694	-10.797	Pass	9.95	10.000	
ZONA3	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.34	10.000	
ZONA4	-160.00	1.367	1.467	1.267	1.361	-0.439	Pass	19.51	10.000	
ZONA4	-130.00	0.610	0.710	0.510	0.599	-1.803	Pass	8.59	10.000	
ZONA4	-100.00	0.475	0.575	0.375	0.464	-2.316	Pass	6.65	10.000	
ZONA4	-70.00	0.498	0.598	0.398	0.484	-2.811	Pass	6.94	10.000	
ZONA4	-40.00	0.653	0.753	0.553	0.598	-8.423	Pass	8.57	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia



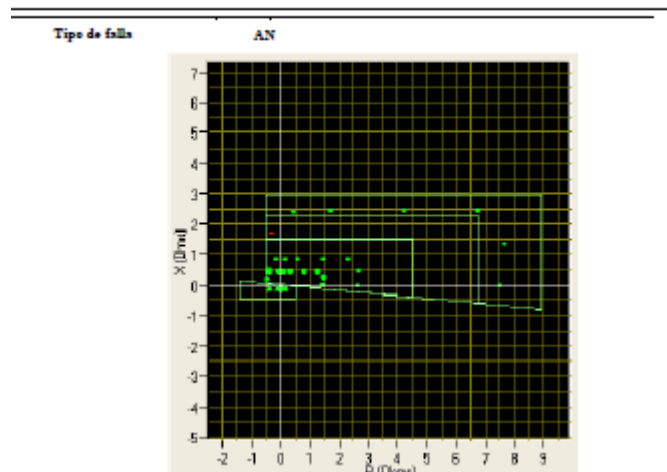
[ANEXO 47]

[Reporte Prueba de Tiempo. Característica Cuadrilateral Relé D60 S/E Boyacá. Línea Boyacá-Convento]

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		AN				Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba (A)
Nombre de zona	Ángulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)				
ZONA1	0.00	1.422	1.522	1.322	1.416	-0.422	Pass	21.24	10.000
ZONA1	10.00	1.444	1.544	1.344	1.475	2.147	Pass	22.13	10.000
ZONA1	20.00	1.376	1.476	1.276	1.345	-2.253	Pass	20.18	10.000
ZONA1	30.00	0.941	1.041	0.841	0.913	-2.976	Pass	13.70	10.000
ZONA1	55.00	0.574	0.674	0.474	0.557	-2.962	Pass	8.36	10.000
ZONA1	80.00	0.478	0.578	0.378	0.461	-3.556	Pass	6.92	10.000
ZONA1	100.00	0.478	0.578	0.378	0.461	-3.556	Pass	6.92	10.000
ZONA1	130.00	0.614	0.714	0.514	0.591	-3.746	Pass	8.87	10.000
ZONA1	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.68	10.000
ZONA2	0.00	2.628	2.759	2.497	2.641	0.495	Pass	39.62	10.000
ZONA2	10.00	2.669	2.802	2.535	2.731	2.323	Pass	40.97	10.000
ZONA2	20.00	2.547	2.675	2.420	2.478	-2.709	Pass	37.17	10.000
ZONA2	30.00	1.742	1.842	1.642	1.688	-3.215	Pass	25.29	10.000
ZONA2	55.00	1.064	1.164	0.964	1.030	-3.195	Pass	15.45	10.000
ZONA2	80.00	0.885	0.985	0.785	0.857	-3.164	Pass	12.86	10.000
ZONA2	100.00	0.885	0.985	0.785	0.851	-3.842	Pass	12.77	10.000
ZONA2	130.00	0.778	0.878	0.678	0.687	-11.697	Pass	10.31	10.000
ZONA2	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.68	10.000
ZONA3	0.00	7.525	7.902	7.149	7.497	-0.372	Pass	62.35	5.545
ZONA3	10.00	7.642	8.024	7.260	7.785	1.871	Pass	62.35	5.340
ZONA3	20.00	7.294	7.659	6.929	7.157	-1.878	Pass	62.35	5.808
ZONA3	30.00	4.990	5.239	4.740	4.856	-2.625	Pass	62.35	8.555
ZONA3	55.00	3.046	3.198	2.893	2.959	-2.856	Pass	44.39	10.000
ZONA3	80.00	2.533	2.660	2.407	2.453	-3.198	Pass	36.78	10.000
ZONA3	100.00	2.533	2.660	2.407	1.752	-30.833	Fail	26.28	10.000
ZONA3	130.00	0.778	0.878	0.678	0.687	-11.697	Pass	10.31	10.000
ZONA3	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.68	10.000
ZONA4	-160.00	0.431	0.531	0.331	0.426	-1.160	Pass	6.39	10.000
ZONA4	-130.00	0.192	0.292	0.092	0.191	-0.521	Pass	2.87	10.000
ZONA4	-100.00	0.150	0.250	0.050	0.147	-2.000	Pass	2.21	10.000
ZONA4	-70.00	0.157	0.257	0.057	0.154	-1.911	Pass	2.31	10.000
ZONA4	-40.00	0.229	0.329	0.129	0.225	-1.747	Pass	3.38	10.000

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia



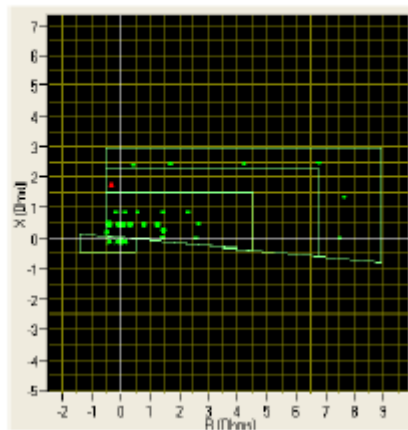
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		EN					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Ángulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	0.00	1.422	1.522	1.322	1.416	-0.422	Pass	21.24	10.000	
ZONA1	10.00	1.444	1.544	1.344	1.475	2.147	Pass	22.13	10.000	
ZONA1	20.00	1.376	1.476	1.276	1.345	-2.253	Pass	20.18	10.000	
ZONA1	30.00	0.941	1.041	0.841	0.913	-2.976	Pass	13.70	10.000	
ZONA1	55.00	0.574	0.674	0.474	0.557	-2.962	Pass	8.36	10.000	
ZONA1	80.00	0.478	0.578	0.378	0.463	-3.556	Pass	6.92	10.000	
ZONA1	100.00	0.478	0.578	0.378	0.463	-3.556	Pass	6.92	10.000	
ZONA1	130.00	0.614	0.714	0.514	0.587	-4.397	Pass	8.81	10.000	
ZONA1	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.68	10.000	
ZONA2	0.00	2.628	2.759	2.497	2.616	-0.457	Pass	39.24	10.000	
ZONA2	10.00	2.669	2.802	2.535	2.731	2.323	Pass	40.97	10.000	
ZONA2	20.00	2.547	2.675	2.420	2.491	-2.199	Pass	37.37	10.000	
ZONA2	30.00	1.742	1.842	1.642	1.698	-2.526	Pass	25.47	10.000	
ZONA2	55.00	1.064	1.164	0.964	1.030	-3.195	Pass	15.45	10.000	
ZONA2	80.00	0.885	0.985	0.785	0.851	-3.842	Pass	12.77	10.000	
ZONA2	100.00	0.885	0.985	0.785	0.851	-3.842	Pass	12.77	10.000	
ZONA2	130.00	0.778	0.878	0.678	0.687	-11.697	Pass	10.31	10.000	
ZONA2	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.68	10.000	
ZONA3	0.00	7.525	7.902	7.149	7.497	-0.372	Pass	62.35	5.545	
ZONA3	10.00	7.642	8.024	7.260	7.785	1.871	Pass	62.35	5.340	
ZONA3	20.00	7.294	7.659	6.929	7.212	-1.124	Pass	62.35	5.764	
ZONA3	30.00	4.990	5.239	4.740	4.859	-2.625	Pass	62.35	8.555	
ZONA3	55.00	3.046	3.198	2.893	2.959	-2.856	Pass	44.39	10.000	
ZONA3	80.00	2.533	2.660	2.407	2.452	-3.198	Pass	36.78	10.000	
ZONA3	100.00	2.533	2.660	2.407	1.764	-30.359	Fail	26.46	10.000	
ZONA3	130.00	0.778	0.878	0.678	0.687	-11.697	Pass	10.31	10.000	
ZONA3	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.68	10.000	
ZONA4	-160.00	0.431	0.531	0.331	0.433	0.464	Pass	6.50	10.000	
ZONA4	-130.00	0.192	0.292	0.092	0.191	-0.521	Pass	2.87	10.000	
ZONA4	-100.00	0.150	0.250	0.050	0.147	-2.000	Pass	2.21	10.000	
ZONA4	-70.00	0.157	0.257	0.057	0.154	-1.911	Pass	2.31	10.000	
ZONA4	-40.00	0.229	0.329	0.129	0.225	-1.747	Pass	3.38	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

