



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPTO. INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESTUDIO DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR CABRERO - BULNES PERTENECIENTE A SUBESTACIÓN CABRERO

AUTORES: LUÍS CASTILLO BECAR
JAIME CHAVARRÍA PÉREZ

SEMINARIO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO DE EJECUCIÓN EN ELECTRICIDAD

CONCEPCIÓN - CHILE
2015

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPTO. INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPTO. INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA

ESTUDIO DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR CABRERO - BULNES PERTENECIENTE A SUBESTACIÓN CABRERO

AUTORES: LUÍS CASTILLO BECAR
JAIME CHAVARRÍA PÉREZ

DOCENTE PATROCINANTE : SR. JUAN CARLOS DELGADO NAVARRO
DOCENTE ADJUNTO : SR. FABRICIO SALGADO DÍAZ
: SR. OSVALDO REINOSO ALARCÓN

AGRADECIMIENTOS

Esta Tesis la dedico en primer lugar a Dios, por abrirme las puertas y permitir que pudiera trazar este camino y lograr esta preciada meta.

A mi esposa Cecilia, por apoyarme incondicionalmente en todo momento, siendo un pilar fundamental para mi vida.

A mis maravillosos hijos, que cada día me dan una razón para luchar y hacerle frente a lo adverso, dándome siempre un motivo para ponerme de pie y también a todos aquellos cercanos que estuvieron conmigo sin interés alguno en esos momentos de flaqueza de los que fueron felizmente superados.

“Procura en tus estudios no saber más que los otros, sino que saberlo mejor”

Lucio Anneo Séneca

Luis Castillo Becar

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo de Tesis lo dedico en primer lugar a Dios, por darme la vida a través de mis queridos padres Segundo y Regina que siempre soñaron por verme convertido en un Profesional.

A mi hija Constanza Natalia, que ha sido el pilar fundamental en la formación de mi carrera, su apoyo permanente e incondicional para lograr que este nuevo proyecto de vida llegara a concretarse, motivo y razón que me ha llevado a seguir superándome cada día y alcanzar uno de mis más grandes sueños.

A Maricel, hermanos y tíos que siempre estuvieron apoyándome en los momentos más difíciles, cuando todo estaba cuesta arriba siempre encontré una palabra de aliento “Vamos, Vamos que tú puedes”

“Nunca consideres el estudio como una obligación sino como una oportunidad para penetrar en el bello y maravillosos mundo del saber”

Albert Einstein

Jaime Chavarria Pérez

Contenido

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
RESUMEN	4
CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA.....	6
1.1. ANTECEDENTES GENERALES	6
1.2. SUBESTACIÓN CABRERO 66/23 kV	8
1.3. INTERRUPTOR DE CABECERA CABRERO – BULNES 23 kV	9
1.4. RECONECTADORES	11
1.5. REGULADORES DE VOLTAJE	15
1.6. AUTOTRANSFORMADOR	20
1.7. DIAGRAMA UNILINEAL DE LA RED ELÉCTRICA	21
CAPÍTULO 2: ESTUDIO DE REGULACIÓN DE TENSIÓN.....	23
2.1 ANTECEDENTES GENERALES.....	23
2.2 ESTUDIO DE CARGAS	23
2.3 ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS DE ALIMENTADORES.....	23
2.4 ANÁLISIS DE TENSIÓN SIN REGULADORES DE TENSIÓN	28
2.5 ANÁLISIS DE TENSIÓN CON REGULADORES DE TENSIÓN.....	30
CAPÍTULO 3: NIVELES DE CORTOCIRCUITO	33
3.1 ANTECEDENTES GENERALES.....	33
3.2 APLICACIÓN DE LOS CORTOCIRCUITOS	33
3.3 FALLA TRIFÁSICA.....	34
3.4 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO EN ALIMENTADORES	34
3.5 CAPACIDAD DE RUPTURA.....	39
3.6 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO EMPLEANDO ETAP	40
CAPÍTULO 4: ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	44
4.1 ANTECEDENTES GENERALES	44
4.2 INFORMACIÓN DE ELEMENTOS	44
4.3 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN INTERRUPTOR DE CABECERA 52 E2	46
4.4 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN ALIMENTADOR SANTA CLARA – BULNES	50
4.5 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN ALIMENTADOR SANTA CLARA - QUILLÓN	53
4.6 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN ALIMENTADOR QUILLÓN – FLORIDA	56
4.7 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN ALIMENTADOR FLORIDA	60

CAPÍTULO N° 5: COMENTARIOS Y CONCLUSIONES.....	65
BIBLIOGRAFÍA:.....	66
ANEXOS	67
ANEXO A: RECONECTADOR NOJA	69
1) ASPECTOS GENERALES	69
ANEXO B: RECONECTADOR NOVA.....	75
1) ASPECTOS GENERALES	75

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., en adelante Frontel, es responsable de suministrar la energía eléctrica a distintas áreas de la región del Biobío. En particular, Frontel ha dispuesto desde la S/E Cabrero en 23 kV de un alimentador que abastece de energía eléctrica a los sectores de Cabrero – Bulnes – Florida. Con referencia a este sector eléctrico, el sistema de protecciones eléctricas de la red de M.T. incluye la protección principal 52E2 vía un relé Siemens 7SJ61 y cuatro reconectores.

Es así, que el presente seminario contempla realizar un levantamiento de la red eléctrica, identificando las principales características del Sistema de Protecciones conformado por los siguientes componentes.

- Interruptor de Cabecera de Cabrero – Bulnes (52E2)
- Reconector NOJA, Sta. Clara – Bulnes.
- Reconector NOVA, Sta. Clara – Quillón.
- Reconector NOJA, Quillón – Florida.
- Reconector KFMVE, Florida.

Cabe destacar, que todos los Reconectores se encuentran en un nivel de tensión de operación de 23 kV, a excepción del Reconector Florida, el cual se encuentra en una tensión de operación de 13,2 kV.

Por otro lado, se ubica en la red en estudio un Autotransformador en la rama de Florida, así como también 3 Reguladores de tensión.

Realizado el levantamiento de la red eléctrica, se realiza un estudio de coordinación de protección con el apoyo de la herramienta Etap.

RESUMEN

En el presente informe de seminario se realiza un levantamiento de la red eléctrica, identificando las principales características del Sistema de Protecciones del alimentador Cabrero – Bulnes – Florida.

Por esta razón, en el capítulo N° 1, se describe en términos generales el alimentador de distribución con origen en la S/E de Cabrero y término en Florida, así como también la descripción de los distintos componentes de operación, maniobra y regulación que se encuentran instalados a lo largo del alimentador, para luego obtener el diagrama unilineal de la línea en estudio.

Por otra parte, en el capítulo N° 2, se realiza un análisis de cada sub alimentador, considerando el tipo de conductor y cálculo de impedancias, para luego evaluar la regulación de tensión, demostrando y justificando la instalación de tres reguladores de voltaje distribuidos en la línea en estudio. Por este motivo, se realiza un análisis con regulador de tensión y sin regulador de tensión, verificando el cumplimiento de porcentaje mínimo de tensión en punto más desfavorable.

De la misma manera, en el capítulo N° 3, se realiza el análisis de las fallas trifásicas en cada alimentador, con el fin de realizar la coordinación de sus respectivas protecciones. De esta manera, se analiza el corto circuito trifásico en cada alimentador siendo demostrado a través de cálculos y los valores obtenidos ingresados en el diagrama unilineal de la línea en estudio.

Por último, en el capítulo N° 4, se realiza el estudio de coordinación de protecciones con el uso de la herramienta etap. La información obtenida para el análisis, agrupa los datos de las descripciones de línea, composición, distribución, cargas y falla franca en cada alimentador para luego ser ingresados en este programa, justificando los cálculos de cortocircuito en cada alimentador, luego verificar la correcta coordinación de las protecciones ante una falla trifásica, considerando el respaldo y tiempos de operación y verificando finalmente que las protecciones de la línea en estudio cumplan con el objetivo ante un cortocircuito trifásico en cada alimentador, despejando así la falla y manteniendo la energía en los sectores no involucrados.

CAPÍTULO N° 1
DESCRIPCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA

CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA

1.1. ANTECEDENTES GENERALES

El alimentador Cabrero - Bulnes – Florida perteneciente a Frontel S.A. abarca desde su origen en 23 kV en la Subestación Cabrero, hacia el extremo de las ramas que van hacia el sector Bulnes y hacia el sector Quillón - Florida. En tal sentido, en la figura 1.1, se presenta un Layout de ubicación geográfica del citado alimentador.

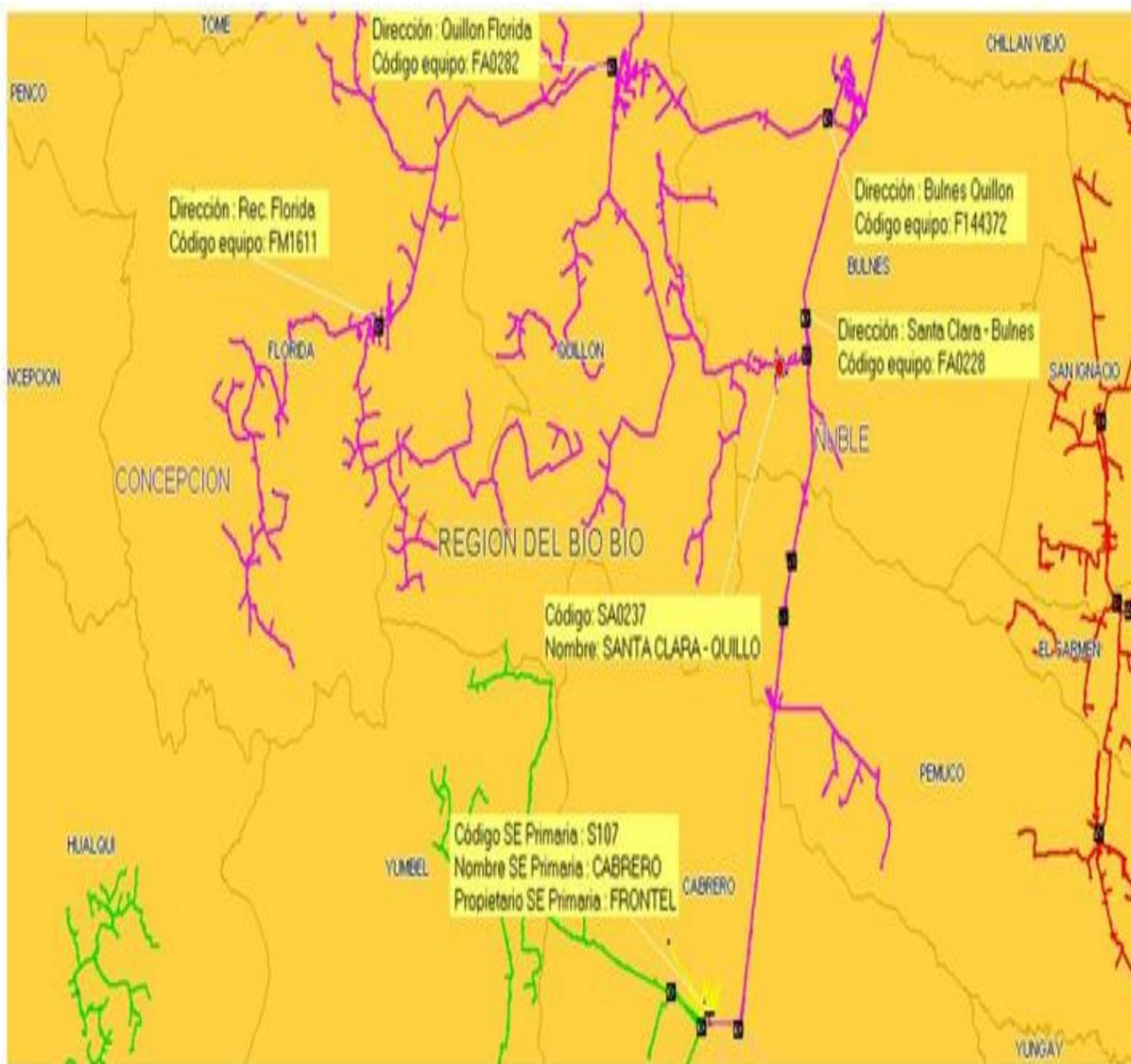


Figura 1.1: Layout de Ubicación Geográfica del alimentador Cabrero – Bulnes.

Con referencia a la figura 1.1, en la figura 1.2 se presenta un diagrama simplificado de la red eléctrica en estudio, con énfasis en la ubicación de componentes de protección y control de tensión.

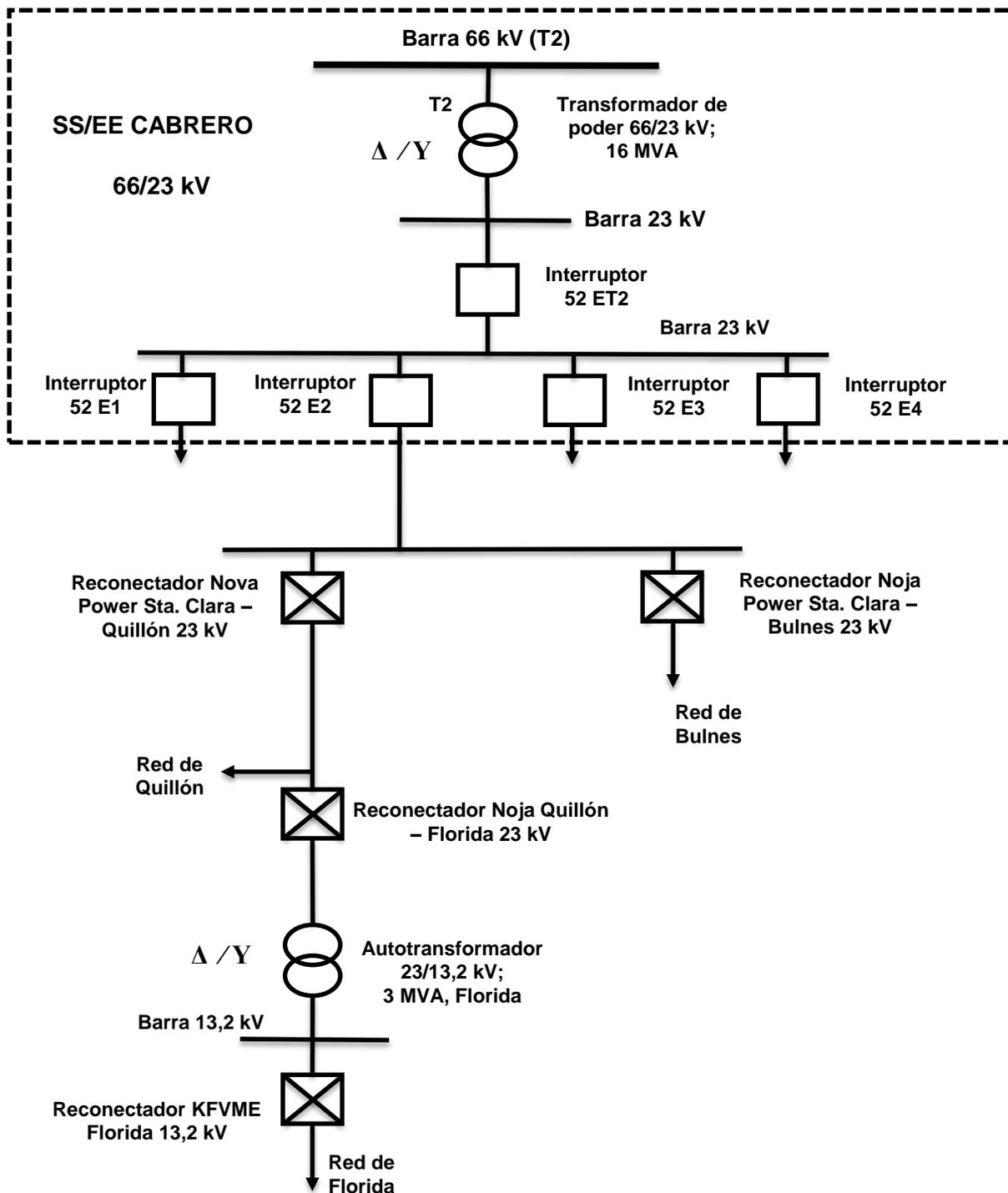


Figura 1.2: Diagrama unilineal simplificado de la red eléctrica

Con referencia al diagrama unilineal de la figura 1.2, se realizan visitas a terreno, identificando los componentes de maniobra, protección y control asociados. Es así, que a continuación se presenta una breve descripción de los componentes de la red eléctrica en estudio.

1.2. SUBESTACIÓN CABRERO 66/23 kV

La Subestación Cabrero es la responsable de suministrar la energía eléctrica al alimentador Cabrero – Bulnes en estudio. En tal sentido, en la figura 1.3 se presenta una vista del transformador de 16 MVA, 66/23 kV.

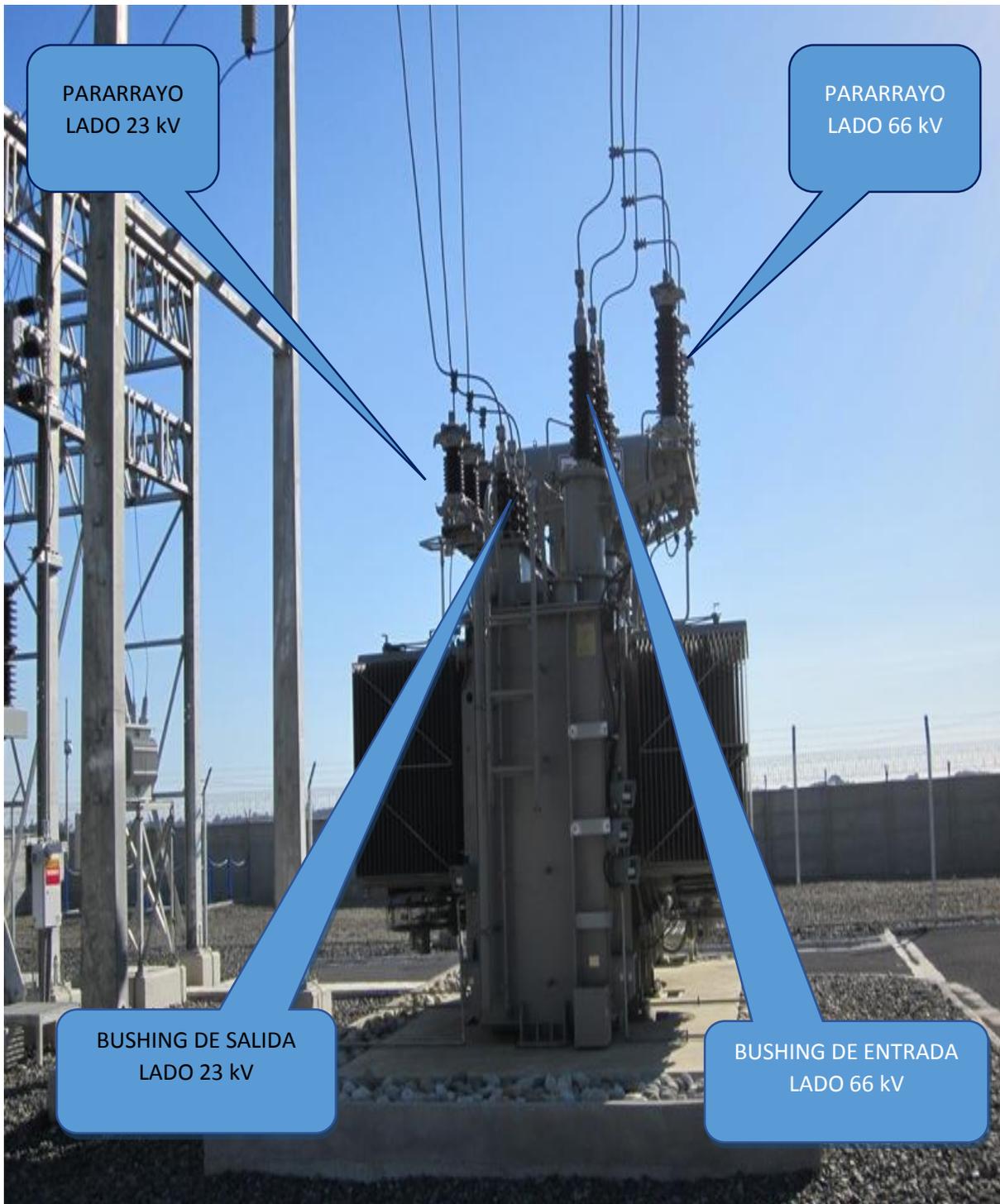


Figura 1.3: Vista del Transformador Principal de la Subestación Cabrero.

1.3. INTERRUPTOR DE CABECERA CABRERO – BULNES 23 kV (52E2)

El interruptor de cabecera Cabrero – Bulnes es el responsable de proteger la Subestación Principal de la carga total del alimentador en estudio. En tal sentido, en la figura 1.4 se presenta una vista del interruptor de 23 kV.



Figura 1.4: Vista del Interruptor de Cabecera Cabrero - Bulnes.

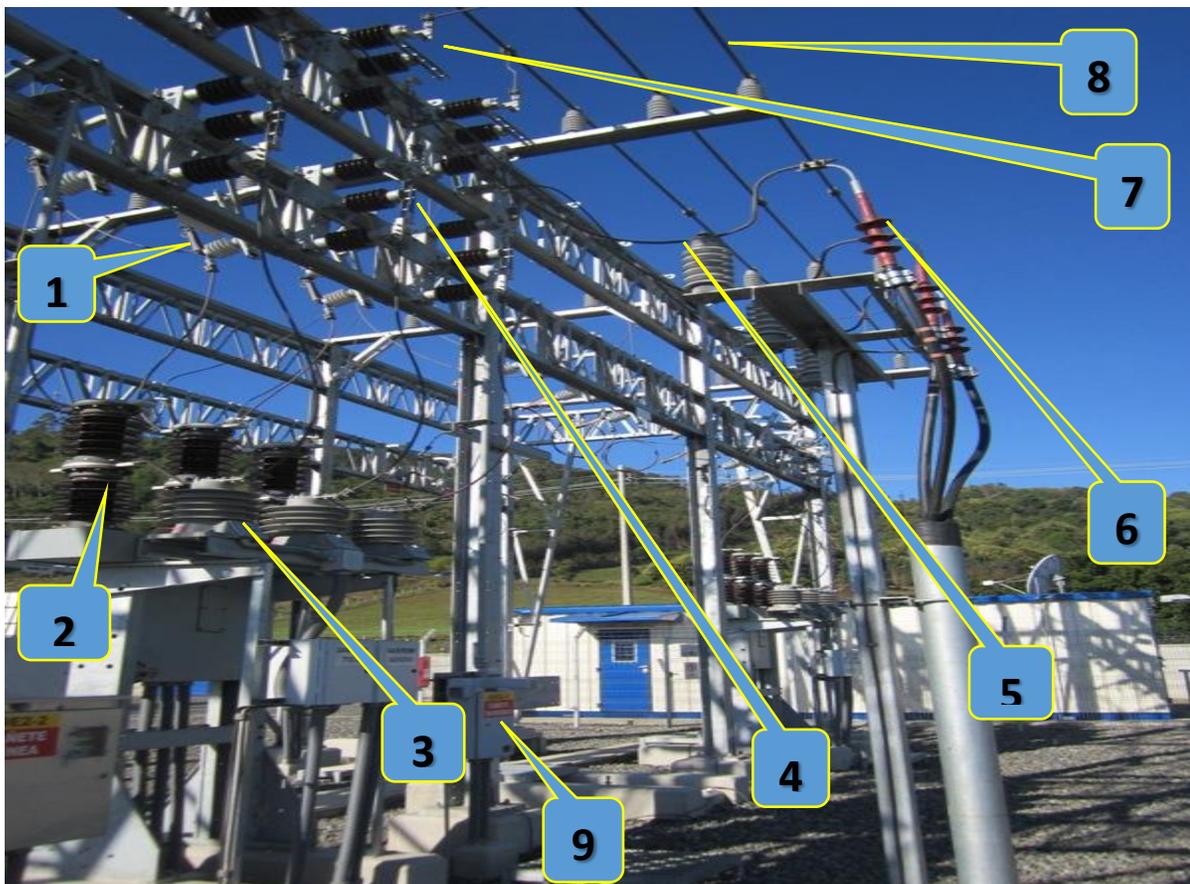


Figura 1.5: Vista de los componentes asociados al paño de la SS/EE Cabrero - Bulnes.

Con referencia a la figura 1.5, en la tabla 1.1 se indican los componentes más importantes asociados al paño.

N°	Detalle
1	Desconectador cuchillo 89 E2.1 entrada Interruptor 52E2
2	Interruptor 52 E2
3	TT/CC
4	Desconectador cuchillos 89 E2.2, Salida Interruptor 52E2
5	Pararrayos de polímero tensión 23 kV.
6	Mufas de polímero, Instalación de líneas Subterráneas
7	Desconectador cuchillo 89 E2.2 N/A, Barra de transferencia
8	Barra de transferencia 23 kV
9	Control aut. para desconectador cuchillos 89 E2.2 de Barra transferencia

Tabla 1.1: Descripción de componentes del paño del alimentador Cabrero – Bulnes.

1.4. RECONECTADORES

Con referencia al diagrama unilineal simplificado de la figura 1.2 y realizado el levantamiento de terreno, en la figura 1.6 se presenta una vista detallada de los equipamientos aéreos relacionados con el Reconector Noja.

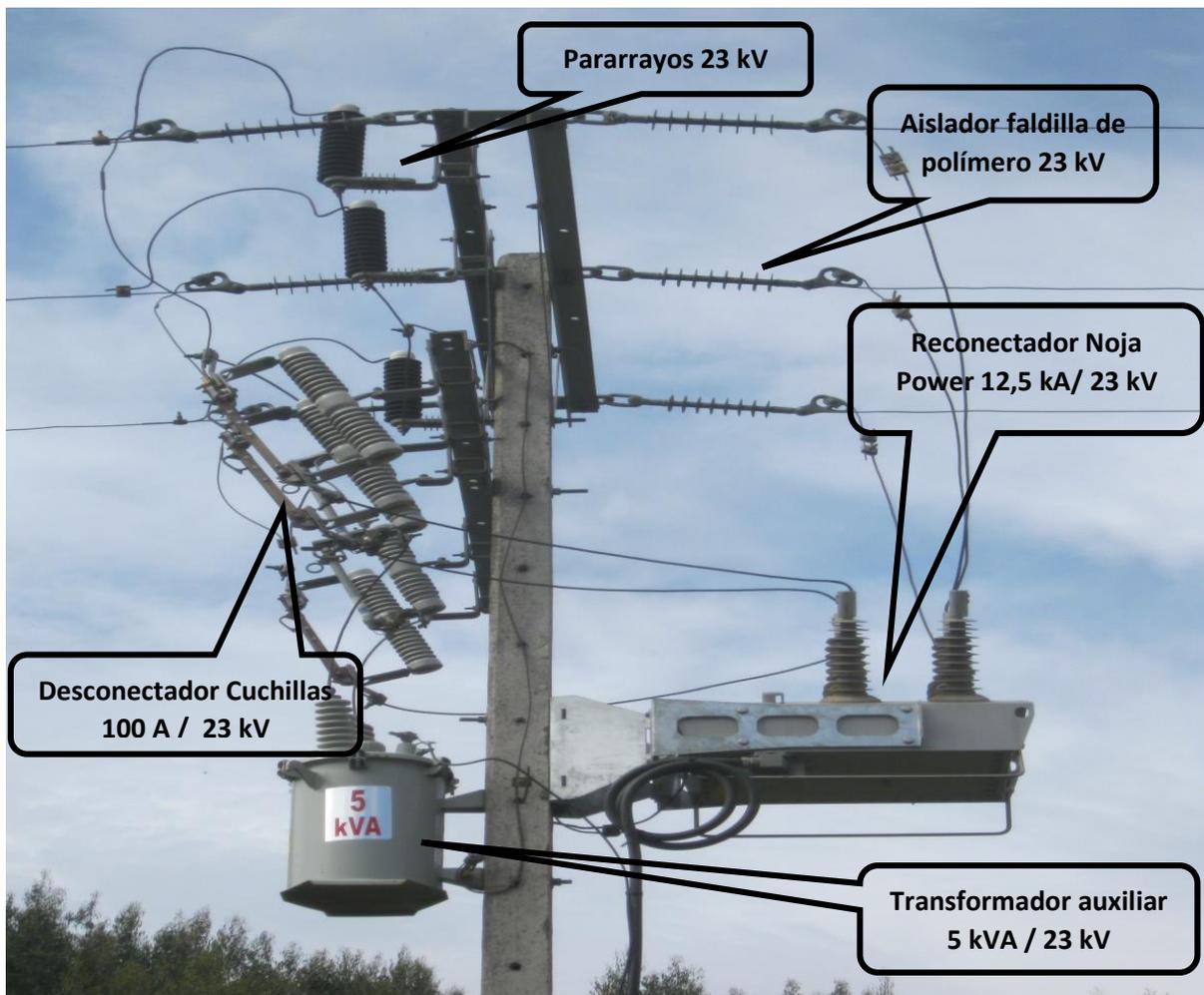


Figura 1.6: Vista general de componentes aéreos del reconector Noja 23 kV.

Dentro de los aspectos a destacar de la configuración, se identifica la presencia de un transformador auxiliar de 5 kVA (23 kV / 220 V) que tiene por propósito mantener la carga constante de las baterías del control RC NOJA Power.

Cabe destacar que la configuración descrita en la figura 1.6 se replica al reconector Quillón – Florida y Sta. Clara – Bulnes. En tal sentido, en el anexo A se presenta la documentación técnica general relacionada con las características de un Reconector Noja. Por otro lado, en la figura 1.7 se presenta una vista de los equipamientos asociados al Reconector Nova de Sta. Clara – Quillón.

Entre ellos se pueden destacar los siguientes elementos:

Pararrayos de tipo polímero para una tensión de 23 kV.

Seis aisladores faldillas de polímero, tienen por función interrumpir el circuito.

Tres desconectadores de tipo loza 25 kV, para la instalación de cuchillas sólidas, donde su función principal es servir como punto de apertura al Reconector.

Dos desconectadores de tipo loza 25 kV, correspondientes a la protección en media tensión del transformador auxiliar.

Caja con control del reconector, en donde se visualizan las diferentes funciones.

Caja del equipo de protección en baja tensión para transformador auxiliar.

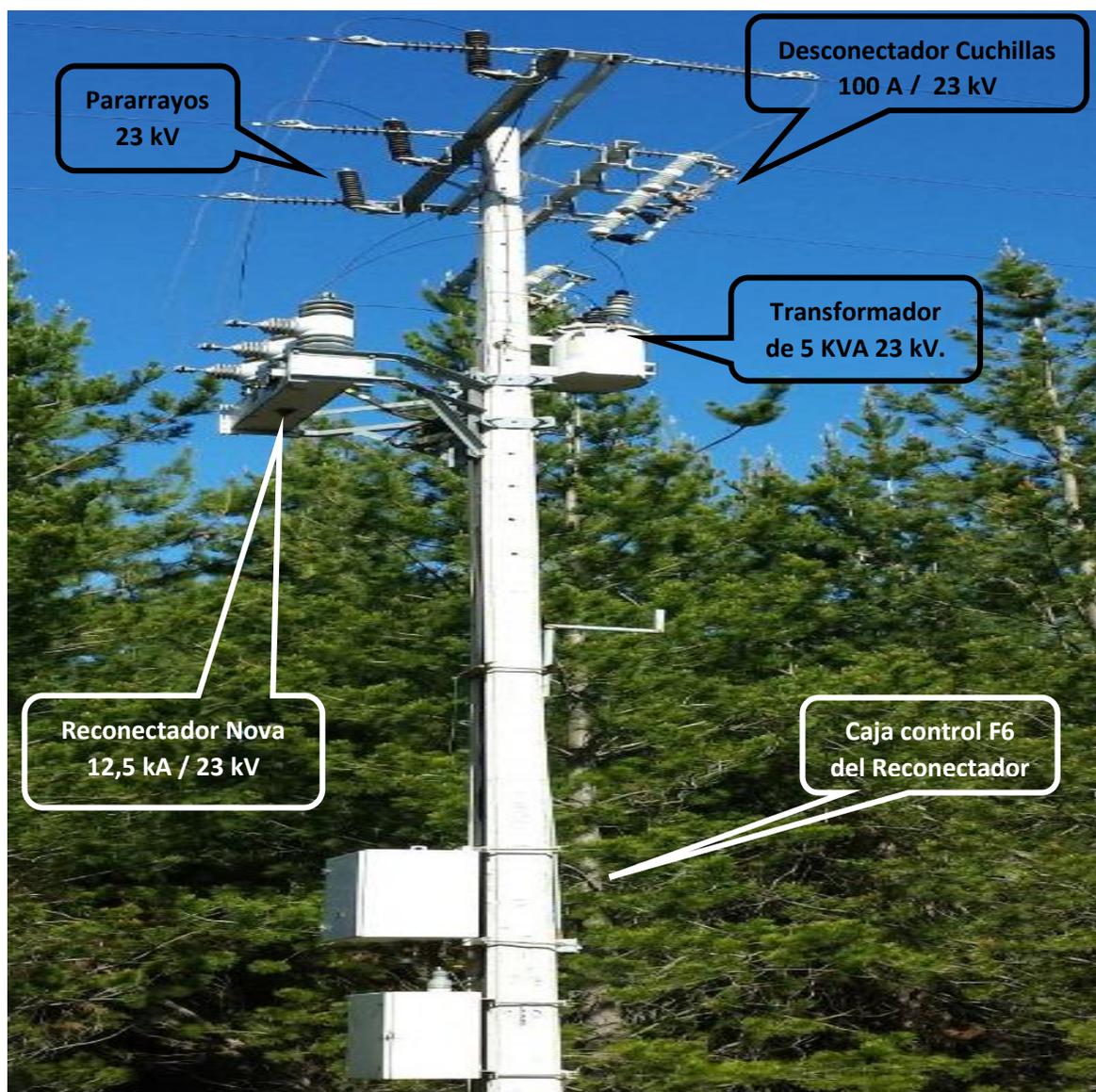


Figura 1.7: Vista general del Reconector Nova Sta. Clara – Quillón.

Con referencia a la figura 1.7, en el anexo B se presenta una breve descripción del Reconector Nova. Por otra parte, en la figura 1.8 se presenta una vista de los componentes de Reconector en 13,2 kV Modelo KFMV empleado en la cabecera del tramo alimentador a Florida.