EN



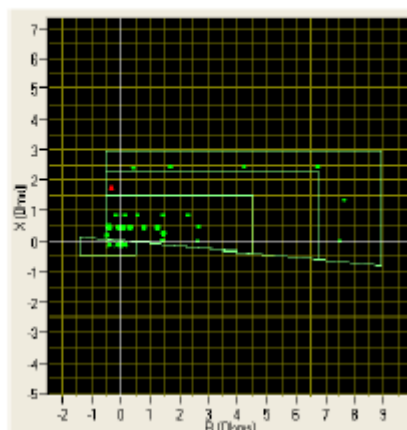
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		CN					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	0.00	1.422	1.522	1.322	1.416	-0.422	Pass	21.24	10.000	
ZONA1	10.00	1.444	1.544	1.344	1.475	2.147	Pass	22.13	10.000	
ZONA1	20.00	1.376	1.476	1.276	1.345	-2.253	Pass	20.18	10.000	
ZONA1	30.00	0.941	1.041	0.841	0.919	-2.338	Pass	13.79	10.000	
ZONA1	55.00	0.574	0.674	0.474	0.557	-2.962	Pass	8.36	10.000	
ZONA1	80.00	0.478	0.578	0.378	0.461	-3.556	Pass	6.92	10.000	
ZONA1	100.00	0.478	0.578	0.378	0.461	-3.556	Pass	6.92	10.000	
ZONA1	130.00	0.614	0.714	0.514	0.591	-3.746	Pass	8.87	10.000	
ZONA1	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.68	10.000	
ZONA2	0.00	2.628	2.759	2.497	2.641	0.495	Pass	39.62	10.000	
ZONA2	10.00	2.669	2.802	2.535	2.731	2.323	Pass	40.97	10.000	
ZONA2	20.00	2.547	2.675	2.420	2.491	-2.199	Pass	37.37	10.000	
ZONA2	30.00	1.742	1.842	1.642	1.698	-2.526	Pass	25.47	10.000	
ZONA2	55.00	1.064	1.164	0.964	1.030	-3.195	Pass	15.45	10.000	
ZONA2	80.00	0.885	0.985	0.785	0.857	-3.164	Pass	12.86	10.000	
ZONA2	100.00	0.885	0.985	0.785	0.851	-3.842	Pass	12.77	10.000	
ZONA2	130.00	0.778	0.878	0.678	0.687	-11.697	Pass	10.31	10.000	
ZONA2	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.68	10.000	
ZONA3	0.00	7.525	7.902	7.149	7.497	-0.372	Pass	62.35	5.545	
ZONA3	10.00	7.642	8.024	7.260	7.785	1.871	Pass	62.35	5.340	
ZONA3	20.00	7.294	7.659	6.929	7.157	-1.878	Pass	62.35	5.808	
ZONA3	30.00	4.990	5.239	4.740	4.859	-2.625	Pass	62.35	8.555	
ZONA3	55.00	3.046	3.198	2.893	2.959	-2.856	Pass	44.39	10.000	
ZONA3	80.00	2.533	2.660	2.407	2.452	-3.198	Pass	36.78	10.000	
ZONA3	100.00	2.533	2.660	2.407	1.764	-30.359	Fail	26.46	10.000	
ZONA3	130.00	0.778	0.878	0.678	0.687	-11.697	Pass	10.31	10.000	
ZONA3	160.00	0.532	0.632	0.432	0.512	-3.759	Pass	7.68	10.000	
ZONA4	-160.00	0.431	0.531	0.331	0.429	-0.464	Pass	6.44	10.000	
ZONA4	-130.00	0.192	0.292	0.092	0.191	-0.521	Pass	2.87	10.000	
ZONA4	-100.00	0.150	0.250	0.050	0.147	-2.000	Pass	2.21	10.000	
ZONA4	-70.00	0.157	0.257	0.057	0.154	-1.911	Pass	2.31	10.000	
ZONA4	-40.00	0.229	0.329	0.129	0.225	-1.747	Pass	3.38	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

CN



[ANEXO 48]

[Reporte Prueba de Tiempo. Característica Mho Relé D60 S/E Convento. Línea
Tacoa-Convento]

Informe de prueba de Tiempo de Operación de relé de impedancia

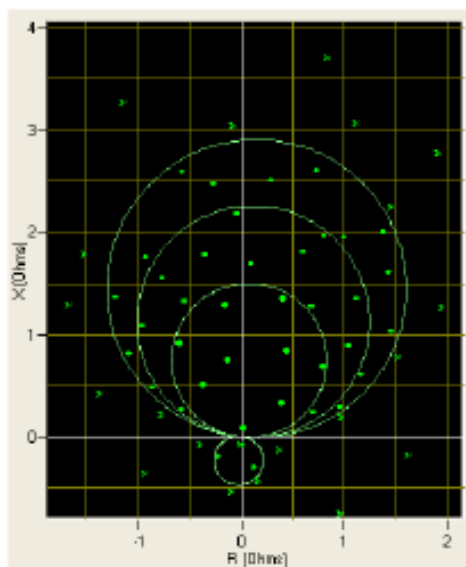
Tipo de falla		AB											
Z (Ohms)	Ángulo (Deg)	% Zona	Zona	T _{exp} (ms)	T _{act} (ms)	Eval	T _{min} (ms)	T _{max} (ms)	Error %	R (Ohms)	X (Ohms)	V _{Test} (V)	I _{Test} (A)
0.693	78.75	6.21	ZONA1	0.0	22.9	Pass	0.0	30.0	-	0.038	0.091	1.86	10.000
0.630	125.37	55.97	ZONA1	0.0	29.3	Pass	0.0	30.0	-	-0.365	0.514	12.60	10.000
1.098	122.76	93.91	ZONA1	0.0	52.8	Pass	0.0	550.0	-	-0.594	0.923	21.96	10.000
0.767	99.17	52.99	ZONA1	0.0	28.8	Pass	0.0	30.0	-	-0.122	0.757	15.34	10.000
1.304	96.51	89.03	ZONA1	0.0	37.8	Pass	0.0	258.7	-	-0.148	1.296	26.08	10.000
1.417	73.57	96.07	ZONA1	0.0	50.3	Pass	0.0	550.0	-	0.401	1.359	28.34	10.000
0.954	62.39	68.32	ZONA1	0.0	27.2	Pass	0.0	30.0	-	0.439	0.847	19.08	10.000
0.512	40.76	46.89	ZONA1	0.0	25.3	Pass	0.0	30.0	-	0.388	0.334	10.24	10.000
1.056	41.03	96.20	ZONA1	0.0	54.5	Pass	0.0	550.0	-	0.797	0.693	21.12	10.000
0.748	19.30	78.06	ZONA2	500.0	534.0	Pass	450.0	551.1	6.80	0.707	0.245	14.96	10.000
0.630	154.57	83.79	ZONA2	500.0	537.6	Pass	450.0	575.6	7.52	-0.569	0.270	12.60	10.000
1.447	131.11	94.09	ZONA2	500.0	533.9	Pass	450.0	811.4	6.78	-0.951	1.090	28.94	10.000
1.440	112.36	72.28	ZONA2	500.0	527.2	Pass	0.0	550.0	5.44	-0.543	1.334	28.80	10.000
1.728	116.10	90.25	ZONA2	500.0	527.2	Pass	450.0	683.3	5.44	-0.760	1.552	34.56	10.000
1.814	100.78	83.84	ZONA2	500.0	529.1	Pass	450.0	576.0	5.82	-0.339	1.782	36.38	10.000
2.180	90.87	97.14	ZONA2	500.0	532.1	Pass	450.0	1.100.0	6.42	-0.033	2.180	43.60	10.000
1.895	86.80	75.10	ZONA2	500.0	526.4	Pass	450.0	550.0	5.28	0.095	1.692	33.90	10.000
2.122	67.58	97.88	ZONA2	500.0	532.7	Pass	450.0	1.100.0	6.54	0.809	1.962	42.44	10.000
1.906	71.49	86.40	ZONA2	500.0	527.2	Pass	450.0	605.8	5.44	0.665	1.807	38.12	10.000
1.452	62.01	69.31	ZONA2	500.0	523.7	Pass	0.0	550.0	4.74	0.681	1.282	29.04	10.000
1.767	50.31	93.95	ZONA2	500.0	533.1	Pass	450.0	805.4	6.62	1.128	1.360	35.34	10.000
1.383	40.30	84.37	ZONA2	500.0	527.4	Pass	450.0	580.9	5.48	1.052	0.898	27.66	10.000
0.991	150.48	85.34	ZONA3	1.000.0	1.031.5	Pass	900.0	1.141.6	3.15	-0.962	0.488	19.82	10.000
1.366	143.05	91.31	ZONA3	1.000.0	1.031.7	Pass	900.0	1.262.9	3.17	-1.062	0.821	27.32	10.000
1.836	131.63	93.61	ZONA3	1.000.0	1.028.8	Pass	900.0	1.342.3	2.88	-1.220	1.372	36.72	10.000
1.986	117.80	82.12	ZONA3	1.000.0	1.026.2	Pass	900.0	1.113.6	2.62	-0.926	1.757	39.72	10.000
2.651	102.39	96.00	ZONA3	1.000.0	1.028.6	Pass	900.0	NoOp	2.86	-0.569	2.589	53.02	10.000
2.488	96.06	87.42	ZONA3	1.000.0	1.026.4	Pass	900.0	1.172.1	2.64	-0.263	2.474	49.76	10.000
2.703	74.27	94.25	ZONA3	1.000.0	1.028.5	Pass	900.0	1.368.0	2.85	0.733	2.602	54.06	10.000
2.529	83.30	86.90	ZONA3	1.000.0	1.027.1	Pass	900.0	1.163.4	2.71	0.286	2.513	50.58	10.000
2.191	62.82	80.73	ZONA3	1.000.0	1.026.4	Pass	450.0	1.107.1	2.64	1.001	1.949	43.82	10.000
2.432	55.33	95.25	ZONA3	1.000.0	1.034.8	Pass	900.0	NoOp	3.48	1.384	2.000	48.64	10.000
2.151	48.17	91.17	ZONA3	1.000.0	1.029.7	Pass	900.0	1.258.8	2.97	1.434	1.603	43.02	10.000
1.792	35.44	93.05	ZONA3	1.000.0	1.033.3	Pass	900.0	1.320.8	3.33	1.460	1.039	35.84	10.000
1.319	27.85	81.39	ZONA3	1.000.0	1.024.5	Pass	450.0	1.109.8	2.45	1.166	0.616	26.38	10.000
1.907	17.30	88.19	ZONA3	1.000.0	1.030.4	Pass	900.0	1.186.3	3.04	0.962	0.296	20.14	10.000
0.396	341.34	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.375	-0.127	7.92	10.000
0.385	191.31	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.378	-0.076	7.70	10.000
0.791	163.92	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.760	0.219	15.82	10.000
1.425	162.68	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.360	0.424	28.50	10.000
2.110	142.14	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.666	1.295	42.20	10.000
2.338	130.33	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.513	1.782	46.76	10.000

Doble

Informe de prueba de Tiempo de Operación de relé de impedancia

Tipo de falla		AB												
Z (Ohms)	Angulo (Deg)	0t Zona	Zona	Texp (ms)	Tact (ms)	Eval	Tmin (ms)	Tmax (ms)	Error 0t	R (Ohms)	X (Ohms)	VTest (V)	ITest (A)	
3.438	109.08	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.130	3.268	69.16	10.000	
3.038	91.30	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.058	3.037	60.76	10.000	
3.800	77.11	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.848	3.704	76.00	10.000	
3.376	55.09	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.932	2.769	67.52	10.000	
2.684	56.72	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	900.0	NoOp	-	1.473	2.244	53.68	10.000	
3.264	69.78	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.128	3.063	65.28	10.000	
2.344	32.80	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.970	1.270	46.88	10.000	
1.724	27.00	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.536	0.783	34.48	10.000	
1.648	353.80	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.638	-0.178	32.96	10.000	
1.007	11.08	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.988	0.194	20.14	10.000	
1.253	322.27	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.975	-0.755	24.66	10.000	
0.993	201.30	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.926	-0.358	19.86	10.000	
0.541	262.44	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.071	-0.536	10.82	10.000	
0.317	292.29	76.59	ZONA4	2.500.0	2.533.3	Pass	2.250.0	2.750.2	1.33	0.120	-0.289	6.34	10.000	
0.285	222.04	81.52	ZONA4	2.500.0	2.538.8	Pass	2.250.0	2.760.4	1.55	-0.212	-0.191	5.70	10.000	
0.076	274.02	16.35	ZONA4	2.500.0	2.522.4	Pass	2.250.0	2.750.0	0.90	0.065	-0.076	1.52	10.000	
0.467	291.52	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.171	-0.434	9.34	10.000	