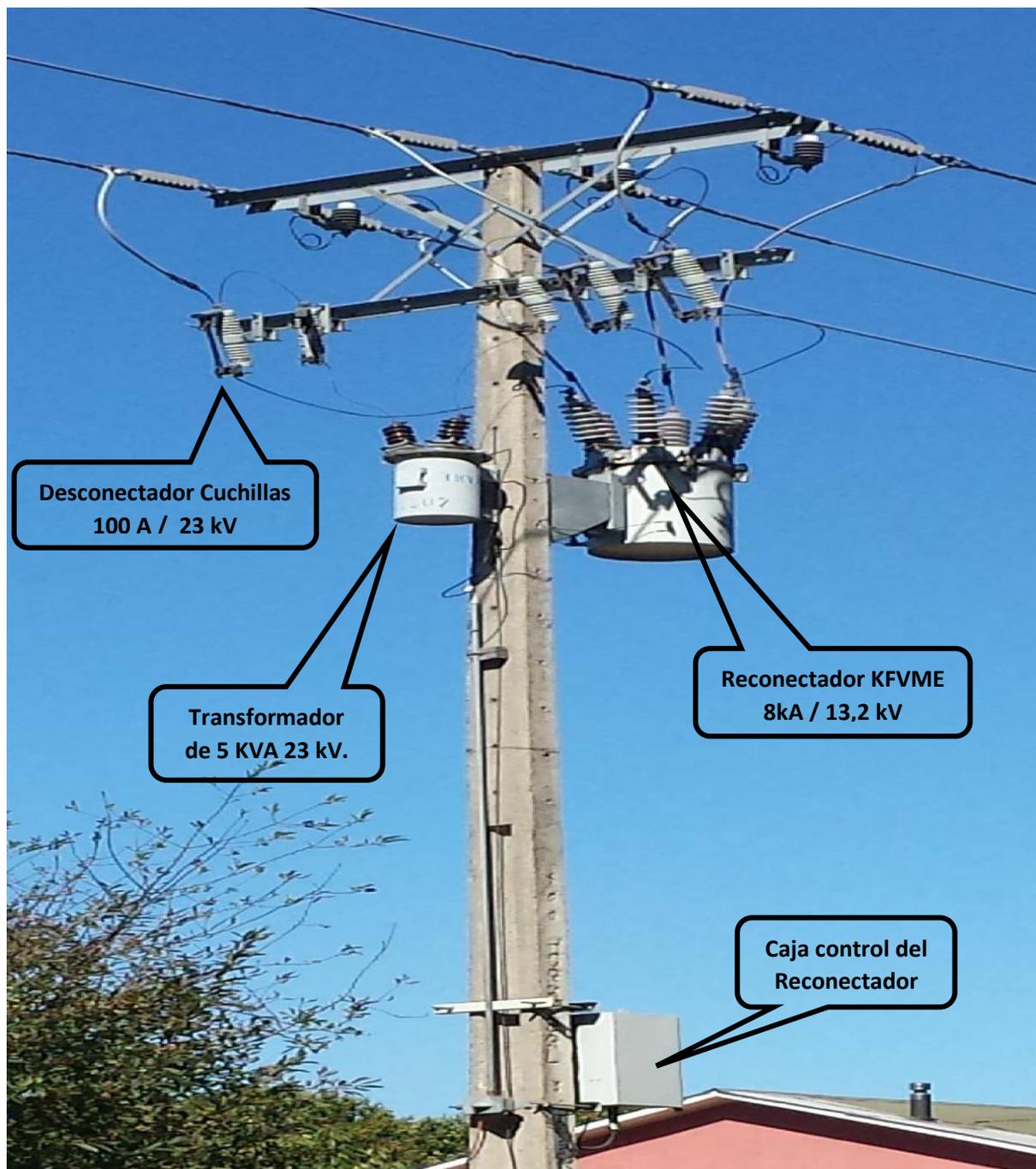


Figura 1.8: Vista general del Reconector Florida.

En tal sentido, el Reconectador Kfvme es un equipo completo de interrupción para corriente trifásica, tiene incorporado una bobina de cierre de M.T, cuyo voltaje nominal es el que determina el sistema de tensión que se instalará en el reconectador

El Reconectador posee un control electrónico, From 4C, el cual trae incorporado un Microprocesador, obteniendo así un control "inteligente" que permite grabar eventos de (apertura, cierres, modificación de parámetros) en una memoria no volátil.

El control trae además un display con teclado permitiendo la programación local y la lectura de eventos, (ver figura 1.9). A través de una puerta serial RS-232 y mediante un software de inter fase, es posible programar, extraer eventos del equipo, perfil de carga, mediciones de demanda y operar el control con un computador personal.

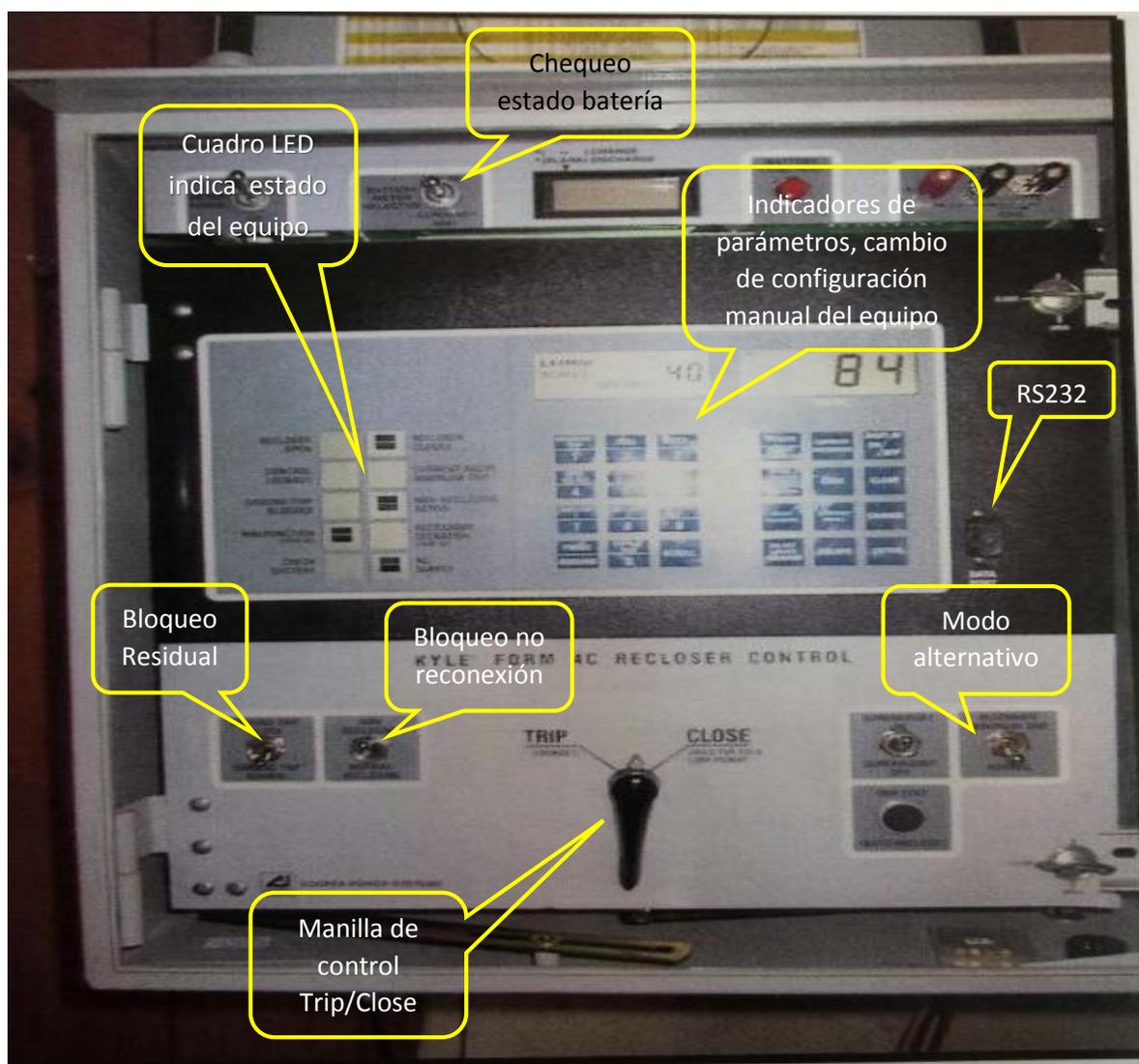


Figura 1.9: Vista Frontal Panel de Control Reconectador Kfvme Florida.

Trae además una tarjeta de comunicaciones de fibra óptica, lo que permite transmitir entrada y salida de datos desde el From 4C hacia equipos Terminales Remotos (RTU), luego es posible la comunicación vía Scada para operar el Reconectador y el control se realiza a través de un cable de aproximadamente 6 metros, 14 pines.

El control From 4C permite comandar completamente el reconectador sin necesidad de intervenir en él. Dispone de una biblioteca de curvas tiempo / corriente modificables para realizar ajuste en su programación en coordinación con otros equipos.

El control puede ser interrogado y programado mediante 24 teclas disponibles para ello en el frontis del control, de acuerdo a un código de acceso disponible de funciones.

Posee una manija de cierre y apertura manual, la que debe ser girada suavemente según la maniobra a realizar y soltarla.

Además cuenta con interruptores que permiten verificar el estado de la batería de 24 VDC que posee el control. Dispone también de un Smith para bloqueo de disparo a tierra, conmutador de disparo mínimo alternativo, conmutador de no reconexión y conmutador de supervisión.

Cuenta con una puerta serial RS 232 que permite interrogar y programar el control con un PC mediante un Software de interface. Dispone de 10 indicadores LCD que proporcionan indicación del estado de funciones de control del Reconectador, además de una pantalla que proporciona una indicación de todas las funciones de teclado.

En este control también se puede extraer data con un lector conocido como data reader.

1.5. REGULADORES DE VOLTAJE

Los Reguladores de voltaje son autotransformadores reguladores que permiten regular el voltaje de línea desde 10% sobre el voltaje nominal a 10% bajo dicho valor en 32 pasos; en aproximadamente 5/8 por ciento por paso. En tal sentido, la figura 1.10 se presenta la vista de un Regulador, destacando sus principales componentes, donde es posible identificar las siguientes características estándar:

Potencia nominal dual para aumentos de Temperatura de 55/65 °C

Construcción unitaria.

Tanque de sellado

Dispositivo de alivio de presión

Aisladores de gran distancia de fuga, con terminales tipo prensa.

Pararrayos serie tipo MOV.

Provisión de montaje de pararrayos tipo Shunt

Dos placas de datos grabadas con láser.

Indicador de nivel de aceite a la vista y conexión superior para filtrado de aceite.

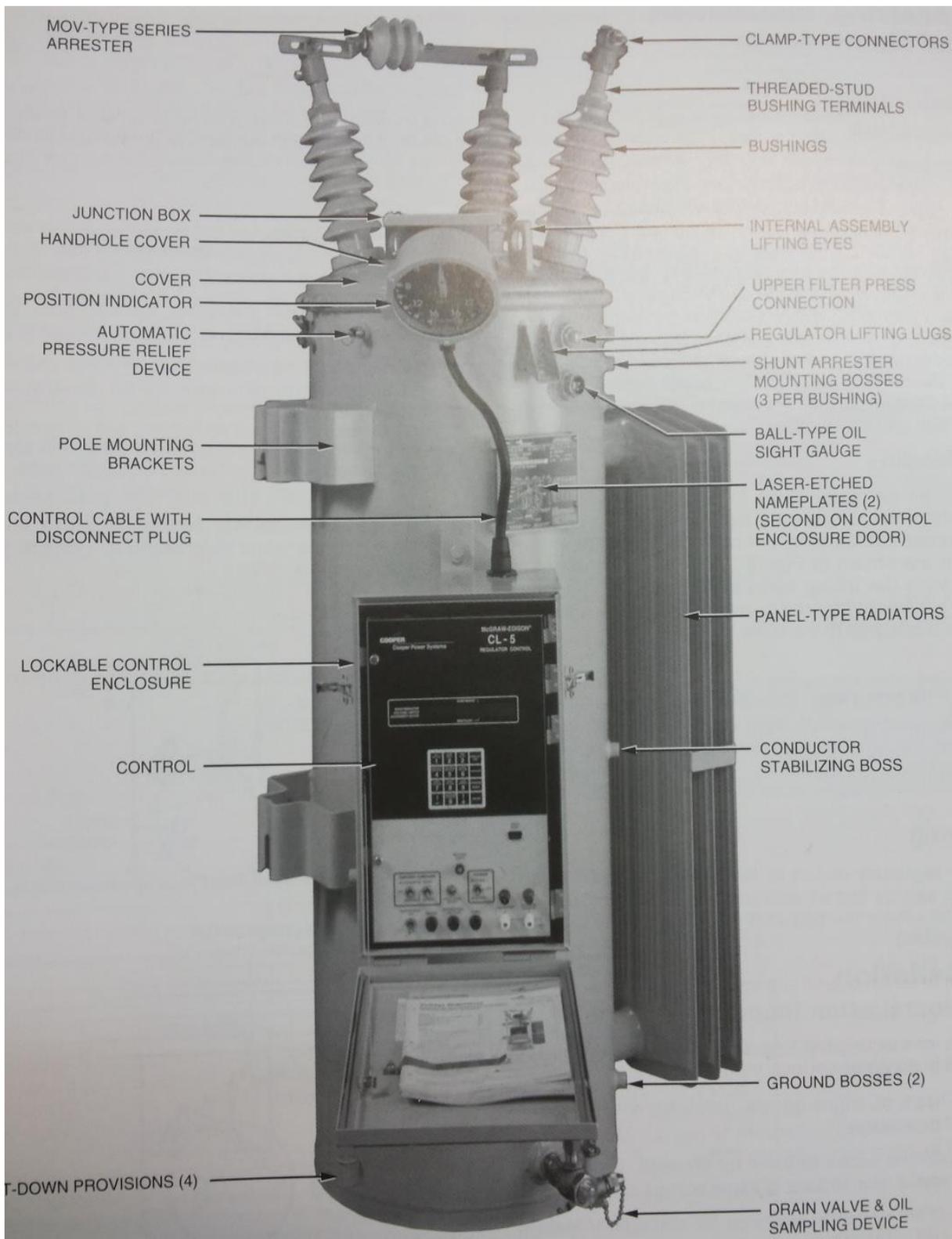


Figura 1.10: Vista Regulador de voltaje.

La aislación para aumentos de temperatura a 65 °C y la estructura del tanque sellado permiten una capacidad extra de 12 % sobre la potencia nominal de 55 °C sin pérdida de vida útil del aislamiento. La capacidad extra se indica en la placa de identificación y se encuentra disponible cuando la función ADD-AMO no se encuentra en uso. La construcción unitaria, que soporta el ensamble interno y la caja de control de la cubierta, permite la facilidad de inspección y mantenimiento. Realizado el levantamiento de la red eléctrica, es posible identificar la presencia de tres Reguladores de tensión en los tramos Cabrero – Gral. Cruz; Gral. Cruz – Sta. Clara y en el tramo Quillón – Florida. En este último tramo, la figura 1.11 representa la vista de los 3 reguladores.

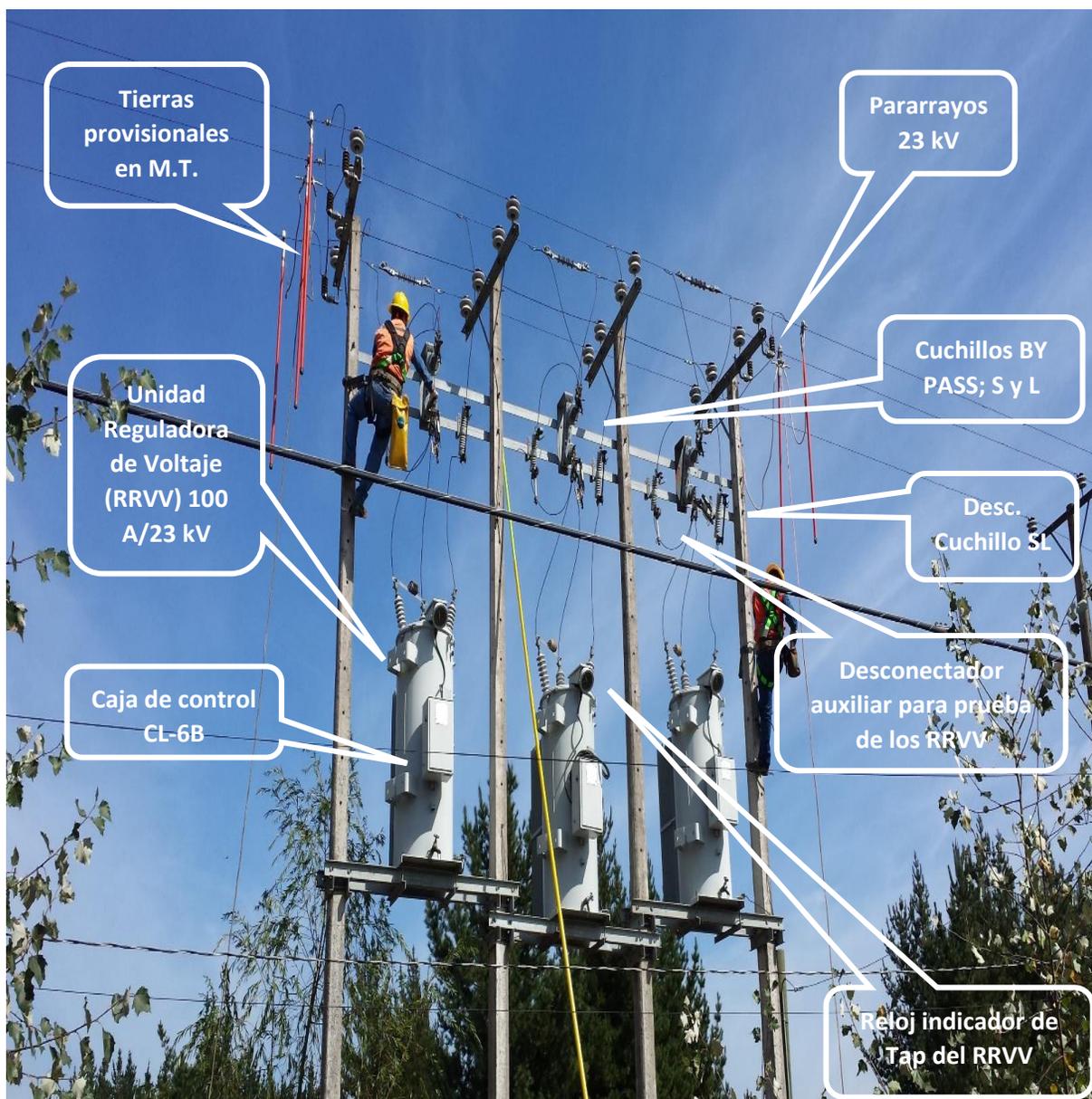


Figura 1.11: Regulador de voltaje tramo Santa Clara – Florida

En referencia a la figura 1.11, los datos de placa de regulador se presentan en la figura 1.12

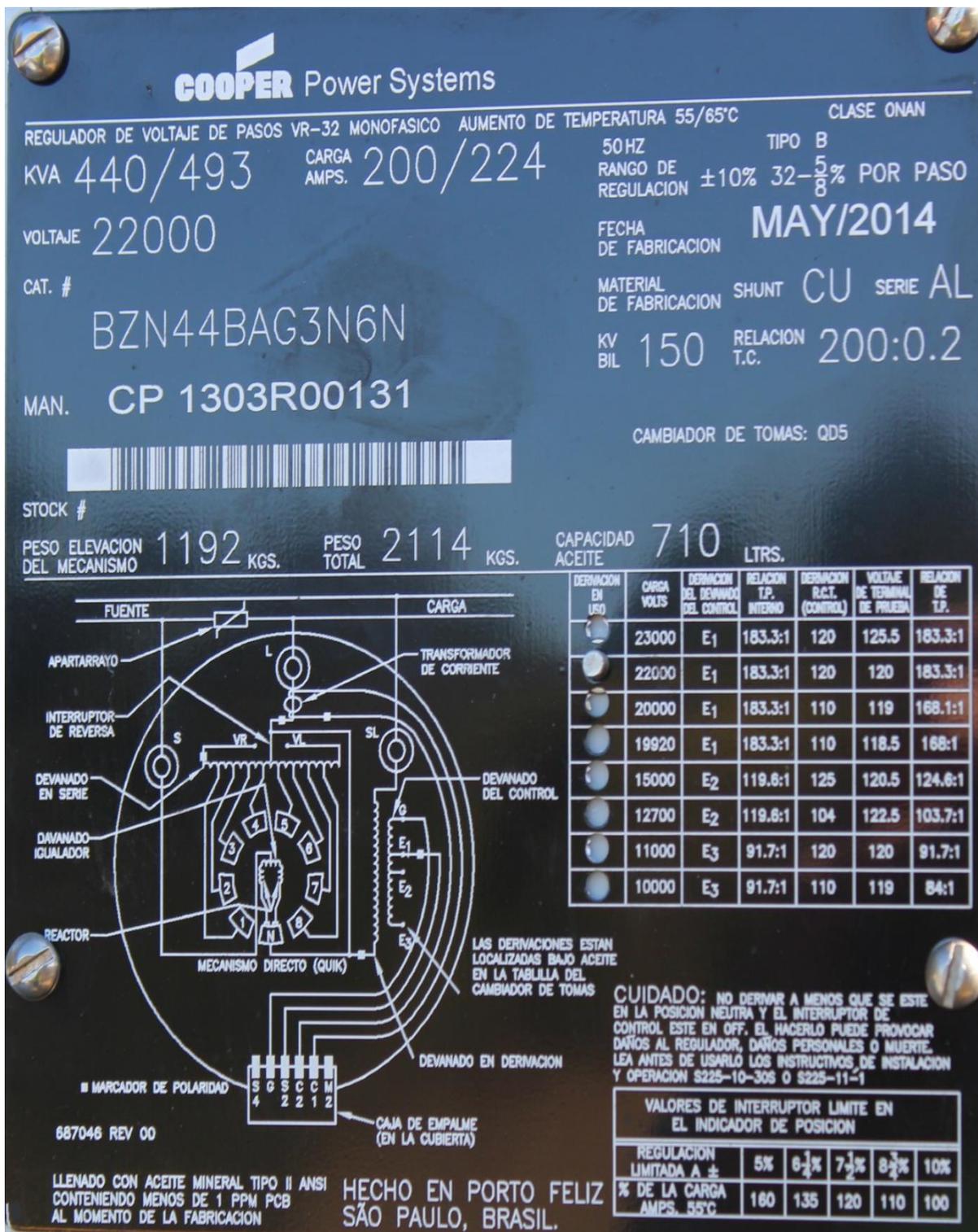


Figura 1.12: Datos placa Regulador de voltaje.

Por otro lado, la figura 1.13 se presenta una vista frontal del control CL6 del regulador de voltaje identificando las funciones y componentes más importantes.

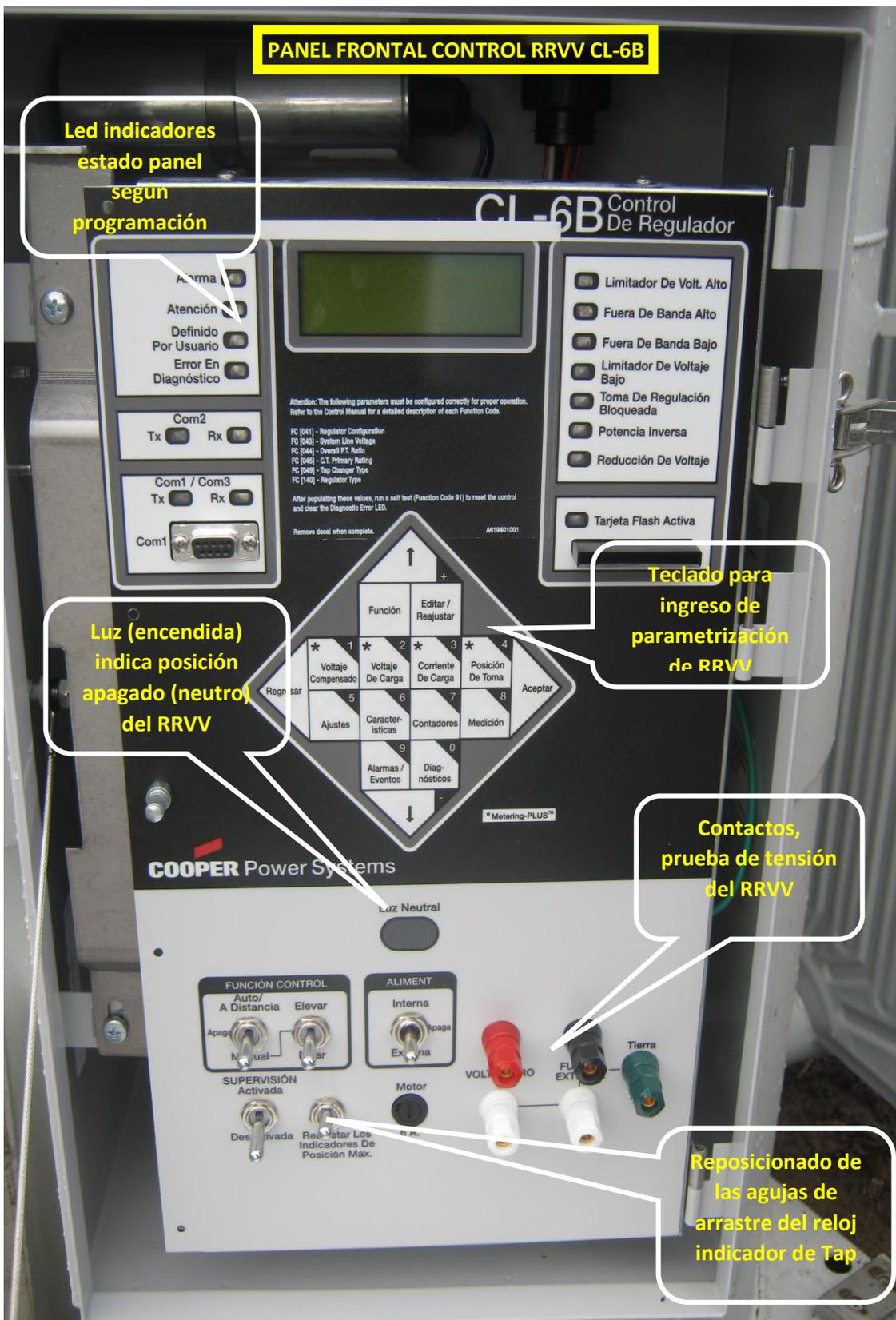


Figura 1.13: Datos del panel de control Regulador de voltaje

1.6. AUTOTRANSFORMADOR

Con el propósito de compatibilizar la tensión de 23 kV desde la Subestación Cabrero con la tensión de operación de la red de distribución de Florida en 13,2 kV, se incorpora a la red eléctrica un Autotransformador, cuya placa de características se presenta en la figura 1.14.

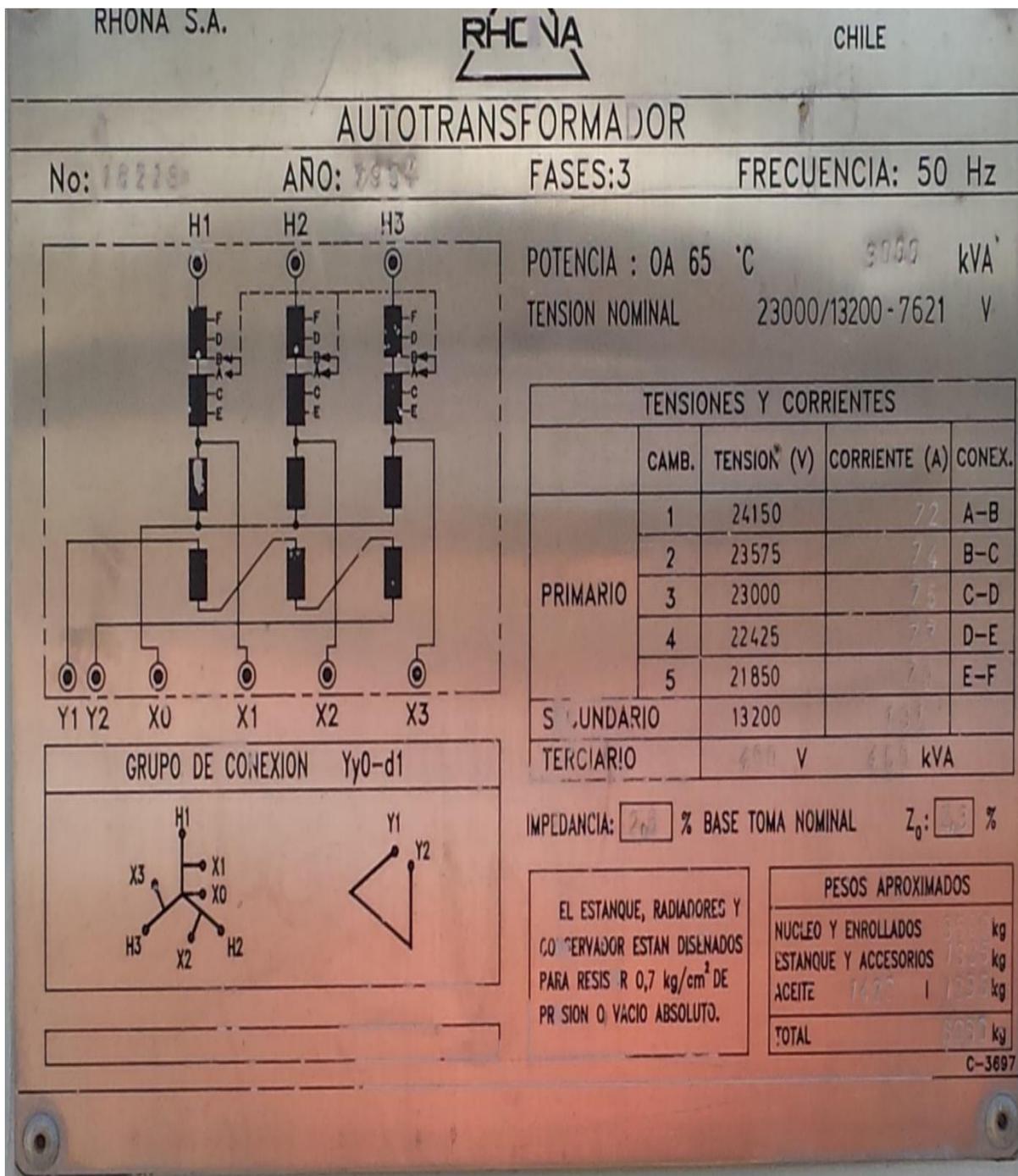


Figura 1.14: Placa de características del Autotransformador de Florida.

1.7 DIAGRAMA UNILINEAL DE LA RED ELÉCTRICA

Como resultado del levantamiento en terreno del alimentador Cabrero – Bulnes, es posible construir el diagrama unilineal en detalle de la red eléctrica en estudio, el cual se presenta en la figura 1.15.

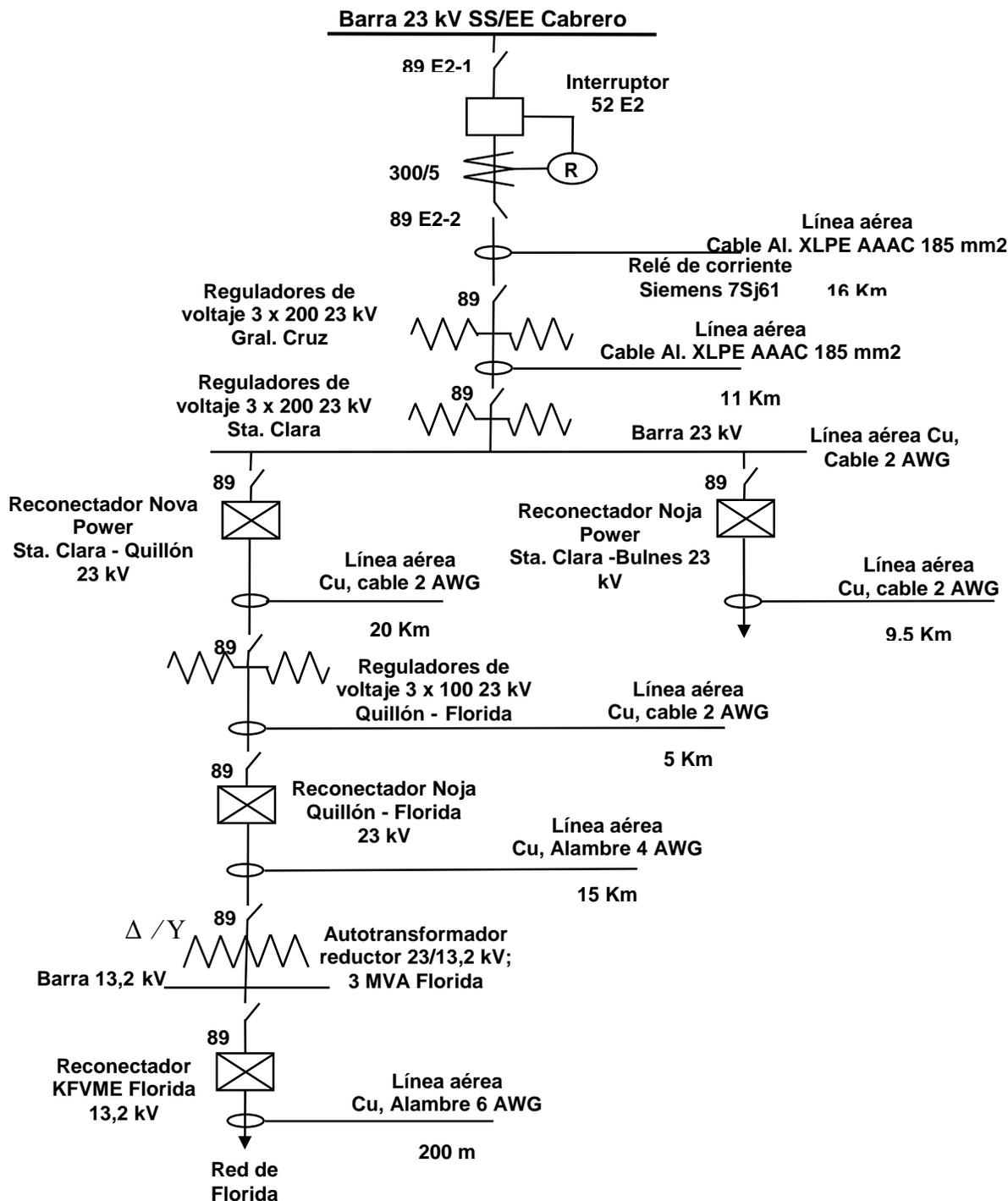


Figura 1.15: Diagrama unilineal de la red eléctrica en estudio.

CAPÍTULO N° 2
ESTUDIO DE REGULACIÓN DE TENSIÓN

CAPÍTULO 2: ESTUDIO DE REGULACIÓN DE TENSIÓN

2.1 ANTECEDENTES GENERALES

En base a los antecedentes descritos de la red eléctrica en estudio, es posible identificar tres reguladores de tensión ubicados en los tramos de Cabrero - General Cruz, General Cruz - Santa Clara y Quillón – Florida. Es así, que en el presente capítulo se analiza la regulación de tensión de la red eléctrica sin regulador de tensión y luego con regulador de tensión, verificando el impacto de la operación de los reguladores.