Tipo de falla AB



Informe de prueba de Tiempo de Operación de relé de impedancia

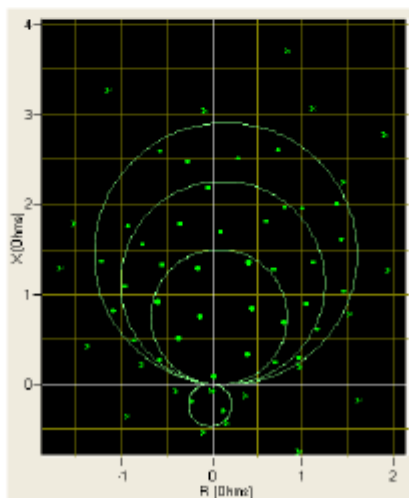
Tipo de falla		BC											
Z (Ohms)	Ángulo (Degr)	% Zona	Zona	Temp (ms)	Tact (ms)	Eval	Tmin (ms)	Tmax (ms)	Error %	R (Ohms)	X (Ohms)	VTest (V)	ITest (A)
0.003	78.75	6.21	ZONA1	0.0	23.3	Pass	0.0	30.0	-	0.018	0.091	1.86	10.000
0.630	125.37	55.97	ZONA1	0.0	29.4	Pass	0.0	30.0	-	-0.365	0.514	12.60	10.000
1.008	122.76	93.91	ZONA1	0.0	52.2	Pass	0.0	550.0	-	-0.594	0.923	21.96	10.000
0.767	99.17	52.99	ZONA1	0.0	25.9	Pass	0.0	30.0	-	-0.122	0.757	15.34	10.000
1.304	96.51	89.03	ZONA1	0.0	36.4	Pass	0.0	258.7	-	-0.148	1.296	26.08	10.000
1.417	73.57	96.07	ZONA1	0.0	55.3	Pass	0.0	550.0	-	0.401	1.359	28.34	10.000
0.954	62.59	68.32	ZONA1	0.0	29.2	Pass	0.0	30.0	-	0.439	0.847	19.08	10.000
0.512	40.76	46.89	ZONA1	0.0	25.6	Pass	0.0	30.0	-	0.388	0.334	10.24	10.000
1.056	41.03	96.20	ZONA1	0.0	55.7	Pass	0.0	550.0	-	0.797	0.693	21.12	10.000
0.748	19.30	78.06	ZONA2	500.0	523.5	Pass	450.0	551.1	4.70	0.707	0.245	14.96	10.000
0.630	154.57	83.79	ZONA2	500.0	529.6	Pass	450.0	575.6	5.92	-0.569	0.270	12.60	10.000
1.447	131.11	94.09	ZONA2	500.0	534.8	Pass	450.0	811.4	6.96	-0.951	1.090	28.94	10.000
1.440	112.36	72.28	ZONA2	500.0	524.7	Pass	0.0	550.0	4.94	-0.543	1.334	28.80	10.000
1.728	116.30	90.25	ZONA2	500.0	529.0	Pass	450.0	683.3	5.80	-0.760	1.552	34.56	10.000
1.814	100.78	83.84	ZONA2	500.0	526.1	Pass	450.0	576.0	5.22	-0.339	1.782	36.28	10.000
2.180	90.87	97.14	ZONA2	500.0	537.5	Pass	450.0	1.100.0	7.50	-0.033	2.180	43.60	10.000
1.695	86.80	75.10	ZONA2	500.0	526.5	Pass	450.0	550.0	5.30	0.095	1.692	33.90	10.000
2.122	67.58	97.88	ZONA2	500.0	533.6	Pass	450.0	1.100.0	6.72	0.809	1.962	42.44	10.000
1.906	71.49	86.40	ZONA2	500.0	526.4	Pass	450.0	605.8	5.28	0.605	1.807	38.12	10.000
1.452	62.01	69.31	ZONA2	500.0	523.6	Pass	0.0	550.0	4.72	0.681	1.282	29.04	10.000
1.767	50.31	93.95	ZONA2	500.0	531.6	Pass	450.0	805.4	6.32	1.128	1.360	35.34	10.000
1.303	40.50	84.37	ZONA2	500.0	526.3	Pass	450.0	580.9	5.26	1.052	0.898	27.66	10.000
0.991	150.48	85.54	ZONA3	1.000.0	1.028.2	Pass	900.0	1.141.6	2.82	-0.862	0.488	19.82	10.000
1.366	143.05	91.31	ZONA3	1.000.0	1.029.7	Pass	900.0	1.262.9	2.97	-1.082	0.821	27.32	10.000
1.836	131.63	93.61	ZONA3	1.000.0	1.028.3	Pass	900.0	1.342.3	2.83	-1.220	1.372	36.72	10.000
1.986	117.80	82.12	ZONA3	1.000.0	1.026.8	Pass	900.0	1.113.6	2.68	-0.926	1.757	39.72	10.000
2.651	102.39	96.00	ZONA3	1.000.0	1.028.5	Pass	900.0	NoOp	2.85	-0.569	2.589	53.02	10.000
2.408	96.06	87.42	ZONA3	1.000.0	1.027.6	Pass	900.0	1.172.1	2.76	-0.263	2.474	49.76	10.000
2.703	74.27	94.25	ZONA3	1.000.0	1.029.7	Pass	900.0	1.368.0	2.97	0.733	2.602	54.06	10.000
2.529	83.50	86.90	ZONA3	1.000.0	1.026.7	Pass	900.0	1.163.4	2.67	0.286	2.513	50.58	10.000
2.191	62.82	80.73	ZONA3	1.000.0	1.026.2	Pass	450.0	1.107.1	2.62	1.001	1.949	43.82	10.000
2.432	55.33	95.25	ZONA3	1.000.0	1.030.7	Pass	900.0	NoOp	3.07	1.384	2.000	48.64	10.000
2.151	48.17	91.17	ZONA3	1.000.0	1.028.1	Pass	900.0	1.258.8	2.81	1.434	1.603	43.02	10.000
1.792	35.44	93.05	ZONA3	1.000.0	1.034.3	Pass	900.0	1.320.8	3.43	1.460	1.039	35.84	10.000
1.319	27.85	81.39	ZONA3	1.000.0	1.021.3	Pass	450.0	1.109.8	2.13	1.166	0.616	26.38	10.000
1.007	17.30	88.19	ZONA3	1.000.0	1.023.9	Pass	900.0	1.186.3	2.39	0.962	0.296	20.14	10.000
0.396	341.34	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.375	-0.127	7.92	10.000
0.385	191.31	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.378	-0.076	7.70	10.000
0.791	163.92	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.760	0.219	15.82	10.000
1.425	162.68	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.360	0.424	28.50	10.000
2.110	142.34	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.666	1.295	42.20	10.000
2.338	130.33	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.513	1.782	46.76	10.000

Doble

Informe de prueba de Tiempo de Operación de relé de impedancia

Tipo de falla		BC											
Z (Ohms)	Ángulo (Deg)	θ0Z0	Z0	Texp (ms)	Tact (ms)	Eval	Tmin (ms)	Tmax (ms)	Error θ0	R (Ohms)	X (Ohms)	VTest (V)	ITest (A)
3.458	109.08	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.130	3.268	69.16	10.000
3.038	91.30	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.058	3.037	60.76	10.000
3.800	77.11	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.848	3.704	76.00	10.000
3.376	55.09	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.932	2.769	67.52	10.000
2.684	56.72	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	900.0	NoOp	-	1.473	2.244	53.68	10.000
3.264	69.78	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.128	3.063	65.28	10.000
2.344	32.80	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.970	1.270	46.88	10.000
1.724	27.00	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.536	0.783	34.48	10.000
1.648	353.80	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.638	-0.178	32.96	10.000
1.007	11.08	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.988	0.194	20.34	10.000
1.233	322.27	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.975	-0.755	24.66	10.000
0.993	201.30	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.926	-0.358	19.86	10.000
0.541	262.44	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.071	-0.536	10.82	10.000
0.317	292.29	76.59	ZONA4	2.500.0	2.538.0	Pass	2.250.0	2.750.2	1.52	0.120	-0.269	6.34	10.000
0.285	222.04	81.52	ZONA4	2.500.0	2.536.0	Pass	2.250.0	2.750.4	1.46	-0.212	-0.191	5.70	10.000
0.076	274.02	16.35	ZONA4	2.500.0	2.529.5	Pass	2.250.0	2.750.0	1.18	0.069	-0.076	1.52	10.000
0.467	291.52	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.171	-0.434	9.34	10.000