2.2 ESTUDIO DE CARGAS

Con el propósito de establecer los flujos de potencia de la red eléctrica en estudio, se realiza un estudio de cargas de la instalación. En tal sentido, con posterioridad al levantamiento de la red eléctrica, se realizan mediciones de campo de la potencia suministrada en cada alimentador en 23 kV. Es así, que con referencia al diagrama unilineal de la figura 1.15, en la tabla 2.1 se resumen los requerimientos de carga en puntos de interés de la red eléctrica.

Tabla 2.1: Levantamiento de cargas en alimentadores de red eléctrica

DESCRIPCIÓN	52 E2 CABRERO	SANTA CLARA- BULNES	SANTA CLARA- QUILLÓN	QUILLÓN- FLORIDA	FLORIDA
Potencia Activa (kW)	6367	1416	2485	635	413
Potencia Reactiva (kVAr)	3022	1073	503	168	189

Con referencia a la tabla 2.1, las magnitudes registradas corresponden a valores medios medidos durante una semana normal.

2.3 ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS DE ALIMENTADORES

Con el propósito de evaluar la regulación de tensión, es necesario conocer las impedancias de cada línea aérea. En tal sentido y con referencia al diagrama unilineal de la figura 1.15, en la tabla 2.2 se resumen las características de cada alimentador.

Tabla 2.2: Características de los alimentadores

DESCRIPCIÓN	52 E2 CABRERO	SANTA CLARA-BULNES	SANTA CLARA-QUILLÓN	QUILLÓN-FLORIDA	FLORIDA
Conductor	Aluminio XLPE	Cu cable 2 AWG	Cu cable 2 AWG	Cu Alam. 4 AWG	Cu Alam. 6 AWG
Sección	185 mm ²	33,6 mm ²	33,6 mm ²	21,2 mm ²	13,3 mm ²
Longitud (Km)	27	9,5	25	15	0,2
Disposición	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal
Distancia entre conductores adyacentes (RST)	DRS = 0,8 mts DST = 1,5 mts	DRS = 0,8 mts DST = 1,5 mts	DRS = 0,8 mts DST = 1,5 mts	DRS = 0,8 mts DST = 1,5 mts	DRS = 0,8 mts DST = 1,5 mts
Distancia Geométrica equivalente	1403 mm				
Radio Medio Geométrico	4,607 mm	2,69 mm	2,69 mm	2,14 mm	1,69 mm

Cabe destacar que dada la topología horizontal de las líneas, se asume transposición para definir una distancia media geométrica asociada a una disposición equilátera de los conductores en las líneas aéreas.

Así, al considerar el cálculo de la resistencia se tiene que la resistencia de corriente continua a 20°C viene dada por:

$$R_{CC} = \frac{\rho * \ell}{S} \quad (2.1)$$

Donde ℓ es el largo del conductor en mts - S es la sección transversal en mm² y ρ es la resistividad del material y puede tomar el valor 0,01722 (Ω - mm² / mts) para el cobre al

97,3% de conductividad, o bien, 0,02828 (Ω - mm² / mts) para el aluminio al 61% de conductividad. Por otro lado, el valor de la resistencia en corriente continua a una temperatura "t" cualquiera, viene dada por:

$$R_{cc} = R_{cc} * 20^{\circ} C (1 + \alpha(T_2 - T_1)) \quad (\Omega) \quad (2.2)$$

Donde α corresponde al coeficiente de dilatación térmico y tiene un valor de 0,00382 (1/°C) para el conductor de cobre y 0,00403 (1/°C) para el conductor de aluminio.

Cabe destacar que para los conductores analizados y descritos en la tabla 2.2, el efecto Skin puede considerarse despreciable.

Así, al considerar el conductor de aluminio del alimentador 52E2- Cabrero, al emplear (2.1) la resistencia en corriente continua resulta ser:

$$R_{cc} = \frac{0,02828 * 27000}{185} = 4,127 \quad (\Omega) \text{ a } 20^{\circ}C$$

Considerando la temperatura de servicio de 75°C, se tiene:

$$R_{cc} = 4,127 (1 + 0,00403(75 - 20)) = 5,042 \quad (\Omega)$$

Considerando un factor de trenzado del 2%, la resistencia en corriente alterna resulta ser:

$$R_{ca} = 1,02 * 5,042 = 5,143 \quad (\Omega)$$

Por otro lado, el conductor de cobre de 2 AWG del tramo Santa Clara-Bulnes, la resistencia en corriente continua resulta ser:

$$R_{cc} = \frac{0,01722 * 9500}{33,6} = 4,868 \quad (\Omega)$$

Considerando la temperatura de servicio de 75°C y un factor de trenzado del 2% se tiene:

$$R_{ca} = 4,868 (1 + 0,02) * (1 + 0,00382 (75 - 20)) = 6 \quad (\Omega)$$

Respecto del conductor de cobre de 2 AWG del tramo Santa Clara-Quillón, la resistencia en corriente continua resulta ser:

$$R_{cc} = \frac{0,01722 * 25000}{33,6} = 12,813 \quad (\Omega)$$

Considerando la temperatura de servicio de 75°C y un factor de trenzado del 2% se tiene:

$$R_{ca} = 12,813 (1 + 0,02) * (1 + 0,00382 (75 - 20)) = 15,815 \quad (\Omega)$$

En el caso del conductor de cobre de 4 AWG del tramo Quillón-Florida, la resistencia en corriente continua viene dada por:

$$R_{cc} = \frac{0,01722 * 15000}{21,2} = 12,183 \quad (\Omega)$$

Considerando la temperatura de servicio de 75°C y un factor de trenzado del 2% se tiene:

$$R_{ca} = 12,183 (1 + 0,02) * (1 + 0,00382 (75 - 20)) = 15,037 \quad (\Omega)$$

Por último, el conductor de cobre de 6 AWG del tramo Florida, la resistencia en corriente continua resulta ser:

$$R_{cc} = \frac{0,01722 * 0,2}{13,3} = 0,000258 (\Omega)$$

Considerando la temperatura de servicio de 75°C y un factor de trenzado del 2% se tiene:

$$R_{ca} = 0,000258 (1 + 0,02) * (1 + 0,00382 (75 - 20)) = 0,000319 (\Omega)$$

Es así que en la tabla 2.3 se presentan los valores de la resistencia CA en cada alimentador

Tabla 2.3: Resistencia de Alimentadores

DESCRIPCIÓN	52 E2 CABRERO	SANTA CLARA-BULNES	SANTA CLARA-QUILLÓN	QUILLÓN-FLORIDA	FLORIDA
Resistencia a 50 Hz 75°C (Ω)	5,143	6	15,815	15,037	0,000319

Al considerar la reactancia inductiva de cada alimentador, para líneas aéreas, la reactancia en Ω / km viene dada por:

$$XL \left(\frac{\Omega}{\text{km}} \right) = 2 * \pi * f * \left(2 * \ln \left(\frac{D}{RMG} \right) \right) * 10^{-4} \quad (2.3)$$

Con referencia a la ecuación 2.3, el RMG corresponde al Radio Medio Geométrico en mm, y D corresponde a la Distancia media Geométrica en mm entre conductores.

Así, para el conductor del alimentador 52 E2 Cabrero, la reactancia inductiva del conductor viene dada por:

$$XL(\Omega/\text{km}) = 2 * \pi * 50 * \left(2 * \ln \left(\frac{1403}{4,607} \right) \right) * 10^{-4} = 0,359 (\Omega/\text{km})$$

Considerando la distancia de 27 km del conductor, la reactancia inductiva del alimentador resulta ser 9,701 (Ω)

Por otro lado, al considerar el conductor de cobre de 2 AWG del tramo Santa Clara-Bulnes, la reactancia inductiva viene dada por:

$$XL(\Omega/\text{km}) = 2 * \pi * 50 * \left(2 * \ln \left(\frac{1403}{2,69} \right) \right) * 10^{-4} = 0,393 (\Omega/\text{km})$$

Considerando la distancia de 9,5 km del conductor, la reactancia inductiva del alimentador resulta ser 3,734 (Ω)

Asimismo, al considerar el conductor de cobre de 2 AWG del tramo Santa Clara-Quillón, la reactancia inductiva queda definida por:

$$X_L(\Omega/\text{km}) = 2 * \pi * 50 * \left(2 * \ln \left(\frac{1403}{2,69} \right) \right) * 10^{-4} = 0,393 (\Omega/\text{km})$$

Considerando la distancia de 25 km del conductor, la reactancia inductiva del alimentador resulta ser 9,825 (Ω)

Respecto del conductor de cobre de 4 AWG del tramo Quillón-Florida, la reactancia inductiva viene dada por:

$$X_L(\Omega/\text{km}) = 2 * \pi * 50 * \left(2 * \ln \left(\frac{1403}{2,14} \right) \right) * 10^{-4} = 0,407 (\Omega/\text{km})$$

Considerando la distancia de 15 km del conductor, la reactancia inductiva del alimentador resulta ser 6,112 (Ω)

Por último, para el conductor de cobre de 6 AWG del tramo Florida, la reactancia inductiva viene dada por:

$$X_L(\Omega/\text{km}) = 2 * \pi * 50 * \left(2 * \ln \left(\frac{1403}{1,69} \right) \right) * 10^{-4} = 0,422 (\Omega/\text{km})$$

Considerando la distancia de 0,2 km del conductor, la reactancia inductiva del alimentador resulta ser 0,0844 (Ω)

Realizado el cálculo de la reactancia inductiva en cada alimentador, las magnitudes de reactancia en Ω se resumen en la tabla 2.4

Tabla 2.4: Reactancia inductiva de Alimentadores

DESCRIPCIÓN	52 E2 CABRERO	SANTA CLARA-BULNES	SANTA CLARA-QUILLÓN	QUILLÓN-FLORIDA	FLORIDA
Reactancia inductiva en (Ω)	9,701	3,734	9,825	6,112	0,0844

De lo anterior, la tabla 2.5 indica la información de cargas e impedancias de cada alimentador de la red en estudio.

Tabla 2.5: Cargas e impedancias de Alimentadores

DESCRIPCIÓN	52 E2 CABRERO	SANTA CLARA-BULNES	SANTA CLARA-QUILLÓN	QUILLÓN-FLORIDA	FLORIDA
Potencia Activa (kW)	6367	1416	2485	635	413
Potencia Reactiva (kVAr)	3022	1073	503	168	189
Impedancia en (Ω)	5,143 + j 9,701	6 + j 3,734	15,815+ j 9,825	15,037 + j 6,112	0,000319+j 0,0834

2.4 ANÁLISIS DE TENSIÓN SIN REGULADORES DE TENSIÓN

Con el propósito de analizar la regulación de tensión de la línea en estudio, se realizan los cálculos respectivos de acuerdo a los parámetros obtenidos y señalados en la tabla 2.5. Para tal efecto, el cálculo de la regulación de tensión viene dado por

$$(V_n - V_r) * V_r = R * P + X * Q \quad (2.4)$$

Donde V_n es el Voltaje de la cabecera del alimentador, V_r es la tensión de regulación, R la resistencia del conductor en Ω , X la reactancia inductiva del conductor en Ω , P es la potencia activa del tramo medido en MW y Q es la potencia reactiva del tramo medido en MVAR.

Así, al considerar el análisis de regulación de tensión en el tramo que comprende el Alimentador 52E2 y el Nodo Santa Clara, resulta ser:

$$(23 - V_r) * V_r = R * P + X * Q = 5,143 * 6,367 + 9,701 * 3,022 = 62,061$$

$$\text{Luego: } V_r = \frac{23 + \sqrt{23^2 - 4 * 62,061}}{2} = 19,877 \text{ kV}$$

Por otra parte, el análisis de regulación de tensión en el tramo que comprende el Nodo Santa Clara y Bulnes, considerando que la tensión de cabecera es de 19,877 kV resulta ser:

$$(19,877 - V_r) * V_r = R * P + X * Q = 6 * 1,416 + 3,734 * 1,073 = 12,5$$

$$\text{Luego: } V_r = \frac{19,877 + \sqrt{19,877^2 - 4 * 12,5}}{2} = 19,226 \text{ kV}$$

De igual manera, el análisis de regulación de tensión en el tramo que comprende el Nodo

Santa Clara y Quillón, considerando que la tensión de cabecera es de 19,877 kV resulta ser:

$$(19,877 - V_r) * V_r = R * P + X * Q = 15,815 * 2,458 + 9,825 * 0,503 = 44,242$$

$$\text{Luego: } V_r = \frac{19,877 + \sqrt{19,877^2 - 4 * 44,242}}{2} = 17,323 \text{ kV}$$

Considerando también el análisis de regulación de tensión en el tramo que comprende el Alimentador Quillón-Florida, considerando que la tensión de cabecera es de 17,323 kV resulta ser:

$$(17,323 - V_r) * V_r = R * P + X * Q = 15,037 * 10,635 + 6,112 * 0,168 = 10,746$$

$$\text{Luego: } V_r = \frac{17,323 + \sqrt{17,323^2 - 4 * 10,746}}{2} = 16,678 \text{ kV}$$

Por último el análisis de regulación de tensión en el tramo que comprende el Alimentador Florida, considerando que la tensión de cabecera es de 16,678 kV.

resulta ser:

$$(16,678 - V_r) * V_r = R * P + X * Q = 0,000319 * 0,413 + 0,0834 * 0,0189 = 0,0158$$

$$\text{Luego: } V_r = \frac{16,678 + \sqrt{16,678^2 - 4 * 0,0158}}{2} = 16,677 \text{ kV}$$

De acuerdo al análisis realizado, la tabla 2.6 muestra los valores de tensión obtenidos sin reguladores.

Tabla 2.6: Tensión entre alimentadores sin regulación

TRAMO	TENSIÓN (kV) NOMINAL	TENSIÓN OBTENIDA EN EL TRAMO (kV)	REG %
Desde Interruptor 52E2 a Nodo Sta. Clara	23	19,877	13,57 %
Desde Nodo Sta. Clara a Bulnes	23	19,226	16,4 %
Desde Nodo Santa Clara a Quillón	23	17,323	24,68%
Desde Alimentador Quillón a Florida	23	16,678	27,48 %
Red de Florida	23	16,677	27,49 %

A partir de los resultados expuestos en la tabla 2.6, es posible verificar que no se cumple con las exigencias de calidad de servicio, respecto que el porcentaje de regulación de tensión mínimo es superior al 7,5%. Por esta razón es necesario incluir reguladores de tensión en la red eléctrica.

2.5 ANÁLISIS DE TENSIÓN CON REGULADORES DE TENSIÓN

Con el propósito de analizar la regulación de tensión de la red eléctrica en estudio y con referencia al diagrama unilineal de la figura 1.15, se analizan los tramos de Cabrero - General Cruz, General Cruz - Santa Clara, Santa Clara – Bulnes, Santa Clara – Quillón, Quillón – Florida. Al respecto, los cálculos respectivos de acuerdo a los parámetros obtenidos y señalados en tabla 2.7

Tabla 2.7: Cargas e impedancias de Tramos evaluados con reguladores de Tensión

DESCRIPCIÓN	52E2 – GRAL. CRUZ	GRAL.CRUIZ - SANTA CLARA	SANTA CLARA-BULNES	SANTA CLARA-QUILLÓN	QUILLÓN - FLORIDA
Potencia Activa (kW)	6367	3901	1416	2485	635
Potencia Reactiva (kW)	3022	1576	1073	503	168
Impedancia en (Ω)	3,047 + j 5,744	2,095 + j 3,949	6+ j 3,733	12,651 + j 7,86	20,051 + j 8,14

Es así que el análisis se realiza con reguladores de tensión y la ecuación característica viene dada por:

$$(V_n - V_r) * V_r = R * P + X * Q \quad (2.5)$$

Donde V_n es el Voltaje de la cabecera del alimentador, V_r es la tensión de regulación, R la resistencia del conductor en Ω , X la reactancia inductiva del conductor en Ω , P es la potencia activa del tramo medido en MW y Q es la potencia reactiva del tramo medido en MVAR

Así, al considerar el análisis de regulación de tensión en el tramo que comprende el Alimentador 52E2 y General Cruz, resulta ser:

$$(23 - V_r) * V_r = R * P + X * Q = 3,047 * 6,367 + 5,744 * 3,022 = 36,75$$

$$\text{Luego: } V_r = \frac{23 + \sqrt{23^2 - 4 * 36,75}}{2} = 21,272 \text{ kV}$$

Por otra parte, el análisis de regulación de tensión en el tramo comprendido entre General Cruz - Santa Clara, y considerando que la tensión de salida del regulador es 23 kV resulta ser:

$$(23 - V_r) * V_r = R * P + X * Q = 2,095 * 3,901 + 3,949 * 31,576 = 14,396$$

$$\text{Luego: } V_r = \frac{23 + \sqrt{23^2 - 4 * 14,396}}{2} = 22,356 \text{ kV}$$

Es así, que el análisis de regulación de tensión en el tramo comprendido entre Santa Clara - Bulnes, y considerando que la tensión de salida del regulador es 23 kV resulta ser:

$$(23 - V_r) * V_r = R * P + X * Q = 6 * 1,416 + 3,733 * 1,073 = 12,5$$

$$\text{Luego: } V_r = \frac{23 + \sqrt{23^2 - 4 * 12,5}}{2} = 22,443 \text{ kV}$$

De igual manera, el análisis de regulación de tensión en el tramo comprendido entre Santa Clara - Quillón, y considerando que la tensión de salida del regulador es 23 kV resulta ser:

$$(23 - V_r) * V_r = R * P + X * Q = 12,651 * 2,485 + 7,86 * 0,503 = 35,39$$

$$\text{Luego: } V_r = \frac{23 + \sqrt{23^2 - 4 * 35,39}}{2} = 21,341 \text{ kV}$$

Por último, el análisis de regulación de tensión en el tramo comprendido entre Quillón - Florida, y considerando que la tensión de salida del regulador es 23 kV resulta ser:

$$(23 - V_r) * V_r = R * P + X * Q = 20,051 * 0,635 + 8,14 * 0,168 = 14,09$$

$$\text{Luego: } V_r = \frac{23 + \sqrt{23^2 - 4 * 14,09}}{2} = 22,370 \text{ kV}$$

Tabla 2.8: Tramos evaluados con reguladores de Tensión

TRAMO	TENSIÓN (kV) NOMINAL	TENSIÓN OBTENIDA EN EL TRAMO (kV)	REG %
Desde Interruptor 52E2 a Gral. Cruz	23	21,272	7,5 %
Desde Gral. Cruz a Santa Clara	23	22,356	2,8 %
Desde Santa Clara a Bulnes	23	22,443	2,42%
Desde Santa Clara a Quillón	23	21,341	7,21 %
Desde Quillón a Florida	23	22,370	2,73 %

A partir de los resultados expuestos en la tabla 2.8, es posible verificar que se cumple con las exigencias de la norma chilena, respecto de que el porcentaje de regulación de tensión mínimo se encuentra dentro del 7,5%. Por esta razón se justifica la instalación reguladores de tensión en los puntos establecidos de la red eléctrica en estudio.