Tipo de falla BC



Deble

Informe de prueba de Tiempo de Operación de relé de impedancia

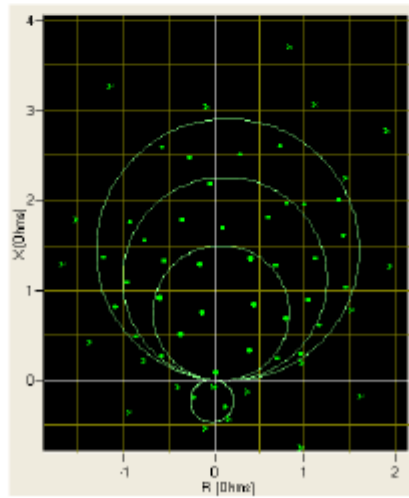
Tipo de falla		CA											
Z (Ohm)	Angulo (Deg)	04Zona	Zona	Texp (ms)	Tact (ms)	Eval	Tmin (ms)	Tmax (ms)	Error 04	R (Ohm)	X (Ohm)	VTest (V)	ITest (A)
0.093	78.75	6.21	ZONA1	0.0	23.5	Pass	0.0	30.0	-	0.018	0.091	1.86	10.000
0.030	125.37	55.97	ZONA1	0.0	27.0	Pass	0.0	30.0	-	-0.365	0.514	12.60	10.000
1.098	122.76	93.91	ZONA1	0.0	52.8	Pass	0.0	550.0	-	-0.594	0.923	21.96	10.000
0.767	99.17	52.99	ZONA1	0.0	25.6	Pass	0.0	30.0	-	-0.122	0.757	15.34	10.000
1.304	96.51	89.03	ZONA1	0.0	37.5	Pass	0.0	258.7	-	-0.148	1.296	26.08	10.000
1.417	73.57	96.07	ZONA1	0.0	55.6	Pass	0.0	550.0	-	0.401	1.359	28.34	10.000
0.954	62.59	68.32	ZONA1	0.0	28.6	Pass	0.0	30.0	-	0.439	0.847	19.08	10.000
0.512	40.76	46.89	ZONA1	0.0	25.0	Pass	0.0	30.0	-	0.388	0.334	10.24	10.000
1.056	41.03	96.20	ZONA1	0.0	55.5	Pass	0.0	550.0	-	0.797	0.693	21.12	10.000
0.748	19.30	78.06	ZONA2	500.0	523.6	Pass	450.0	551.1	4.72	0.707	0.245	14.96	10.000
0.630	154.57	83.79	ZONA2	500.0	529.5	Pass	450.0	575.6	5.90	-0.569	0.270	12.60	10.000
1.447	131.11	94.09	ZONA2	500.0	531.5	Pass	450.0	811.4	6.30	-0.951	1.090	28.94	10.000
1.440	112.36	72.28	ZONA2	500.0	525.2	Pass	0.0	550.0	5.04	-0.543	1.334	28.80	10.000
1.728	116.30	90.25	ZONA2	500.0	530.5	Pass	450.0	683.3	6.10	-0.760	1.552	34.56	10.000
1.814	100.78	83.84	ZONA2	500.0	525.2	Pass	450.0	576.0	5.04	-0.339	1.782	36.28	10.000
2.180	90.87	97.14	ZONA2	500.0	534.5	Pass	450.0	1.190.0	6.90	-0.033	2.180	43.60	10.000
1.695	86.80	75.10	ZONA2	500.0	524.5	Pass	450.0	550.0	4.90	0.095	1.692	33.90	10.000
2.122	67.58	97.80	ZONA2	500.0	538.3	Pass	450.0	1.100.0	7.66	0.809	1.962	42.44	10.000
1.906	71.49	86.40	ZONA2	500.0	524.7	Pass	450.0	605.8	4.94	0.605	1.807	38.12	10.000
1.452	62.01	69.31	ZONA2	500.0	525.8	Pass	0.0	550.0	5.16	0.683	1.282	29.04	10.000
1.767	50.31	93.95	ZONA2	500.0	533.1	Pass	450.0	805.4	6.62	1.128	1.360	35.34	10.000
1.303	40.50	84.37	ZONA2	500.0	526.6	Pass	450.0	580.9	5.32	1.052	0.898	27.66	10.000
0.991	150.48	83.34	ZONA3	1.000.0	1.030.6	Pass	900.0	1.141.6	3.06	-0.862	0.488	19.82	10.000
1.366	143.05	91.31	ZONA3	1.000.0	1.035.8	Pass	900.0	1.262.9	3.58	-1.092	0.821	27.32	10.000
1.836	131.63	93.61	ZONA3	1.000.0	1.032.8	Pass	900.0	1.342.3	3.28	-1.220	1.372	36.72	10.000
1.986	117.80	82.12	ZONA3	1.000.0	1.025.4	Pass	900.0	1.113.6	2.54	-0.926	1.757	39.72	10.000
2.651	102.39	96.00	ZONA3	1.000.0	1.029.2	Pass	900.0	NoOp	2.92	-0.569	2.589	53.02	10.000
2.488	96.06	87.42	ZONA3	1.000.0	1.026.3	Pass	900.0	1.172.1	2.63	-0.263	2.474	49.76	10.000
2.703	74.27	94.25	ZONA3	1.000.0	1.028.4	Pass	900.0	1.368.8	2.84	0.733	2.602	54.06	10.000
2.529	83.50	86.90	ZONA3	1.000.0	1.024.9	Pass	900.0	1.163.4	2.49	0.286	2.513	50.58	10.000
2.191	62.82	80.73	ZONA3	1.000.0	1.026.5	Pass	450.0	1.107.1	2.65	1.001	1.949	43.82	10.000
2.432	55.33	95.25	ZONA3	1.000.0	1.032.4	Pass	900.0	NoOp	3.24	1.384	2.000	48.64	10.000
2.151	48.17	91.17	ZONA3	1.000.0	1.029.8	Pass	900.0	1.258.8	2.98	1.434	1.603	43.02	10.000
1.792	35.44	93.05	ZONA3	1.000.0	1.033.2	Pass	900.0	1.320.8	3.32	1.460	1.039	35.84	10.000
1.319	27.85	81.39	ZONA3	1.000.0	1.026.5	Pass	450.0	1.109.8	2.65	1.166	0.616	26.38	10.000
1.007	17.30	88.19	ZONA3	1.000.0	1.033.2	Pass	900.0	1.186.3	3.32	0.962	0.296	20.14	10.000
0.396	341.34	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.375	-0.127	7.92	10.000
0.385	191.31	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.378	-0.076	7.70	10.000
0.791	163.92	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.760	0.219	15.82	10.000
1.425	162.68	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.360	0.424	28.50	10.000
2.110	142.14	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.666	1.295	42.20	10.000
2.338	130.33	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.513	1.782	46.76	10.000

Doble

Informe de prueba de Tiempo de Operación de relé de impedancia

Tipo de falla		CA											
Z (Ohms)	Angulo (Deg)	04Zona	Zona	Temp (ms)	Tact (ms)	Eval	Tmin (ms)	Tmax (ms)	Error %	R (Ohms)	X (Ohms)	VTest (V)	ITest (A)
3.438	339.08	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.130	3.268	69.16	10.000
3.038	91.30	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.058	3.037	60.76	10.000
3.800	77.11	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.848	3.704	76.00	10.000
3.376	55.09	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.932	2.769	67.52	10.000
2.684	56.72	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	900.0	NoOp	-	1.473	2.244	53.68	10.000
3.264	69.78	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.128	3.063	65.28	10.000
2.344	32.80	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.970	1.270	46.88	10.000
1.724	27.00	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.536	0.783	34.48	10.000
1.648	353.80	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.638	-0.178	32.96	10.000
1.007	11.08	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.988	0.194	20.14	10.000
1.233	322.27	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.975	-0.755	24.66	10.000
0.993	201.30	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.926	-0.358	19.86	10.000
0.541	262.44	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.071	-0.536	10.82	10.000
0.317	292.29	76.59	ZONA4	2.500.0	2.533.0	Pass	2.250.0	2.750.2	1.32	0.120	-0.289	6.34	10.000
0.285	222.04	81.52	ZONA4	2.500.0	2.535.5	Pass	2.250.0	2.760.4	1.42	-0.212	-0.191	5.70	10.000
0.076	274.02	16.35	ZONA4	2.500.0	2.525.8	Pass	2.250.0	2.750.0	1.03	0.005	-0.076	1.52	10.000
0.467	291.52	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.171	-0.434	9.34	10.000

Tipo de falla CA



Libreta de prueba

Deble

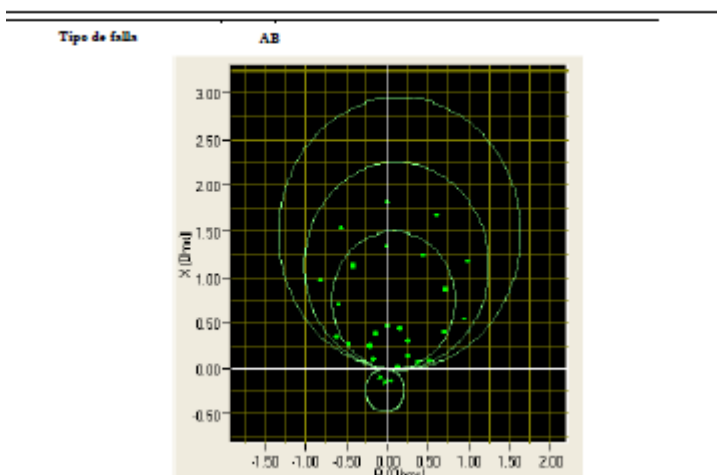
[ANEXO 49]

[Reporte Prueba de Tiempo. Característica Mho Relé D60 S/E Convento. Línea Boyacá-Convento]

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		AE					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	10.00	0.139	0.239	0.039	0.134	-3.597	Pass	2.68	10.000	
ZONA1	30.00	0.285	0.385	0.185	0.289	1.404	Pass	5.78	10.000	
ZONA1	50.00	0.398	0.498	0.298	0.396	-0.503	Pass	7.92	10.000	
ZONA1	70.00	0.462	0.562	0.362	0.457	-1.082	Pass	9.14	10.000	
ZONA1	90.00	0.471	0.571	0.371	0.469	-0.425	Pass	9.38	10.000	
ZONA1	110.00	0.422	0.522	0.322	0.420	-0.474	Pass	8.40	10.000	
ZONA1	130.00	0.323	0.423	0.223	0.321	-0.619	Pass	6.42	10.000	
ZONA1	150.00	0.185	0.285	0.085	0.190	2.703	Pass	3.80	10.000	
ZONA2	10.00	0.396	0.496	0.296	0.391	-1.263	Pass	7.82	10.000	
ZONA2	30.00	0.815	0.915	0.715	0.812	-0.368	Pass	16.24	10.000	
ZONA2	50.00	1.136	1.236	1.036	1.127	-0.792	Pass	22.54	10.000	
ZONA2	70.00	1.319	1.419	1.219	1.313	-0.455	Pass	26.26	10.000	
ZONA2	90.00	1.344	1.444	1.244	1.338	-0.446	Pass	26.76	10.000	
ZONA2	110.00	1.207	1.307	1.107	1.204	-0.249	Pass	24.08	10.000	
ZONA2	130.00	0.924	1.024	0.824	0.921	-0.325	Pass	18.42	10.000	
ZONA2	150.00	0.529	0.629	0.429	0.537	1.512	Pass	10.74	10.000	
ZONA3	10.00	0.539	0.639	0.439	0.528	-2.041	Pass	10.56	10.000	
ZONA3	30.00	1.110	1.210	1.010	1.094	-1.441	Pass	21.88	10.000	
ZONA3	50.00	1.547	1.647	1.447	1.528	-1.228	Pass	30.56	10.000	
ZONA3	70.00	1.797	1.897	1.697	1.791	-0.334	Pass	35.82	10.000	
ZONA3	90.00	1.831	1.931	1.731	1.825	-0.328	Pass	36.50	10.000	
ZONA3	110.00	1.643	1.743	1.543	1.637	-0.365	Pass	32.74	10.000	
ZONA3	130.00	1.258	1.358	1.158	1.264	0.477	Pass	25.28	10.000	
ZONA3	150.00	0.721	0.821	0.621	0.724	0.416	Pass	14.48	10.000	
ZONA4	230.00	0.124	0.224	0.024	0.127	2.419	Pass	2.54	10.000	
ZONA4	260.00	0.148	0.248	0.048	0.152	2.703	Pass	3.04	10.000	
ZONA4	290.00	0.132	0.232	0.032	0.136	3.030	Pass	2.72	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia



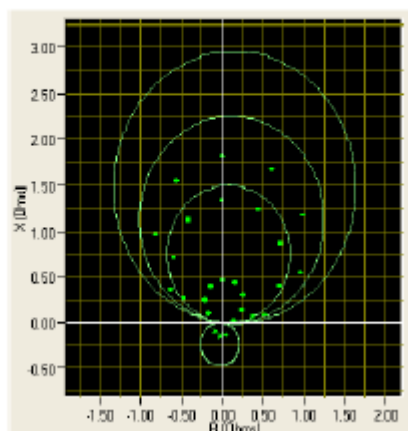
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		BC					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba (A)
Nombre de zona	Ángulo (Deg)	Zexp (Ohm)	Zmax (Ohm)	Zmin (Ohm)	Zact (Ohm)					
ZONA1	10.00	0.139	0.239	0.039	0.148	7.194	Pass	2.98	10.000	
ZONA1	30.00	0.285	0.385	0.185	0.283	-0.702	Pass	5.66	10.000	
ZONA1	50.00	0.398	0.498	0.298	0.390	-2.010	Pass	7.80	10.000	
ZONA1	70.00	0.462	0.562	0.362	0.460	-0.433	Pass	9.20	10.000	
ZONA1	90.00	0.471	0.571	0.371	0.469	-0.425	Pass	9.38	10.000	
ZONA1	110.00	0.422	0.522	0.322	0.427	1.185	Pass	8.54	10.000	
ZONA1	130.00	0.323	0.423	0.223	0.325	0.619	Pass	6.50	10.000	
ZONA1	150.00	0.185	0.285	0.085	0.203	9.730	Pass	4.06	10.000	
ZONA2	10.00	0.396	0.496	0.296	0.385	-2.778	Pass	7.70	10.000	
ZONA2	30.00	0.815	0.915	0.715	0.806	-1.104	Pass	16.12	10.000	
ZONA2	50.00	1.136	1.236	1.036	1.127	-0.792	Pass	22.54	10.000	
ZONA2	70.00	1.319	1.419	1.219	1.313	-0.455	Pass	26.26	10.000	
ZONA2	90.00	1.344	1.444	1.244	1.338	-0.446	Pass	26.76	10.000	
ZONA2	110.00	1.207	1.307	1.107	1.204	-0.249	Pass	24.08	10.000	
ZONA2	130.00	0.924	1.024	0.824	0.927	0.325	Pass	18.54	10.000	
ZONA2	150.00	0.529	0.629	0.429	0.534	0.945	Pass	10.68	10.000	
ZONA3	10.00	0.539	0.639	0.439	0.528	-2.041	Pass	10.56	10.000	
ZONA3	30.00	1.110	1.210	1.010	1.101	-0.811	Pass	22.02	10.000	
ZONA3	50.00	1.547	1.647	1.447	1.541	-0.388	Pass	30.82	10.000	
ZONA3	70.00	1.797	1.897	1.697	1.791	-0.334	Pass	35.82	10.000	
ZONA3	90.00	1.831	1.931	1.731	1.825	-0.328	Pass	36.50	10.000	
ZONA3	110.00	1.643	1.743	1.543	1.648	0.365	Pass	32.98	10.000	
ZONA3	130.00	1.258	1.358	1.158	1.264	0.477	Pass	25.28	10.000	
ZONA3	150.00	0.721	0.821	0.621	0.730	1.248	Pass	14.60	10.000	
ZONA4	230.00	0.124	0.224	0.024	0.128	3.226	Pass	2.56	10.000	
ZONA4	260.00	0.148	0.248	0.048	0.152	2.703	Pass	3.04	10.000	
ZONA4	290.00	0.132	0.232	0.032	0.136	3.030	Pass	2.72	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

BC



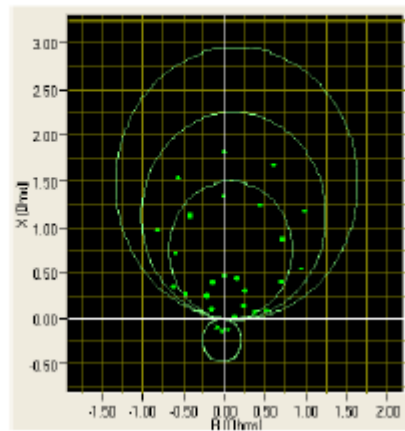
Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla		CA					Error %	Eval	Voltaje de prueba (V)	Corriente de prueba (A)
Nombre de zona	Angulo (Deg)	Zexp (Ohms)	Zmax (Ohms)	Zmin (Ohms)	Zact (Ohms)					
ZONA1	10.00	0.139	0.239	0.039	0.130	-6.475	Pass	2.60	10.000	
ZONA1	30.00	0.285	0.385	0.185	0.284	-0.351	Pass	5.68	10.000	
ZONA1	50.00	0.398	0.498	0.298	0.396	-0.503	Pass	7.92	10.000	
ZONA1	70.00	0.462	0.562	0.362	0.464	0.433	Pass	9.28	10.000	
ZONA1	90.00	0.471	0.571	0.371	0.469	-0.425	Pass	9.38	10.000	
ZONA1	110.00	0.422	0.522	0.322	0.424	0.474	Pass	8.48	10.000	
ZONA1	130.00	0.323	0.423	0.223	0.321	-0.619	Pass	6.42	10.000	
ZONA1	150.00	0.185	0.285	0.085	0.186	0.541	Pass	3.72	10.000	
ZONA2	10.00	0.396	0.496	0.296	0.385	-2.778	Pass	7.70	10.000	
ZONA2	30.00	0.815	0.915	0.715	0.806	-1.104	Pass	16.12	10.000	
ZONA2	50.00	1.136	1.236	1.036	1.127	-0.792	Pass	22.54	10.000	
ZONA2	70.00	1.319	1.419	1.219	1.313	-0.455	Pass	26.26	10.000	
ZONA2	90.00	1.344	1.444	1.244	1.338	-0.446	Pass	26.76	10.000	
ZONA2	110.00	1.207	1.307	1.107	1.204	-0.249	Pass	24.08	10.000	
ZONA2	130.00	0.924	1.024	0.824	0.927	0.325	Pass	18.54	10.000	
ZONA2	150.00	0.529	0.629	0.429	0.534	0.945	Pass	10.68	10.000	
ZONA3	10.00	0.539	0.639	0.439	0.525	-2.597	Pass	10.50	10.000	
ZONA3	30.00	1.110	1.210	1.010	1.094	-1.441	Pass	21.88	10.000	
ZONA3	50.00	1.547	1.647	1.447	1.528	-1.228	Pass	30.56	10.000	
ZONA3	70.00	1.797	1.897	1.697	1.791	-0.334	Pass	35.82	10.000	
ZONA3	90.00	1.831	1.931	1.731	1.825	-0.328	Pass	36.50	10.000	
ZONA3	110.00	1.643	1.743	1.543	1.637	-0.365	Pass	32.74	10.000	
ZONA3	130.00	1.258	1.358	1.158	1.264	0.477	Pass	25.28	10.000	
ZONA3	150.00	0.721	0.821	0.621	0.724	0.416	Pass	14.48	10.000	
ZONA4	230.00	0.124	0.224	0.024	0.121	-2.419	Pass	2.42	10.000	
ZONA4	260.00	0.148	0.248	0.048	0.144	-2.703	Pass	2.88	10.000	
ZONA4	290.00	0.132	0.232	0.032	0.125	-5.303	Pass	2.50	10.000	

Informe de prueba de Características de Relé de Impedancia

Tipo de falla

CA



[ANEXO 50]

[Reporte Prueba de Tiempo. Característica Mho Relé D60 S/E Tocoa. Línea Tocoa-Convento]

Informe de prueba de Tiempo de Operación de relé de impedancia

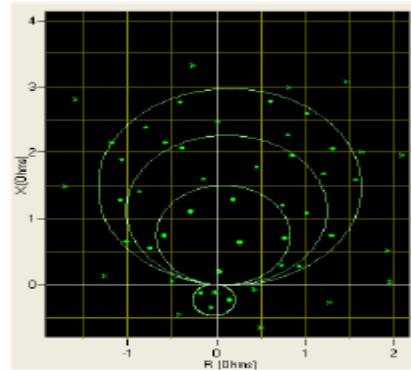
Tipo de falla		AB											
Z	Angulo	0t Zona	Zona	T _{exp}	T _{act}	Eval	T _{min}	T _{max}	Error 0t	R	X	V _{T_{act}}	I _{T_{act}}
(Ohms)	(Deg)			(ms)	(ms)		(ms)	(ms)		(Ohms)	(Ohms)	(V)	(A)
0.193	80.38	13.01	ZONA1	0.0	23.8	Pass	0.0	30.0	-	0.032	0.1302	3.90	10.000
0.939	128.02	87.07	ZONA1	0.0	36.7	Pass	0.0	187.0	-	-0.578	0.340	18.78	10.000
1.043	42.23	93.21	ZONA1	0.0	53.5	Pass	0.0	550.0	-	0.772	0.701	20.86	10.000
0.089	67.32	47.94	ZONA1	0.0	26.9	Pass	0.0	30.0	-	0.266	0.636	13.78	10.000
1.301	81.71	86.81	ZONA1	0.0	36.9	Pass	0.0	178.5	-	0.188	1.287	26.02	10.000
1.140	104.21	80.98	ZONA1	0.0	31.1	Pass	0.0	49.7	-	-0.280	1.105	22.80	10.000
1.643	121.21	91.26	ZONA2	500.0	527.7	Pass	450.0	711.6	5.54	-0.831	1.405	32.86	10.000
0.914	143.45	79.57	ZONA2	500.0	529.1	Pass	450.0	553.6	3.82	-0.734	0.544	18.28	10.000
1.605	94.43	72.22	ZONA2	500.0	524.6	Pass	0.0	550.0	4.92	-0.124	1.600	32.10	10.000
2.103	100.15	96.87	ZONA2	500.0	536.0	Pass	450.0	1.100.0	7.20	-0.371	2.070	42.06	10.000
1.842	75.52	82.38	ZONA2	500.0	526.9	Pass	450.0	565.1	5.38	0.461	1.784	36.84	10.000
1.417	57.60	69.99	ZONA2	500.0	527.1	Pass	0.0	550.0	5.42	0.759	1.196	28.34	10.000
2.135	66.16	99.23	ZONA2	500.0	681.5	Pass	450.0	1.100.0	36.30	0.863	1.953	42.70	10.000
1.493	46.28	83.51	ZONA2	500.0	526.3	Pass	450.0	573.2	5.36	1.032	1.079	29.86	10.000
0.798	20.81	78.31	ZONA2	500.0	521.1	Pass	450.0	551.4	4.22	0.746	0.283	15.96	10.000
0.979	16.04	87.84	ZONA3	1.000.0	1.030.6	Pass	900.0	1.179.7	3.06	0.941	0.270	19.58	10.000
1.300	29.36	86.33	ZONA3	1.000.0	1.035.2	Pass	900.0	1.162.2	3.52	1.305	0.740	30.00	10.000
2.238	45.19	96.70	ZONA3	1.000.0	1.181.3	Pass	900.0	NoOp	18.13	1.577	1.588	44.76	10.000
2.071	54.14	80.43	ZONA3	1.000.0	1.026.3	Pass	900.0	1.106.0	2.63	1.213	1.678	41.42	10.000
2.789	68.29	97.56	ZONA3	1.000.0	1.177.0	Pass	900.0	NoOp	17.70	1.032	2.591	55.78	10.000
2.406	70.30	83.39	ZONA3	1.000.0	1.025.7	Pass	900.0	1.122.2	2.57	0.811	2.265	48.12	10.000
2.443	57.36	92.01	ZONA3	1.000.0	1.032.3	Pass	900.0	1.285.0	3.23	1.318	2.057	48.86	10.000
2.842	77.48	96.30	ZONA3	1.000.0	1.036.2	Pass	900.0	NoOp	3.62	0.616	2.774	56.84	10.000
2.461	89.36	83.28	ZONA3	1.000.0	1.026.7	Pass	900.0	1.121.2	2.67	0.019	2.461	49.22	10.000
2.789	98.18	96.87	ZONA3	1.000.0	1.034.7	Pass	900.0	NoOp	3.47	-0.397	2.761	55.78	10.000
2.221	104.75	79.98	ZONA3	1.000.0	1.027.6	Pass	900.0	1.104.7	2.76	-0.565	2.148	44.42	10.000
2.309	108.26	92.67	ZONA3	1.000.0	1.032.9	Pass	900.0	1.307.2	3.29	-0.786	2.383	50.18	10.000
2.431	118.58	99.42	ZONA3	1.000.0	NoOp	Pass	900.0	NoOp	-	-1.163	2.135	48.62	10.000
2.164	119.30	89.28	ZONA3	1.000.0	1.030.1	Pass	900.0	1.209.4	3.01	-1.059	1.887	43.28	10.000
1.665	130.07	80.82	ZONA3	1.000.0	1.025.7	Pass	900.0	1.107.4	2.57	-1.072	1.274	33.30	10.000
1.198	147.22	89.51	ZONA3	1.000.0	1.034.9	Pass	900.0	1.214.7	3.49	-1.007	0.649	23.96	10.000
0.121	266.63	23.75	ZONA4	2.500.0	2.527.0	Pass	2.250.0	2.750.0	1.08	-0.007	-0.121	2.42	10.000
0.211	219.38	63.00	ZONA4	2.500.0	2.531.1	Pass	2.250.0	2.750.0	1.24	-0.163	-0.134	4.22	10.000
0.358	262.61	76.27	ZONA4	2.500.0	2.536.4	Pass	2.250.0	2.750.1	1.46	-0.046	-0.325	7.16	10.000
0.281	302.00	75.77	ZONA4	2.500.0	2.534.6	Pass	2.250.0	2.750.0	1.38	0.149	-0.238	5.62	10.000
0.597	228.39	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.396	-0.446	11.94	10.000
0.822	308.58	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.513	-0.643	16.44	10.000
0.477	174.13	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.474	0.049	9.54	10.000
0.455	349.66	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.448	-0.082	9.10	10.000
1.980	1.04	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.980	0.036	39.60	10.000
1.321	347.89	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.292	-0.277	26.42	10.000
1.267	174.15	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.241	0.127	26.94	10.000

Doble

Informe de prueba de Tiempo de Operación de relé de impedancia

Tipo de falla		AB											
Z (Ohms)	Angulo (Deg)	θt Zona	Zona	Texp (ms)	Tact (ms)	Eval	Tmin (ms)	Tmax (ms)	Error θt	R (Ohms)	X (Ohms)	VTest (V)	ITest (A)
3.208	119.21	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.565	2.800	64.16	10.000
3.330	94.15	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.241	3.321	66.60	10.000
3.098	74.32	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.837	2.983	61.96	10.000
3.414	64.20	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.486	3.074	68.28	10.000
2.600	50.46	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.655	2.065	52.00	10.000
2.975	42.78	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	2.110	1.953	57.50	10.000
2.018	14.50	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.994	0.505	40.36	10.000
2.263	138.60	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.683	1.483	44.86	10.000

Tipo de falla AB



Informe de prueba de Tiempo de Operación de relé de impedancia

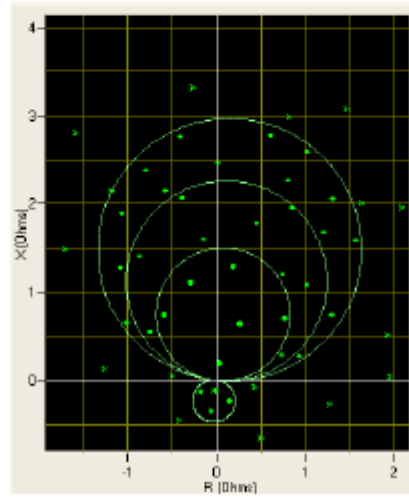
Tipo de falla		BC											
Z (Ohms)	Ángulo (Deg)	θ Zona	Zona	Texp (ms)	Tact (ms)	Eval	Tmin (ms)	Tmax (ms)	Error θt	R (Ohms)	X (Ohms)	VTest (V)	ITest (A)
0.195	80.58	13.01	ZCNA1	0.0	20.8	Pass	0.0	30.0	-	0.032	0.192	3.90	10.000
0.939	128.02	87.07	ZCNA1	0.0	33.3	Pass	0.0	187.0	-	-0.578	0.740	18.78	10.000
1.043	42.23	93.21	ZCNA1	0.0	53.0	Pass	0.0	550.0	-	0.772	0.701	20.86	10.000
0.689	67.32	47.94	ZCNA1	0.0	26.5	Pass	0.0	30.0	-	0.266	0.636	13.78	10.000
1.301	81.71	86.81	ZCNA1	0.0	33.4	Pass	0.0	178.5	-	0.188	1.287	26.02	10.000
1.140	194.21	80.98	ZCNA1	0.0	33.6	Pass	0.0	49.7	-	-0.280	1.105	22.80	10.000
1.643	121.21	91.26	ZCNA2	500.0	531.0	Pass	450.0	711.6	6.20	-0.851	1.405	32.86	10.000
0.914	143.45	79.57	ZCNA2	500.0	528.9	Pass	450.0	553.6	5.78	-0.734	0.544	18.28	10.000
1.605	94.43	72.22	ZCNA2	500.0	523.6	Pass	0.0	550.0	4.72	-0.124	1.600	32.10	10.000
2.103	190.15	96.87	ZCNA2	500.0	530.0	Pass	450.0	1.100.0	6.00	-0.371	2.070	42.06	10.000
1.842	75.52	82.38	ZCNA2	500.0	524.7	Pass	450.0	565.1	4.94	0.461	1.784	36.94	10.000
1.417	57.60	69.99	ZCNA2	500.0	523.6	Pass	0.0	550.0	4.72	0.759	1.196	28.34	10.000
2.135	66.16	99.23	ZCNA2	500.0	675.7	Pass	450.0	1.100.0	35.14	0.863	1.953	42.70	10.000
1.493	46.28	83.51	ZCNA2	500.0	527.6	Pass	450.0	573.2	5.52	1.032	1.079	29.86	10.000
0.708	20.81	78.31	ZCNA2	500.0	534.4	Pass	450.0	551.4	6.88	0.746	0.283	15.96	10.000
0.979	16.04	87.84	ZCNA3	1.000.0	1.034.8	Pass	900.0	1.179.7	3.48	0.941	0.270	19.58	10.000
1.500	29.56	86.83	ZCNA3	1.000.0	1.022.2	Pass	900.0	1.162.2	2.22	1.305	0.740	30.00	10.000
2.238	45.19	96.70	ZCNA3	1.000.0	1.036.1	Pass	900.0	NoOp	3.61	1.577	1.588	44.76	10.000
2.071	54.14	80.43	ZCNA3	1.000.0	1.022.9	Pass	900.0	1.106.0	2.29	1.213	1.678	41.42	10.000
2.789	68.29	97.56	ZCNA3	1.000.0	1.039.7	Pass	900.0	NoOp	3.97	1.032	2.591	55.78	10.000
2.406	70.30	83.39	ZCNA3	1.000.0	1.026.8	Pass	900.0	1.122.2	2.68	0.811	2.265	48.12	10.000
2.443	57.36	92.01	ZCNA3	1.000.0	1.025.4	Pass	900.0	1.285.0	2.54	1.318	2.057	48.86	10.000
2.942	77.48	96.30	ZCNA3	1.000.0	1.038.6	Pass	900.0	NoOp	3.86	0.616	2.774	56.84	10.000
2.461	89.56	83.26	ZCNA3	1.000.0	1.026.8	Pass	900.0	1.121.2	2.68	0.019	2.461	49.22	10.000
2.789	98.18	96.87	ZCNA3	1.000.0	1.032.0	Pass	900.0	NoOp	3.20	-0.397	2.761	55.78	10.000
2.221	104.75	79.98	ZCNA3	1.000.0	1.028.8	Pass	900.0	1.104.7	2.88	-0.565	2.148	44.42	10.000
2.509	108.26	92.67	ZCNA3	1.000.0	1.030.0	Pass	900.0	1.307.2	3.00	-0.786	2.383	50.18	10.000
2.431	118.58	99.42	ZCNA3	1.000.0	NoOp	Pass	900.0	NoOp	-	-1.163	2.135	48.62	10.000
2.164	119.30	89.28	ZCNA3	1.000.0	1.026.7	Pass	900.0	1.209.4	2.67	-1.029	1.887	43.28	10.000
1.665	130.07	80.82	ZCNA3	1.000.0	1.028.7	Pass	900.0	1.107.4	2.87	-1.072	1.274	33.30	10.000
1.198	147.22	89.51	ZCNA3	1.000.0	1.031.7	Pass	900.0	1.214.7	3.17	-1.007	0.649	23.96	10.000
0.121	266.63	25.75	ZCNA4	2.500.0	2.526.7	Pass	2.250.0	2.750.0	1.07	-0.007	-0.121	2.42	10.000
0.211	219.38	63.00	ZCNA4	2.500.0	2.529.5	Pass	2.250.0	2.750.0	1.18	-0.163	-0.134	4.22	10.000
0.358	262.61	76.27	ZCNA4	2.500.0	2.532.4	Pass	2.250.0	2.750.1	1.30	-0.046	-0.355	7.16	10.000
0.281	302.00	75.77	ZCNA4	2.500.0	2.533.1	Pass	2.250.0	2.750.0	1.32	0.149	-0.238	5.62	10.000
0.597	228.39	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.396	-0.446	11.94	10.000
0.822	308.58	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.513	-0.643	16.44	10.000
0.477	174.13	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.474	0.049	9.54	10.000
0.455	349.66	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.448	-0.082	9.10	10.000
1.980	1.04	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.980	0.036	39.60	10.000
1.321	347.89	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.292	-0.277	26.42	10.000
1.247	174.15	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.241	0.127	26.94	10.000