CAPÍTULO N° 3
NIVELES DE CORTOCIRCUITO

CAPÍTULO 3: NIVELES DE CORTOCIRCUITO

3.1 ANTECEDENTES GENERALES

La planificación, el diseño y la operación de los sistemas de Distribución, requiere de acuciosos estudios para evaluar su comportamiento, confiabilidad y seguridad. Uno de los estudios más importantes es la determinación de los Niveles de Cortocircuito.

Un cortocircuito se manifiesta por la disminución repentina de la impedancia de un circuito determinado, lo que produce un aumento de la corriente.

En general las corrientes de cortocircuitos alcanzan magnitudes mucho mayores que los valores nominales de los generadores, transformadores y líneas. Si se permite que estas corrientes circulen por un período prolongado pueden causar un serio daño térmico al equipo y problemas de estabilidad de funcionamiento en las máquinas sincrónicas. El tipo de cortocircuito más severo es el trifásico, el que además de dar valores elevados de corriente, reduce a cero la capacidad de transmisión de una línea, lo siguen los cortocircuitos bifásicos y finalmente el monofásico.

En este seminario, se realiza el análisis de las fallas trifásicas en cada alimentador, con el fin de realizar la coordinación de sus respectivas protecciones.

3.2 APLICACIÓN DE LOS CORTOCIRCUITOS

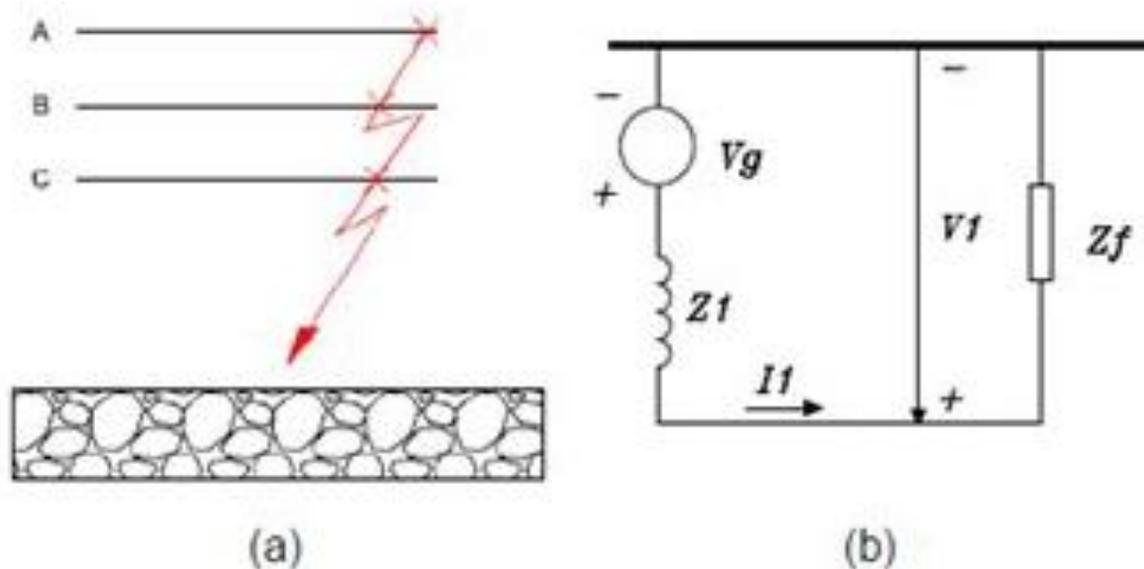
El estudio de cortocircuito se aplica especialmente en el dimensionamiento de conductores y especificaciones de interruptores y coordinación de las protecciones.

En el dimensionamiento de Conductores, bajo condiciones de cortocircuito, la temperatura del cable aumenta rápidamente, y si la falla no es despejada se producirá la rotura permanente del aislante. IPCEA (Insulated Power Cable Engineers Association) recomienda para cada tipo de aislación un límite de temperatura transitoria de cortocircuito, que no debe durar más de 10 segundos.

Respecto de la especificación de los interruptores, la selección de un interruptor de potencia para una determinada aplicación consiste en definir un conjunto de valores que limitan las condiciones de operación máximas del interruptor. Dentro de los parámetros a considerar se tiene: Corriente nominal, corriente momentánea de choque y capacidad de ruptura.

3.3 FALLA TRIFÁSICA

La falla Trifásica es la falla más severa en los sistemas de distribución, ilustrada en la figura 3.1



(a) Esquema de falla; (b) Circuito Equivalente

Figura 3.1: Falla Trifásica

Con referencia al circuito equivalente en pu de la figura 3.1 b), la corriente de cortocircuito trifásica viene dada por:

$$IF_{3\phi}(\text{pu}) = \frac{V_G}{Z_1 + Z_f} \quad (\text{pu}) \quad (3.1)$$

Al considerar una falla franca, la impedancia de falla se asume de un valor despreciable, por lo que la corriente de falla trifásica queda determinada por la impedancia de secuencia positiva equivalente vista desde el punto de falla, esto es:

$$IF_{3\phi}(\text{pu}) = \frac{1}{Z_1} \quad (\text{pu}) \quad (3.2)$$

3.4 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO EN ALIMENTADORES

El análisis y cálculos respectivos se realiza considerando cálculos en pu evaluando la falla máxima situada en cada alimentador.

Con referencia al diagrama unilineal de la figura 1.15, y considerando los parámetros de la red eléctrica, en la tabla 3.3 se resumen los datos en valores reales y pu de los alimentadores en base de 100 MVA y 23 kV.

Tabla 3.1: Impedancias en Ohm y pu

UBICACIÓN	IMPEDANCIA EN (Ω)	IMPEDANCIA EN P.U.
52 E2 CABRERO	$5,143 + j9,701$	$0,972 + j 1,833$
SANTA CLARA-BULNES	$6 + j3,734$	$1,134 + j 0,705$
SANTA CLARA-QUILLÓN	$15,815 + j9,825$	$2,989 + j 1,857$
QUILLÓN-FLORIDA	$15,037 + j6,112$	$2,842 + j 1,155$
FLORIDA	$0,000319 + j0,0834$	$6,03 \times 10^{-5} + j 0,0157$

Puesto que la demanda de energía eléctrica es mayoritariamente residencial, en el cálculo de cortocircuito se contempla un aporte exclusivamente desde la SS/EE Cabrero.

Al considerar el aporte de la SS/EE Cabrero para falla 3Φ , la información aportada por la empresa eléctrica Frontel en Barra de 23 kV de la S/E resulta ser de 3438 A con una relación X/R de 6,9. Es así, que al considerar valores bases de 100 MVA y 23 kV, la corriente base resulta ser 2510,2 A y el aporte de la empresa eléctrica viene dada por:

$$IF_{3\phi} = \frac{3438}{2510,2} = 1,37(\text{pu})$$

Luego, la impedancia equivalente resulta ser:

$$Z_{SE} = \frac{1}{I_{CC3\phi}} = \frac{1}{1,37} = 0,73 (\text{pu})$$

Considerando la relación X/R, se tiene:

$$Z_{SE} = \sqrt{R_{SE}^2 + X_{SE}^2} = R_{SE} \sqrt{1 + \left(\frac{X_{SE}}{R_{SE}}\right)^2}$$

Luego:

$$R_{SE} = \frac{Z_{SE}}{\sqrt{1 + \left(\frac{X_{SE}}{R_{SE}}\right)^2}} = \frac{0,73}{\sqrt{1 + (6,9)^2}} = 0,105 (\text{pu})$$

Por lo tanto, la impedancia en pu de la empresa eléctrica, vista desde la barra de 23 kV resulta ser:

$$Z_{SE} = 0,105 + j 0,725 (\text{pu})$$

Para el cálculo de impedancia del Autotransformador, se utilizó un valor X/R típico para un equipo de igual potencia extraído de la biblioteca Etap 6.0, debido a que no es posible obtener el valor real de placa.

Con esta información, podemos determinar lo siguientes:

$$Z_{\text{autotrafo}} = 0,026 \text{ pu} ; X/R = 10,67$$

Luego,

$$R_{\text{Autotrafo}} = \frac{Z_{\text{Autotrafo}}}{\sqrt{1 + \left(\frac{X}{R}\right)^2}} = \frac{0,026}{\sqrt{1 + (10,67)^2}} = 0,0024 (\text{pu})$$

Por lo tanto, la impedancia en pu del Autotransformador resulta ser:

$$Z_{\text{Autotrafo}} = 0,0024 + j 0,026 (\text{pu})$$

Es así, que la figura 3.2 se presenta el diagrama unilineal de impedancias en pu de la red eléctrica en estudio, identificando los puntos a evaluar.

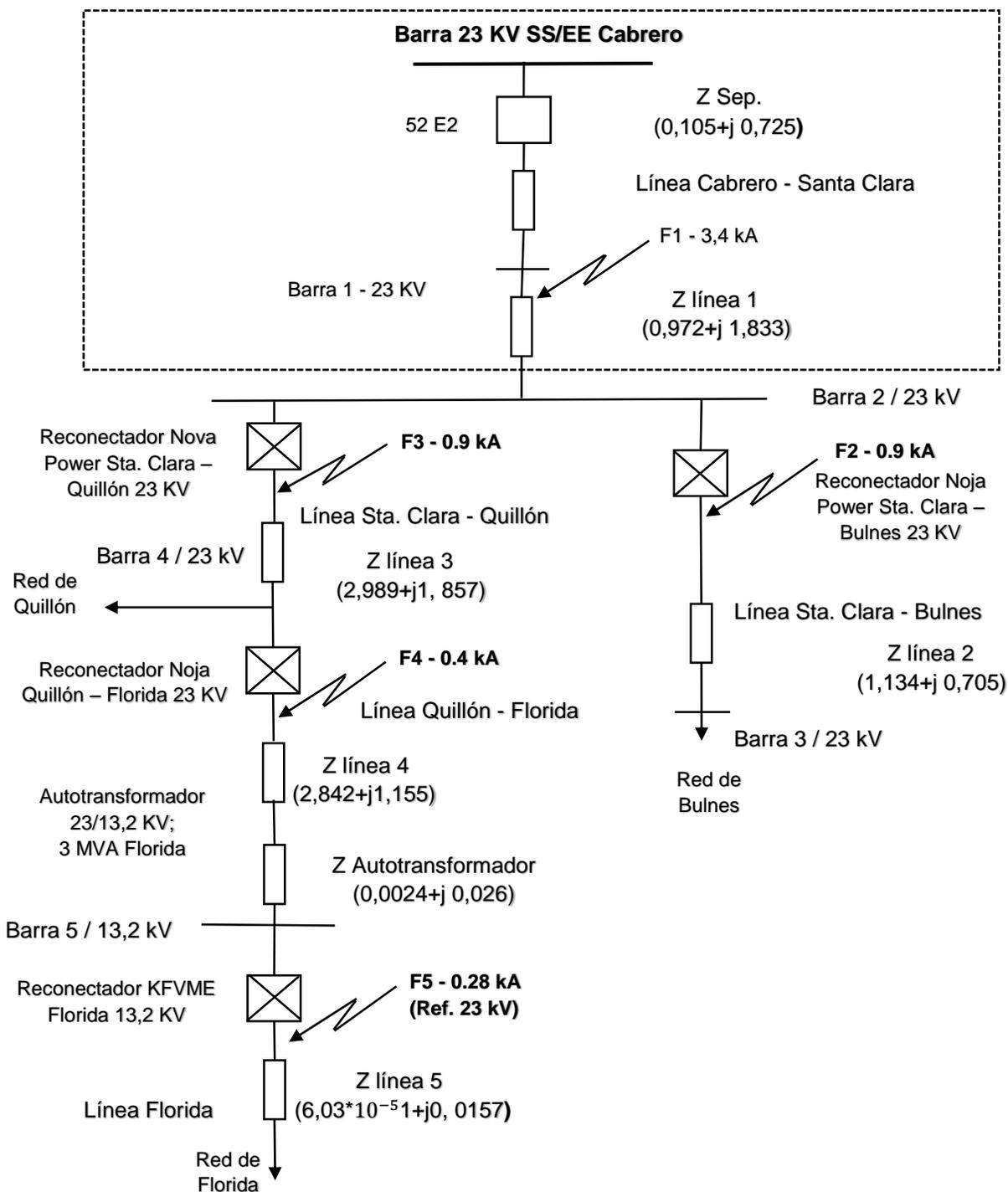


Figura 3.2: Diagrama de impedancias en pu

De acuerdo al diagrama unilineal de impedancias señalado en la figura 3.2, se realiza el cálculo de falla trifásica en los puntos mencionados.

Para el cálculo de falla 3 ϕ en la línea Cabrero Santa Clara y considerando corriente falla máxima, el interruptor 52E2, se tiene:

$$I \text{ Falla 1: } I_{\text{Base}} \times I_{\text{CC}3\phi} (\text{pu}) = 2510,2 * 1,37 = 3438,947 (\text{A})$$

Por otra parte, la falla 3 ϕ en la línea Sta. Clara - Bulnes y considerando corriente falla máxima, en el reconector se tiene:

$$I \text{ Falla 2} = \frac{1}{Z_{SE} + Z_{L1}}$$

$$I \text{ Falla 2} = \frac{1}{(0,105 + j 0,725) + (0,972 + j 1,833)} = 0,360 \angle 67,16^\circ$$

Por lo tanto, la corriente de cortocircuito 3 ϕ en amperes para este punto resulta ser:

$$I \text{ Falla 2} = 0,369 \angle 67,16^\circ * 2510,2 = 904,42 (\text{A})$$

De la misma manera, la falla 3 ϕ en la línea Santa Clara - Quillón es de igual valor en kA que la falla en Cabrero Bulnes, ya que se ubican ambos en nodo Santa Clara con una distancia de separación despreciable, esto es:

$$I \text{ Falla 2} = I \text{ Falla 3} = 904,42 (\text{A})$$

Continuando con el análisis, la falla 3 ϕ en la línea Quillón - Florida y considerando corriente falla máxima, en el reconector se tiene:

$$I \text{ Falla 4} = \frac{1}{Z_{SE} + Z_{L1} + Z_{L3}}$$

$$I \text{ Falla 4} = \frac{1}{(0,105 + j 0,725) + (0,972 + j 1,833) + (2,989 + j 1,857)} = 0,1666 \angle 47,35^\circ$$

Por lo tanto, la corriente de cortocircuito 3 ϕ en amperes para este punto resulta ser:

$$I \text{ Falla 4} = 0,1666 \angle 47,35^\circ * 2510,2 = 418,2 (\text{A})$$

Finalmente, el análisis de la falla 3 ϕ en la línea Florida y considerando corriente falla máxima, en el reconector resulta ser:

$$I \text{ Falla 5} = \frac{1}{Z_{SE} + Z_{L1} + Z_{L3} + Z_{L4} + Z_{\text{AutoTrafo}}}$$

$$I \text{ Falla 5}$$

$$= \frac{1}{(0,105 + j 0,725) + (0,972 + j 1,833) + (2,989 + j 1,857) + (2,842 + j 1,155) + (0,0024 + j 0,026)}$$

$$= 0,11245 \angle - 39^\circ$$

Por lo tanto, la corriente de cortocircuito 3 ϕ en amperes para este punto viene dada por:

$$I \text{ Falla 5} = 0,11245 \angle - 39^\circ * 2510,2 = 282,27 (\text{A}) \quad (\text{Ref. a 23 kV})$$

Realizado los cálculos, en la tabla 3.2 se resumen los valores de falla trifásica en kA referente a los puntos analizados de la red en estudio.

Tabla 3.2: Valores de Falla Trifásica línea en estudio

PUNTO DE FALLA	FALLA TRIFÁSICA
52 E2 CABRERO	3,438 (kA)
NODO SANTA CLARA (Sub Alim. SANTA CLARA BULNES) (Sub Alim. SANTA CLARA QUILLÓN)	0,904 (kA)
QUILLÓN-FLORIDA	0,418 (kA)
FLORIDA (Ref. 23 kV)	0,282 (kA)

La falla en los puntos de Sub Alimentador Santa Clara-Bulnes y Santa Clara- Quillón, es considerada, para este estudio, con el mismo valor, ya que se ubican en el mismo nodo y su separación es de 150 metros entre ellos.

3.5 CAPACIDAD DE RUPTURA

Considerando el Procedimiento de la Dirección de Operaciones de **CDEC**, que define el término y las condiciones del cálculo de corrientes de cortocircuito para la verificación del dimensionamiento de interruptores del **SIC**.

En la tabla 3.3 se muestra el análisis de verificación de las capacidades de ruptura de los reconectores ubicados en el circuito Cabrero-Bulnes.

Tabla 3.3: Capacidad de ruptura Alimentadores en estudio.

DESCRIPCIÓN	52 E2 CABRERO	SANTA CLARA-BULNES	SANTA CLARA-QUILLÓN	QUILLÓN-FLORIDA	FLORIDA
Tensión	23 kV	23 kV	23 kV	23 kV	Ref. a 23 kV
Tipo	Interruptor	Reconector NOJA	Reconector NOVA	Reconector NOJA	Reconector KFMVE
Capacidad de Ruptura en (kA)	12,5	12,5	12,5	12,5	8
Corriente de Cortocircuito en (kA) (30 ciclos)	3,440	0,926	0,926	0,452	0,282

En base a los resultados descritos en la tabla 3.3, es posible verificar que frente a falla trifásica los niveles de cortocircuito no superan la capacidad de ruptura del interruptor.

3.6 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO EMPLEANDO ETAP

En forma complementaria al cálculo de cortocircuito descrito anteriormente, en la figura 3.3 se presenta el modelamiento de la red eléctrica en estudio empleando el programa ETAP.

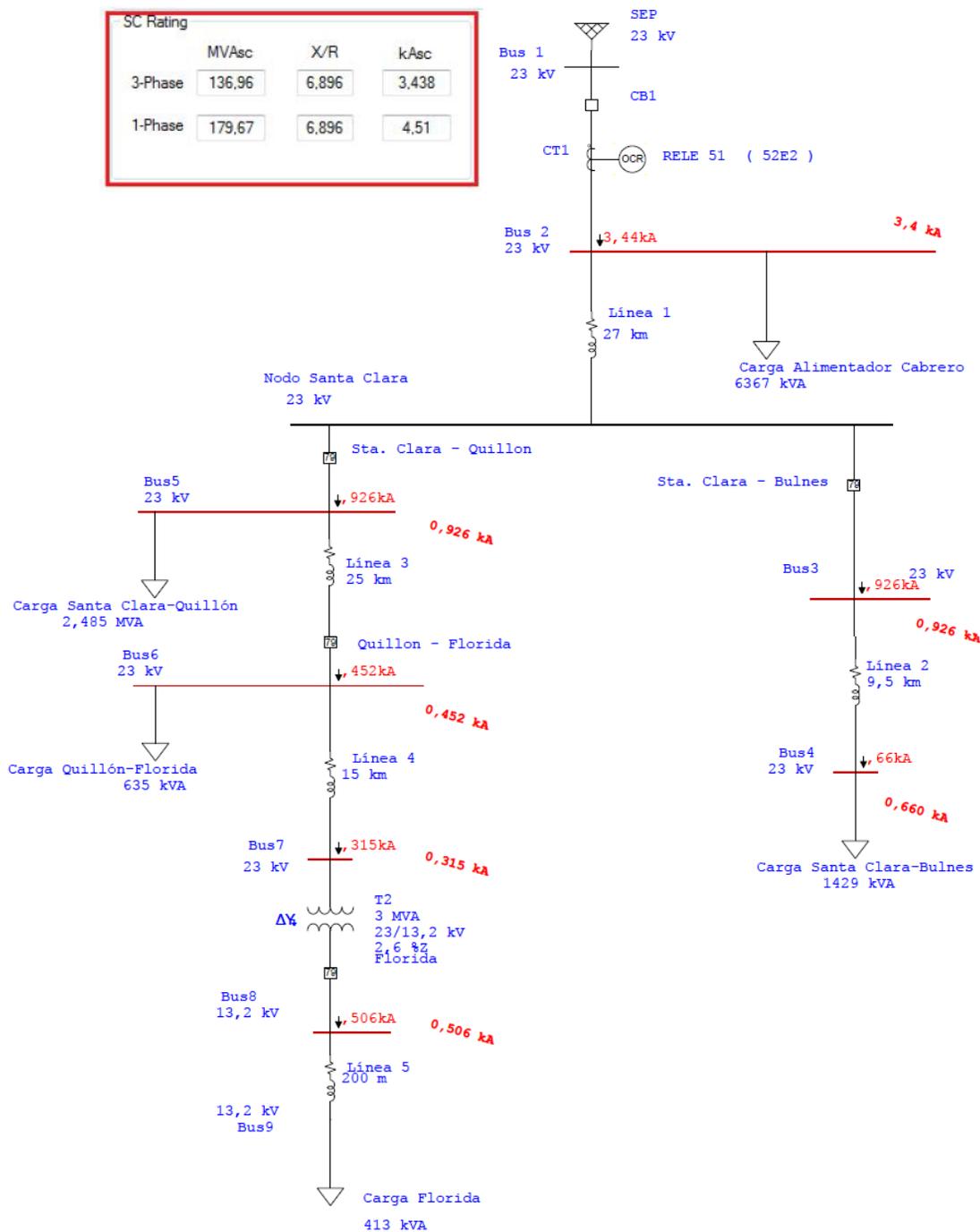


Figura 3.3: Análisis de fallas trifásicas empleando programa ETAP.

Realizado el cálculo de cortocircuito empleando ETAP, en la tabla 3.4 se resumen las magnitudes en los puntos de falla, incluyendo los valores obtenidos mediante el cálculo resumido en el apartado 3.4

Tabla 3.4: Resumen de las magnitudes de los puntos de falla en ETAP.

OCR: RELE 51 (52E2)						
MFR:	GE Multilin	Tag #:		CT	Base kV	If (kA)
Model:	F60	PT Phase Ratio:	24,000kV/120,0V	Phase:	300/5,000	23.000
						3.44 3 ph, Sym. (Calc.)
						4.51 LG, Sym. (Calc.)
				GND:	50/5,000	23.000
						4.51 LG, Sym. (Calc.)
OC Level: <u>QC1</u>						
		<u>Range</u>	<u>Setting</u>			
Phase TOC	IAC - Extremely Inverse					
	Pickup (Tap)	0,01 - 30 xCT Sec	0.734			
	Time Dial		0.800			
Ground TOC	IAC - Very Inverse					
	Pickup (Tap)	0,01 - 30 xCT Sec	1.000			
	Time Dial		2.540			
REC: Rec. Sta. Clara - Bulnes						
MFR:	Cooper	Tag #:		3-Phase kA:	0.93	Sym. (Calc.)
Model:	NOVA27	Rating:	12.500 kA, 24.900 kV	LG kA:	0.99	Sym. (Calc.)
Type:	Electronic	Max. Amp	630,000	Base kV:	23.000	(Calc.)
Controller: Microprocessor						
MFR:	Cooper					
Model:	Form 6					
Level 1:	TCC 1					
		<u>Range</u>	<u>Setting</u>			<u>Setting</u>
Phase TOC	ANSI - Extremely Inverse			Phase Modifiers	Constant Time Adder	0.000
	Trip	5 - 800 Primary	120.000		Minimum Response Time	0.010
					Vertical Shift Multiplier	0.200
Ground TOC	IEC - Very Inverse			Ground Modifiers	Constant Time Adder	0.020
	Trip	2 - 400 Primary	30.000		Minimum Response Time	0.010
					Vertical Shift Multiplier	0.150
REC: Rec. Sta. Clara - Quillon						
MFR:	Cooper*	Tag #:		3-Phase kA:	0.93	(User Defined)
Model:	NOVA27	Rating:	12.500 kA, 24.900 kV	LG kA:	0.99	(User Defined)
Type:	Electronic	Max. Amp	630,000	Base kV:	23.000	(User Defined)
* Retrieved library data is modified by user.						
Controller: Microprocessor						
MFR:	Cooper					
Model:	Form 6					
Level 1:	TCC 1					
		<u>Range</u>	<u>Setting</u>			<u>Setting</u>
Phase TOC	Kyle 163			Phase Modifiers	Constant Time Adder	0.000
	Trip	5 - 800 Primary	105.000		Minimum Response Time	0.010
					Vertical Shift Multiplier	1.070
Ground TOC	Kyle 132			Ground Modifiers	Constant Time Adder	0.180
	Trip	2 - 400 Primary	30.000		Minimum Response Time	0.010
					Vertical Shift Multiplier	0.800

Tabla 3.4: Resumen de las magnitudes de los puntos de falla en ETAP (Continuación)

REC: Rec. Quillon - Florida					
MFR:	Cooper*	Tag #:		3-Phase kA:	0.45 Sym. (Calc.)
Model:	NOVA27	Rating:	12.500 kA, 24.900 kV	LG kA:	0.44 Sym. (Calc.)
Type:	Electronic	Max. Amp	630,000	Base kV:	23.000 (Calc.)
* Retrieved library data is modified by user.					
Controller: Microprocessor					
MFR:	Cooper				
Model:	Form 6				
Level 1:	TCC 1				
		<u>Range</u>	<u>Setting</u>		<u>Setting</u>
Phase TOC	ANSI - Extremely Inverse			Phase Modifiers	Constant Time Adder 0.000
Trip	5 - 800 Primary		80.000		Minimum Response Time 0.010
					Vertical Shift Multiplier 0.100
Ground TOC	IEC - Extremely Inverse			Ground Modifiers	Constant Time Adder 0.060
Trip	2 - 400 Primary		20.000		Minimum Response Time 0.010
					Vertical Shift Multiplier 0.130
REC: Reconectador Florida					
MFR:	Cooper	Tag #:		3-Phase kA:	0.51 Sym. (Calc.)
Model:	NOVA15	Rating:	12.500 kA, 14.400 kV	LG kA:	0.17 Sym. (Calc.)
Type:	Electronic	Max. Amp	630,000	Base kV:	13.200 (Calc.)
Controller: Microprocessor					
MFR:	Cooper				
Model:	Form 4C				
Level 1:	TCC1				
		<u>Range</u>	<u>Setting</u>		<u>Setting</u>
Phase TOC	115			Phase Modifiers	Constant Time Adder 0.060
Trip	25 - 800 Primary		60.000		Minimum Response Time 0.000
					Vertical Shift Multiplier 2.000
Ground TOC	133			Ground Modifiers	Constant Time Adder 0.000
Trip	2 - 400 Primary		20.000		Minimum Response Time 0.000
					Vertical Shift Multiplier 0.900

Del análisis de los resultados obtenidos en la tabla 3.4 Resumen de las magnitudes de los puntos de falla en ETAP y la tabla 3.2 Valores de falla trifásica de la línea en estudio, es posible verificar y confirmar los niveles de cortocircuito trifásico obtenidos mediante ambos procedimientos.

CAPÍTULO N° 4
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

CAPÍTULO 4: ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

4.1 ANTECEDENTES GENERALES

En el presente capítulo, se realiza el estudio de coordinación de protecciones con el uso de la herramienta Etap. La información obtenida para este análisis, agrupa los datos de las descripciones de línea, composición, distribución, cargas y falla trifásica en cada alimentador.

4.2 INFORMACIÓN DE ELEMENTOS

La tabla 4.1 muestra toda la información y ajustes necesarios de cada protección de la línea en estudio, de modo tal que sea ingresada a la herramienta Etap 6.0 para así analizar las fallas trifásicas en los puntos cercanos a cada alimentador.

Por otra parte, la tabla 4.2 muestra la información del interruptor 52E2 y los ajustes del relé de control, el que se encuentra coordinado para proteger el alimentador en toda la línea.

Un punto importante a considerar, es que para el desarrollo de la coordinación de protecciones por intermedio de este programa, fue necesario reemplazar 2 componentes de la línea en estudio, los cuales no se encuentran en la biblioteca de Etap 6.0, siendo éstos:

Autotransformador - Florida 23 kV – 13,2 kV: Para el estudio de protecciones, se consideró un transformador existente de la biblioteca Etap 6.0, el cual cumple con parámetros similares a los del Autotransformador instalado, manteniendo las características de tensión, potencia e impedancia.

Relé 51 Interruptor 52 E2: Para el estudio, se reemplazó el relé marca Siemens 7SJ61 por un relé existente en la biblioteca Etap 6.0 marca General Electric Multilin / F60, el cual cumple con parámetros similares a los del relé instalado, manteniendo características y curvas de operación.

Con referencia a la red eléctrica en estudio de la figura 1.15 y con el propósito de establecer la situación actual del sistema de protecciones, se realizan visitas de campo orientadas a obtener los ajustes actuales del relé asociado al interruptor 52E2 y ajustes de los relés en cada reconectador existente de la red en estudio.

Es así, que en la tabla 4.1 se resumen las principales características asociadas al 52E2.

Por otro lado, en la tabla 4.2 se describen las principales características de los ajustes de las protecciones en los reconectores.

Tabla 4.1: Características y ajustes en Reconectores

ELEMENTO DE PROTECCIÓN				
Nombre del Equipo	Santa Clara Bulnes	Santa Clara Quillón	Quillón Florida	Florida
Reconector / Interruptor	NOJA 27	NOVA 27	NOJA 27	KFVME 15
Control / Relé	RC01	Form 6	RC01	Form 4C
Nivel de tensión [kV]	23	23	23	13.2
Capacidad de Ruptura Simétrica kA	12,5	12,5	12,5	8
Corriente Cortocircuito kA (Falla)	31,25	31,25	31,25	31,25
Operación	Sobre corriente	Sobre corriente	Sobre corriente	Sobre corriente
TT/CC				
TT/CC	200/5	200/5	100/5	100/5
SOBRE CORRIENTE TEMPORIZADO (51)				
Tipo de Curva	KYLE 163	KYLE 163	ANSI Extremadamente Inversa	KYLE 115
Ajuste del Rango en (A)	120	105	80	60
Dial	0,2	1,07	0,1	2

Tabla 4.2: Información y Ajustes 52E2 y relé 51

ELEMENTO DE PROTECCIÓN	
NOMBRE EQUIPO	INTERRUPTOR 52E2
MARCA / CONTROL RELE	SIEMENS 7SJ61
ELEMENTO DE TRIP	FASE / PHASE
TENSION (KV)	23
CAPACIDAD RUPTURA SIMETRICA (kA)	12.5
CAPACIDAD DE CIERRE EN COCI (kA)	31.25
OPERACIÓN	SOBRECORRIENTE
TT/CC	
FASE	300/5
SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO (51)	
TIPO DE CURVA / RANGO DE PICKUP	IAC EI / 0,01-30 x CT Sec
AJUSTE DEL RANGO (Amperes)	220
DIAL	0,8 (Fase)

4.3 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN INTERRUPTOR DE CABECERA 52 E2

Definidos los ajustes de los componentes del sistema de protecciones, el primer paso es analizar la operación del interruptor 52E2 frente a una falla trifásica en Barra 2.

En la figura 4.1 se presenta el diagrama unilineal de la red eléctrica empleando etap, en donde se visualizan la operación del interruptor y las corrientes de falla asociadas.

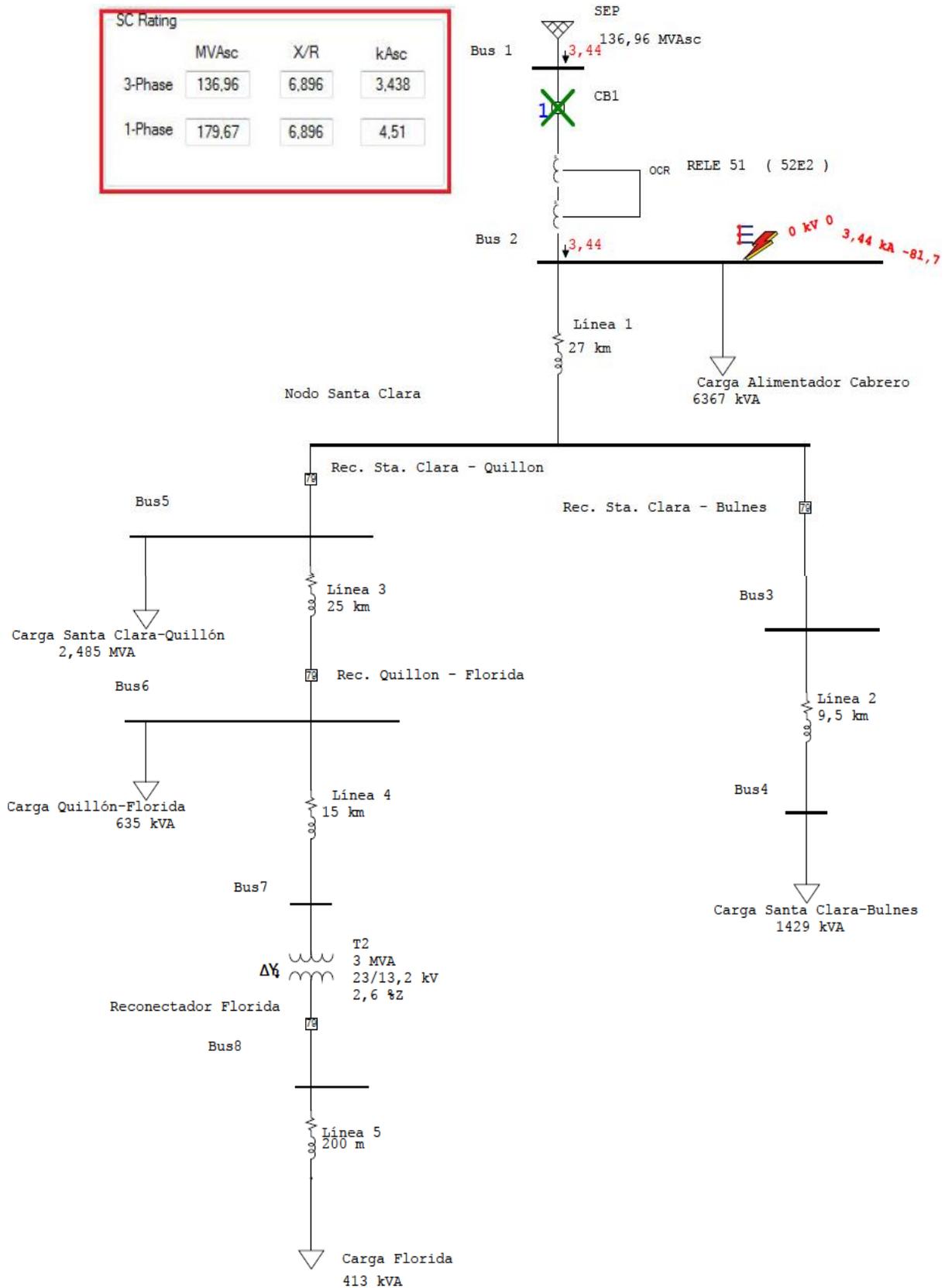


Figura 4.1: Diagrama unilineal para falla F1 empleando ETAP

Por otro lado, en la figura 4.2 se presenta el reporte emitido por etap, respecto de la secuencia de operación de las protecciones involucradas en la falla.