Debil

Informe de prueba de Tiempo de Operación de relé de impedancia

Tipo de falla		BC												
Z (Ohms)	Angulo (Deg)	θ Zona	Zona	Texp (ms)	Tact (ms)	Eval	Tmin (ms)	Tmax (ms)	Error θ	R (Ohms)	X (Ohms)	VTest (V)	ITest (A)	
3.208	119.21	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.565	2.800	64.16	10.000	
3.330	94.15	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.241	3.321	66.60	10.000	
3.098	74.32	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.837	2.983	61.96	10.000	
3.414	64.20	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.486	3.074	68.28	10.000	
2.600	50.46	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.655	2.065	52.00	10.000	
2.875	42.78	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	2.110	1.953	57.50	10.000	
2.018	14.50	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.954	0.505	40.36	10.000	
2.243	138.60	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.683	1.483	44.86	10.000	

Tipo de falla BC



Informe de prueba de Tiempo de Operación de relé de impedancia

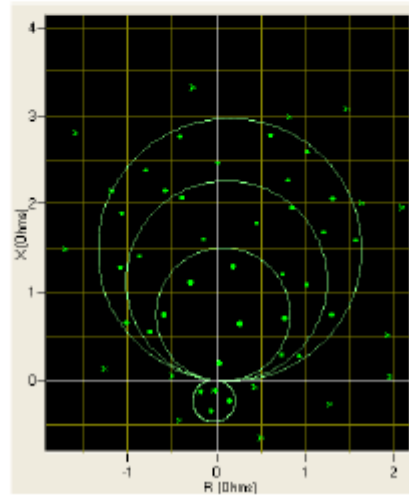
Tipo de falla CA													
Z (Ohms)	Angulo (Deg)	θ Zona	Zona	Temp (ms)	Tact (ms)	Eval	Tmin (ms)	Tmax (ms)	Error θt	R (Ohms)	X (Ohms)	VTest (V)	ITest (A)
0.195	80.58	13.01	ZONA1	0.0	21.8	Pass	0.0	30.0	-	0.032	0.192	3.90	10.000
0.939	128.02	87.07	ZONA1	0.0	34.3	Pass	0.0	187.0	-	-0.578	0.740	18.78	10.000
1.043	42.23	93.21	ZONA1	0.0	55.1	Pass	0.0	550.0	-	0.772	0.701	20.86	10.000
0.689	67.32	47.94	ZONA1	0.0	27.7	Pass	0.0	30.0	-	0.266	0.636	13.78	10.000
1.301	81.71	86.81	ZONA1	0.0	32.7	Pass	0.0	178.5	-	0.188	1.287	26.02	10.000
1.140	104.21	80.98	ZONA1	0.0	30.7	Pass	0.0	49.7	-	-0.280	1.105	22.80	10.000
1.643	121.21	91.26	ZONA2	500.0	532.9	Pass	450.0	711.6	6.58	-0.851	1.405	32.86	10.000
0.914	143.45	76.57	ZONA2	500.0	531.3	Pass	450.0	553.6	6.26	-0.734	0.544	18.28	10.000
1.605	94.43	72.22	ZONA2	500.0	527.4	Pass	0.0	550.0	5.48	-0.124	1.600	32.10	10.000
2.103	100.15	96.87	ZONA2	500.0	529.1	Pass	450.0	1.100.0	5.82	-0.371	2.070	42.06	10.000
1.842	75.52	82.38	ZONA2	500.0	527.9	Pass	450.0	565.1	5.58	0.461	1.784	36.84	10.000
1.417	57.60	69.99	ZONA2	500.0	525.0	Pass	0.0	550.0	5.00	0.759	1.196	28.34	10.000
2.135	66.16	96.23	ZONA2	500.0	538.5	Pass	450.0	1.100.0	7.70	0.863	1.953	42.70	10.000
1.493	46.28	83.51	ZONA2	500.0	528.5	Pass	450.0	573.2	5.70	1.032	1.079	29.86	10.000
0.798	20.81	78.31	ZONA2	500.0	534.8	Pass	450.0	551.4	6.96	0.746	0.283	15.96	10.000
0.979	16.04	87.84	ZONA3	1.000.0	1.036.9	Pass	900.0	1.179.7	3.69	0.941	0.270	19.58	10.000
1.500	29.56	86.83	ZONA3	1.000.0	1.024.8	Pass	900.0	1.162.2	2.48	1.305	0.740	30.00	10.000
2.238	45.19	96.76	ZONA3	1.000.0	1.039.5	Pass	900.0	NoOp	3.95	1.577	1.588	44.76	10.000
2.071	54.14	80.43	ZONA3	1.000.0	1.024.5	Pass	900.0	1.106.0	2.45	1.213	1.678	41.42	10.000
2.789	68.29	97.56	ZONA3	1.000.0	1.045.7	Pass	900.0	NoOp	4.57	1.032	2.591	55.78	10.000
2.406	70.30	83.39	ZONA3	1.000.0	1.025.9	Pass	900.0	1.122.2	2.59	0.811	2.265	48.12	10.000
2.443	57.36	92.01	ZONA3	1.000.0	1.030.3	Pass	900.0	1.285.0	3.03	1.318	2.057	48.86	10.000
2.842	77.48	96.30	ZONA3	1.000.0	1.034.8	Pass	900.0	NoOp	3.48	0.616	2.774	56.84	10.000
2.461	89.56	83.26	ZONA3	1.000.0	1.024.8	Pass	900.0	1.121.2	2.48	0.019	2.461	49.22	10.000
2.789	98.18	96.87	ZONA3	1.000.0	1.029.8	Pass	900.0	NoOp	2.98	-0.397	2.761	55.78	10.000
2.221	104.75	76.98	ZONA3	1.000.0	1.028.9	Pass	900.0	1.104.7	2.89	-0.565	2.148	44.42	10.000
2.509	108.26	92.67	ZONA3	1.000.0	1.034.0	Pass	900.0	1.307.2	3.40	-0.786	2.383	50.18	10.000
2.431	118.58	96.42	ZONA3	1.000.0	NoOp	Pass	900.0	NoOp	-	-1.163	2.135	48.62	10.000
2.164	119.30	89.28	ZONA3	1.000.0	1.028.5	Pass	900.0	1.209.4	2.85	-1.059	1.887	43.28	10.000
1.665	130.07	80.82	ZONA3	1.000.0	1.029.5	Pass	900.0	1.107.4	2.95	-1.072	1.274	33.30	10.000
1.198	147.22	89.51	ZONA3	1.000.0	1.032.7	Pass	900.0	1.214.7	3.27	-1.007	0.649	23.96	10.000
0.121	266.63	25.75	ZONA4	2.500.0	2.523.5	Pass	2.250.0	2.750.0	0.94	-0.007	-0.121	2.42	10.000
0.211	219.38	63.06	ZONA4	2.500.0	2.530.0	Pass	2.250.0	2.750.0	1.20	-0.163	-0.134	4.22	10.000
0.358	262.61	76.27	ZONA4	2.500.0	2.530.4	Pass	2.250.0	2.750.1	1.22	-0.046	-0.355	7.16	10.000
0.281	302.00	75.77	ZONA4	2.500.0	2.532.7	Pass	2.250.0	2.750.0	1.31	0.149	-0.238	5.62	10.000
0.597	228.39	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.396	-0.446	11.94	10.000
0.822	308.58	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.513	-0.643	16.44	10.000
0.477	174.13	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.474	0.049	9.54	10.000
0.455	349.66	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.448	-0.082	9.10	10.000
1.980	1.04	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.980	0.036	39.60	10.000
1.321	347.89	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.292	-0.277	26.42	10.000
1.247	174.15	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.241	0.127	24.94	10.000

Doble

Informe de prueba de Tiempo de Operación de relé de impedancia

Tipo de falla		CA											
Z (Ohms)	Angulo (Deg)	θt Zona	Zona	Texp (ms)	Tact (ms)	Eval	Tmin (ms)	Tmax (ms)	Error θt	R (Ohms)	X (Ohms)	VTest (V)	ITest (A)
3.208	119.21	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.565	2.800	64.16	10.000
3.330	94.15	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.241	3.321	66.60	10.000
3.098	74.32	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.837	2.983	61.96	10.000
3.414	64.20	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.486	3.074	68.28	10.000
2.600	50.46	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.655	2.065	52.00	10.000
2.875	42.78	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	2.110	1.953	57.50	10.000
2.018	14.30	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.954	0.505	40.36	10.000
2.243	138.60	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.683	1.483	44.86	10.000

Tipo de falla CA



Libreta de prueba

[ANEXO 51]

[Reporte Prueba de Tiempo. Característica Mho Relé D60 S/E Boyacá. Línea Boyacá-Convento]

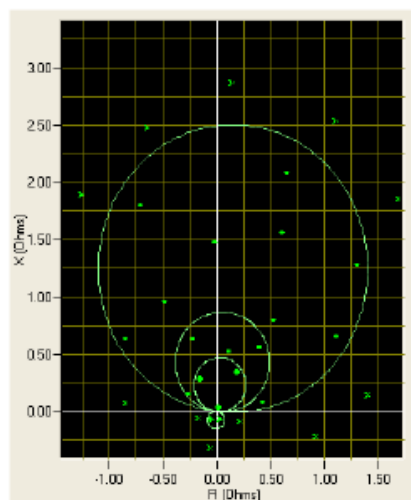
Informe de prueba de Tiempo de Operación de relé de impedancia

Tipo de falla		AB											
Z (Ohms)	Ángulo (Deg)	%Zona	Zona	Temp (ms)	Tact (ms)	Eval	Tmin (ms)	Tmax (ms)	Error %	R (Ohms)	X (Ohms)	VTest (V)	ITest (A)
2.558	104.48	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.639	2.477	51.16	10.000
2.270	123.53	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.254	1.892	45.40	10.000
1.938	111.64	87.98	ZONA3	1.000.0	1.030.0	Pass	900.0	1.182.2	3.00	-0.715	1.801	38.76	10.000
2.181	72.84	88.26	ZONA3	1.000.0	1.029.3	Pass	900.0	1.187.7	2.93	0.643	2.084	43.62	10.000
1.671	68.95	68.64	ZONA3	1.000.0	1.024.0	Pass	900.0	1.100.0	2.40	0.600	1.559	33.42	10.000
1.073	117.08	51.62	ZONA3	1.000.0	1.023.1	Pass	900.0	1.100.0	2.31	-0.488	0.955	21.46	10.000
1.479	90.96	59.51	ZONA3	1.000.0	1.024.8	Pass	900.0	1.100.0	2.48	-0.025	1.479	29.58	10.000
1.824	44.49	92.85	ZONA3	1.000.0	1.029.4	Pass	900.0	1.313.7	2.94	1.301	1.278	36.48	10.000
0.952	56.54	42.37	ZONA3	1.000.0	1.020.7	Pass	900.0	1.100.0	2.07	0.525	0.794	19.04	10.000
0.427	12.07	52.01	ZONA3	1.000.0	1.025.4	Pass	900.0	1.100.0	2.54	0.418	0.089	8.54	10.000
1.290	30.93	83.64	ZONA3	1.000.0	1.030.3	Pass	900.0	1.124.3	3.03	1.107	0.663	25.80	10.000
1.070	143.05	85.37	ZONA3	1.000.0	1.029.1	Pass	900.0	1.142.0	2.91	-0.855	0.643	21.40	10.000
0.307	148.65	85.55	ZONA2	500.0	535.9	Pass	450.0	594.1	7.18	-0.262	0.160	6.14	10.000
0.688	54.89	89.61	ZONA2	500.0	535.0	Pass	450.0	667.3	7.00	0.396	0.563	13.76	10.000
0.542	78.91	62.52	ZONA2	500.0	525.9	Pass	450.0	550.0	5.18	0.104	0.532	10.84	10.000
0.679	108.80	86.75	ZONA2	500.0	532.0	Pass	450.0	611.0	6.40	-0.219	0.643	13.58	10.000
0.329	117.97	85.43	ZONA1	0.0	55.3	Pass	0.0	137.9	-	-0.154	0.291	6.58	10.000
0.040	79.20	8.42	ZONA1	0.0	28.4	Pass	0.0	30.0	-	0.007	0.039	0.80	10.000
0.395	62.87	89.40	ZONA1	0.0	56.4	Pass	0.0	274.2	-	0.180	0.352	7.90	10.000
0.848	174.65	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.844	0.079	16.96	10.000
1.417	6.06	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.409	0.150	28.34	10.000
2.768	66.43	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.107	2.537	55.36	10.000
2.514	47.45	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.700	1.852	50.28	10.000
2.872	87.27	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.137	2.869	57.44	10.000
0.084	227.21	69.32	ZONA4	2.500.0	2.538.6	Pass	2.250.0	2.750.0	1.54	-0.057	-0.062	1.68	10.000
0.064	286.39	46.86	ZONA4	2.500.0	2.534.2	Pass	2.250.0	2.750.0	1.37	0.018	-0.061	1.28	10.000
0.173	197.42	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.165	-0.052	3.46	10.000
0.227	338.85	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.212	-0.082	4.54	10.000
0.319	259.65	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.057	-0.314	6.38	10.000
0.948	347.02	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.924	-0.213	18.96	10.000

Informe de prueba de Tiempo de Operación de relé de impedancia

Tipo de falla

AB



Informe de prueba de Tiempo de Operación de relé de impedancia

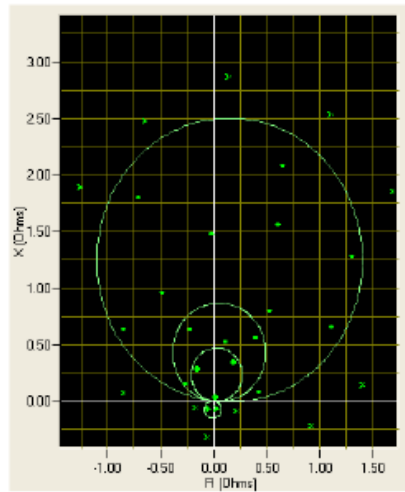
Tipo de falla

BC

Z (Ohms)	Ángulo (Deg)	%Zona	Zona	Texp (ms)	Tact (ms)	Eval	Tmin (ms)	Tmax (ms)	Error %	R (Ohms)	X (Ohms)	VTest (V)	ITest (A)
2.558	104.48	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.639	2.477	51.16	10.000
2.270	123.53	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.254	1.892	45.40	10.000
1.938	111.64	87.98	ZONA3	1.000.0	1.029.4	Pass	900.0	1.182.2	2.94	-0.715	1.801	38.76	10.000
2.181	72.84	88.26	ZONA3	1.000.0	1.027.3	Pass	900.0	1.187.7	2.73	0.643	2.084	43.62	10.000
1.671	68.95	68.64	ZONA3	1.000.0	1.022.7	Pass	900.0	1.100.0	2.27	0.600	1.559	33.42	10.000
1.073	117.08	51.62	ZONA3	1.000.0	1.021.8	Pass	900.0	1.100.0	2.18	-0.488	0.955	21.46	10.000
1.479	90.96	59.51	ZONA3	1.000.0	1.023.2	Pass	900.0	1.100.0	2.32	-0.025	1.479	29.58	10.000
1.824	44.49	92.85	ZONA3	1.000.0	1.031.1	Pass	900.0	1.313.7	3.11	1.301	1.278	36.48	10.000
0.952	56.54	42.37	ZONA3	1.000.0	1.023.2	Pass	900.0	1.100.0	2.32	0.525	0.794	19.04	10.000
0.427	12.07	52.01	ZONA3	1.000.0	1.021.7	Pass	900.0	1.100.0	2.17	0.418	0.089	8.54	10.000
1.290	30.93	83.64	ZONA3	1.000.0	1.023.4	Pass	900.0	1.124.3	2.34	1.107	0.663	25.80	10.000
1.070	143.05	85.37	ZONA3	1.000.0	1.028.8	Pass	900.0	1.142.0	2.88	-0.855	0.643	21.40	10.000
0.307	148.65	85.55	ZONA2	500.0	533.5	Pass	450.0	594.1	6.70	-0.262	0.160	6.14	10.000
0.688	54.89	89.61	ZONA2	500.0	533.0	Pass	450.0	667.3	6.60	0.396	0.563	13.76	10.000
0.542	78.91	62.52	ZONA2	500.0	529.1	Pass	450.0	550.0	5.82	0.104	0.532	10.84	10.000
0.679	108.80	86.75	ZONA2	500.0	536.6	Pass	450.0	611.0	7.32	-0.219	0.643	13.58	10.000
0.329	117.97	85.43	ZONA1	0.0	54.8	Pass	0.0	137.9	-	-0.154	0.291	6.58	10.000
0.040	79.20	8.42	ZONA1	0.0	28.9	Pass	0.0	30.0	-	0.007	0.039	0.80	10.000
0.395	62.87	89.40	ZONA1	0.0	54.4	Pass	0.0	274.2	-	0.180	0.352	7.90	10.000
0.848	174.65	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.844	0.079	16.96	10.000
1.417	6.06	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.409	0.150	28.34	10.000
2.768	66.43	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.107	2.537	55.36	10.000
2.514	47.45	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.700	1.852	50.28	10.000
2.872	87.27	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.137	2.869	57.44	10.000
0.084	227.21	69.32	ZONA4	2.500.0	2.537.4	Pass	2.250.0	2.750.0	1.50	-0.057	-0.062	1.68	10.000
0.064	286.39	46.86	ZONA4	2.500.0	2.534.1	Pass	2.250.0	2.750.0	1.36	0.018	-0.061	1.28	10.000
0.173	197.42	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.165	-0.052	3.46	10.000
0.227	338.85	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.212	-0.082	4.54	10.000
0.319	259.65	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.057	-0.314	6.38	10.000
0.948	347.02	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.924	-0.213	18.96	10.000

Informe de prueba de Tiempo de Operación de relé de impedancia

Tipo de falla BC



Informe de prueba de Tiempo de Operación de relé de impedancia

Tipo de falla CA

Z (Ohms)	Ángulo (Deg)	%Zona	Zona	Terp (ms)	Tact (ms)	Eval	Tmin (ms)	Tmax (ms)	Error %	R (Ohms)	X (Ohms)	VTest (V)	ITest (A)
2.558	104.48	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.639	2.477	51.16	10.000
2.270	123.53	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-1.254	1.892	45.40	10.000
1.938	111.64	87.98	ZONA3	1.000.0	1.029.1	Pass	900.0	1.182.2	2.91	-0.715	1.801	38.76	10.000
2.181	72.84	88.26	ZONA3	1.000.0	1.025.0	Pass	900.0	1.187.7	2.50	0.643	2.084	43.62	10.000
1.671	68.95	68.64	ZONA3	1.000.0	1.025.1	Pass	900.0	1.100.0	2.51	0.600	1.559	33.42	10.000
1.073	117.08	51.62	ZONA3	1.000.0	1.024.8	Pass	900.0	1.100.0	2.48	-0.488	0.955	21.46	10.000
1.479	90.96	59.51	ZONA3	1.000.0	1.024.0	Pass	900.0	1.100.0	2.40	-0.025	1.479	29.58	10.000
1.824	44.49	92.85	ZONA3	1.000.0	1.032.5	Pass	900.0	1.313.7	3.25	1.301	1.278	36.48	10.000
0.952	56.54	42.37	ZONA3	1.000.0	1.022.6	Pass	900.0	1.100.0	2.26	0.525	0.794	19.04	10.000
0.427	12.07	52.01	ZONA3	1.000.0	1.024.7	Pass	900.0	1.100.0	2.47	0.418	0.089	8.54	10.000
1.290	30.93	83.64	ZONA3	1.000.0	1.028.4	Pass	900.0	1.124.3	2.84	1.107	0.663	25.80	10.000
1.070	143.05	85.37	ZONA3	1.000.0	1.028.8	Pass	900.0	1.142.0	2.88	-0.855	0.643	21.40	10.000
0.307	148.65	85.55	ZONA2	500.0	535.3	Pass	450.0	594.1	7.06	-0.262	0.160	6.14	10.000
0.688	54.89	89.61	ZONA2	500.0	534.6	Pass	450.0	667.3	6.92	0.396	0.563	13.76	10.000
0.542	78.91	62.52	ZONA2	500.0	531.4	Pass	450.0	550.0	6.28	0.104	0.532	10.84	10.000
0.679	108.80	86.75	ZONA2	500.0	531.5	Pass	450.0	611.0	6.30	-0.219	0.643	13.58	10.000
0.329	117.97	85.43	ZONA1	0.0	55.0	Pass	0.0	137.9	-	-0.154	0.291	6.58	10.000
0.040	79.20	8.42	ZONA1	0.0	28.4	Pass	0.0	30.0	-	0.007	0.039	0.80	10.000
0.395	62.87	89.40	ZONA1	0.0	56.5	Pass	0.0	274.2	-	0.180	0.352	7.90	10.000
0.848	174.65	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.844	0.079	16.96	10.000
1.417	6.06	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.409	0.150	28.34	10.000
2.768	66.43	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.107	2.537	55.36	10.000
2.514	47.45	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	1.700	1.852	50.28	10.000
2.872	87.27	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.137	2.869	57.44	10.000
0.084	227.21	69.32	ZONA4	2.500.0	2.536.7	Pass	2.250.0	2.750.0	1.47	-0.057	-0.062	1.68	10.000
0.064	286.39	46.86	ZONA4	2.500.0	2.536.6	Pass	2.250.0	2.750.0	1.46	0.018	-0.061	1.28	10.000
0.173	197.42	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.165	-0.052	3.46	10.000
0.227	338.85	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.212	-0.082	4.54	10.000
0.319	259.65	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	-0.057	-0.314	6.38	10.000
0.948	347.02	0.00	NoOp	NoOp	NoOp	Pass	NoOp	NoOp	-	0.924	-0.213	18.96	10.000

Informe de prueba de Tiempo de Operación de relé de impedancia

Tipo de falla

CA