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus 2					
Data Rev.: Base		Config: 111		Date: 10-22-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
43,7	RELE 51 (52E2)	3,438	43,7		Phase - OC1 - 51
144	CB1		100		Tripped by RELE 51 (52E2) Phase - OC1 - 51

Figura 4.2: Reporte secuencia de operación en falla F1

De acuerdo a resultados obtenidos, podemos apreciar que el interruptor 52E2, protección de cabecera del alimentador Cabrero – Bulnes, cumple la función de proteger la línea frente a una falla trifásica en la barra 2, considerando que la falla tiene un valor de 3,4 kA, el relé entrega una señal de apertura al interruptor 52 E2 en 43,7 ms.

Por otro lado, el interruptor 52 E2, abre luego de 144 ms ocurrida la falla. El tiempo que demora el interruptor 52 E2 en realizar la apertura en relación con el tiempo del relé, es de 100 ms, condición que se mantiene durante todas las posibles fallas en la línea en estudio.

Los ajustes a este elemento de protección, se encuentran dentro de los rangos exigidos para proteger la línea ante la falla F1.

En forma complementaria, en la figura 4.3 se presenta la carta de coordinación, identificando las características de operación del relé, la magnitud y el tiempo de operación asociado.

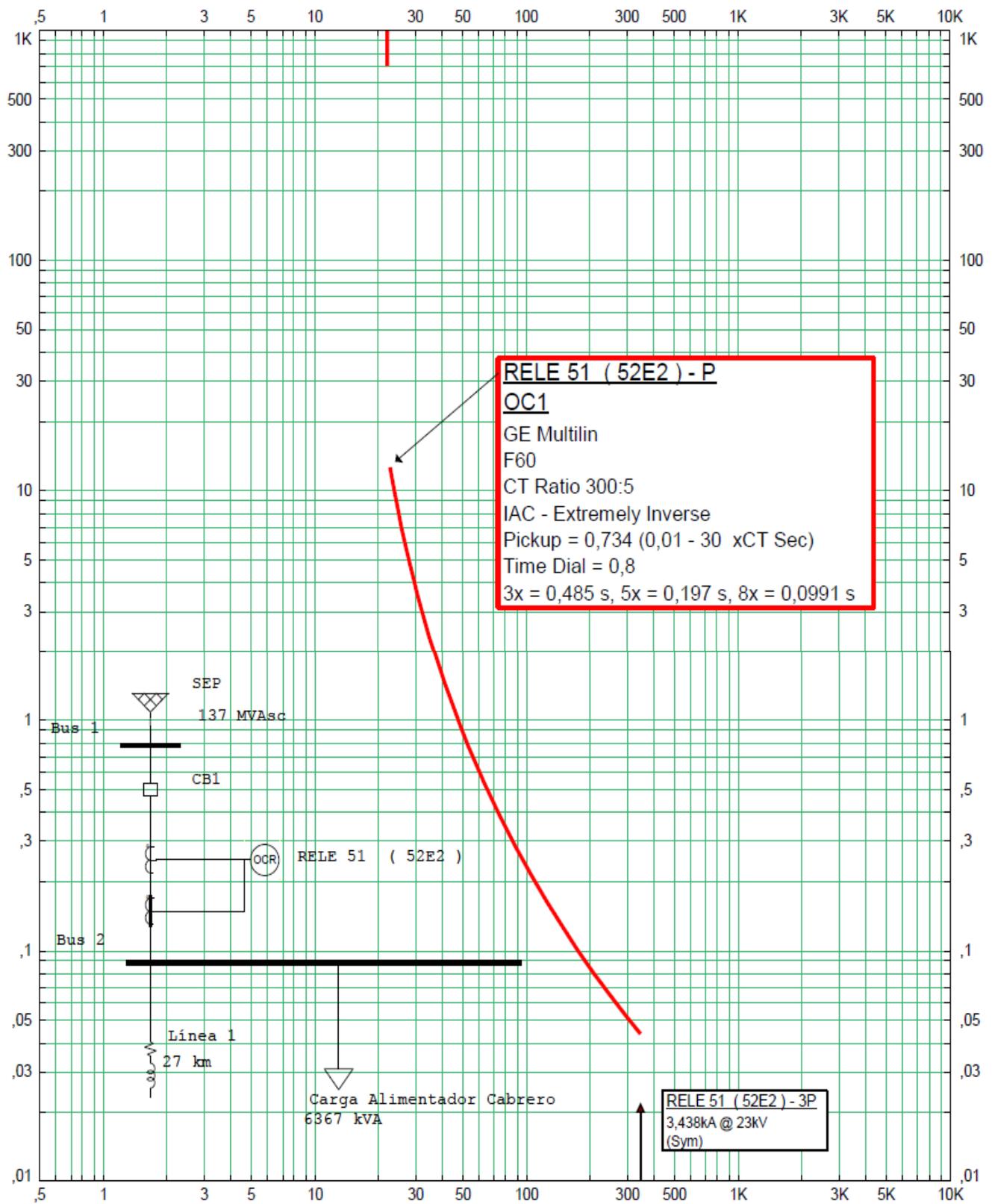


Figura 4.3: Carta de coordinación para falla trifásica en F1

(Ref. 23 kV - Amps x 10)

4.4 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN ALIMENTADOR SANTA CLARA – BULNES

Con los ajustes de los componentes del sistema de protecciones, el segundo paso es analizar la operación del Reconectador Santa Clara - Bulnes frente a una falla trifásica en Barra 4.

En la figura 4.4 se presenta el reporte emitido por ETAP, respecto de la secuencia de operación de las protecciones involucradas en la falla. Por otro lado, en la figura 4.5 se presenta el diagrama unilíneal de la red eléctrica empleando etap, en donde se visualizan la operación del reconectador y las corrientes de falla asociadas.

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus4					
Data Rev.: Base		Config: 111		Date: 10-22-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
74,7	Rec. Sta. Clara - Bulnes	0,66	32,2	74,7	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
84,7	Rec. Sta. Clara - Bulnes		10,0		1st Redoser
159	Rec. Sta. Clara - Bulnes	0,66	32,2	74,7	2nd Operation - Lockout - Phase - TCC 1 - TOC
486	RELE 51 (52E2)	0,66	486		Phase - OC1 - 51
586	CB1		100		Tripped by RELE 51 (52E2) Phase - OC1 - 51

Figura 4.4: Reporte secuencia de operación en falla F2

De acuerdo a los resultados obtenidos, podemos apreciar que el reconectador Santa Clara–Bulnes, cumple la función de proteger la línea frente a una falla trifásica en la barra 4, considerando que la falla tiene un valor de 0,66 kA. El reconectador antes del punto de falla cuenta con 2 intentos de apertura, el primero es a los 74,7 ms y el segundo intento a los 159 ms ocurrida la falla en F2, quedando el equipo en estado lockout es decir, reconectador abierto. Por otro lado, la protección del reconectador Santa Clara – Bulnes, es respaldada por el relé del interruptor 52 E2, al ocurrir la falla en barra 4 con un tiempo de 586 ms.

De este modo, primero permite que opere la protección del reconectador más cercana a la falla y luego la protección de respaldo.

El tiempo de coordinación para la protecciones entre el Reconectador Santa Clara – Bulnes y el Relé 51 del Interruptor 52E2 es de 427 ms. Los ajustes a este elemento de protección y su respaldo, se encuentran dentro de los rangos exigidos para proteger la línea ante la falla F2.

En forma complementaria, en la figura 4.6 se presenta la carta de coordinación, identificando la curva de operación del reconector Santa Clara-Bulnes, la magnitud y el tiempo de operación, junto con la curva del interruptor 52E2, quien respalda esta falla.

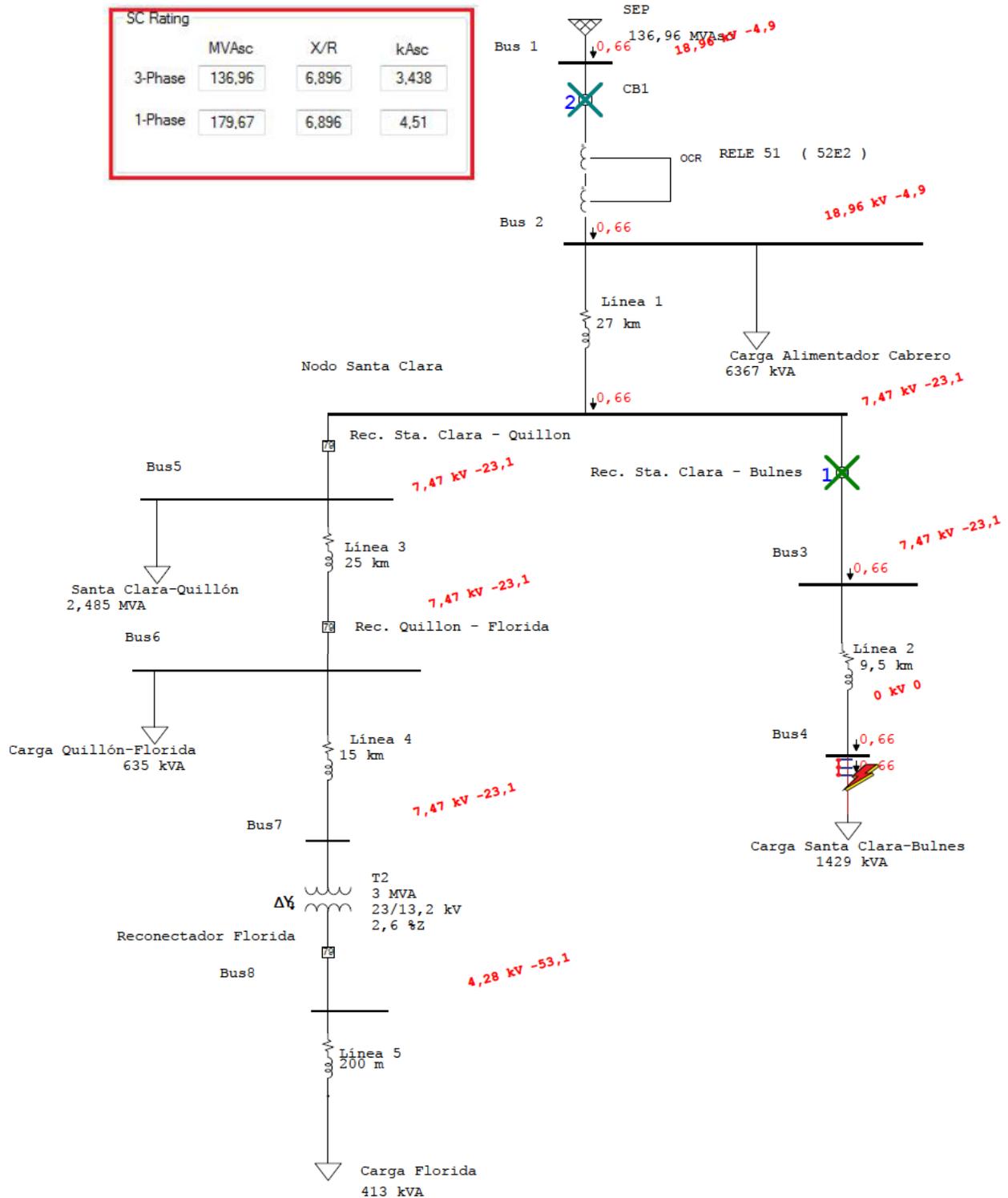


Figura 4.5: Diagrama unilineal para falla F2 empleando ETAP

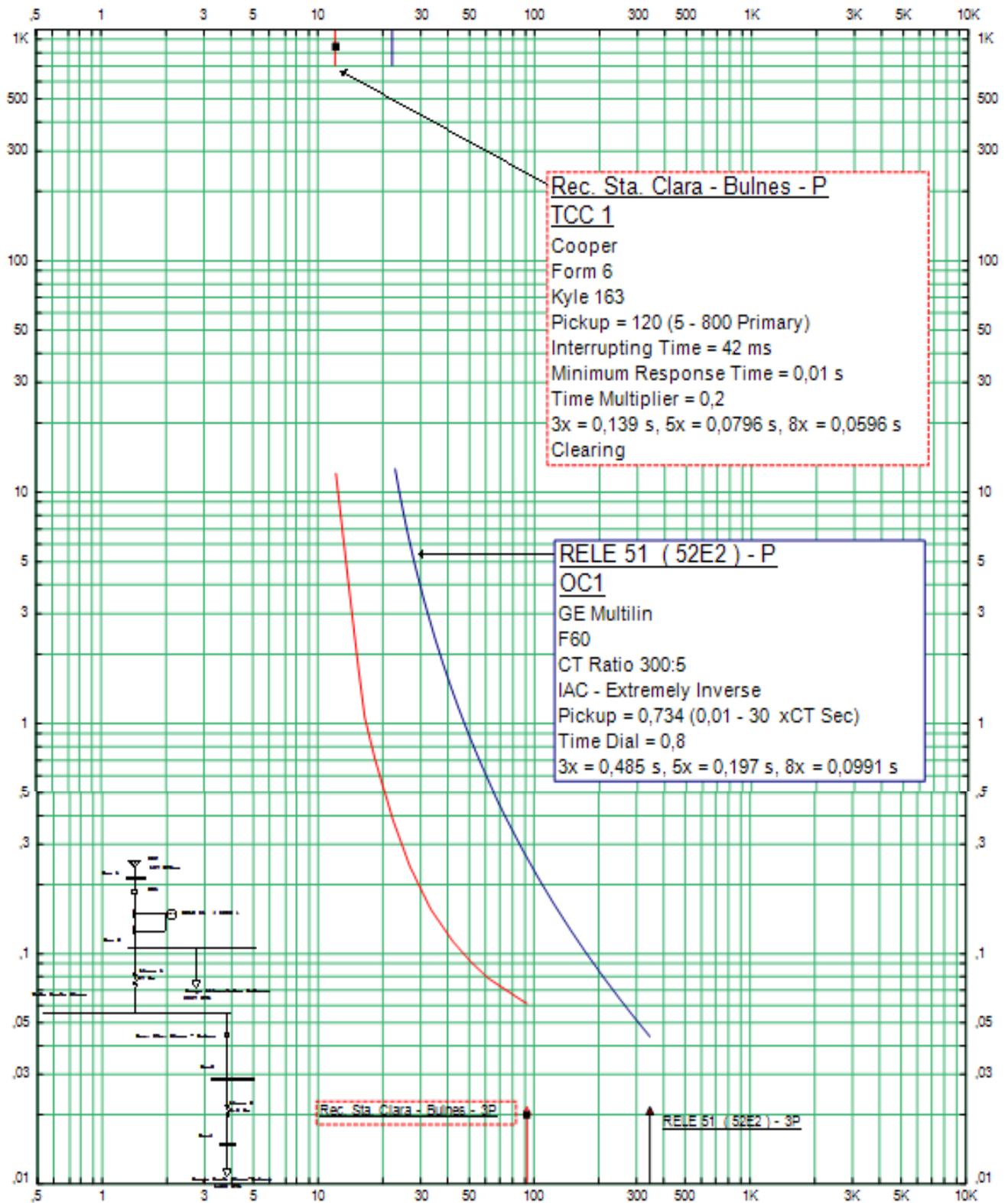


Figura 4.6: Carta de coordinación para falla trifásica en F2

(Ref. 23 kV - Amps x 10)

4.5 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN ALIMENTADOR SANTA CLARA - QUILLÓN

Con los ajustes de los componentes del sistema de protecciones, el tercer paso es analizar la operación del Reconectador Santa Clara - Quillón frente a una falla trifásica en Barra 5.

En la figura 4.7 se presenta el reporte emitido por etap, respecto de la secuencia de operación de las protecciones involucradas en la falla.

Por otro lado, en la figura 4.8 se presenta el diagrama unilineal de la red eléctrica empleando etap, en donde se visualizan la operación del reconectador y las corrientes de falla asociadas.

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus5					
Data Rev.: Base		Config: 111	Date: 10-22-2015		
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
121	Rec. Sta. Clara - Quillon	0,926	78,6	121	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
131	Rec. Sta. Clara - Quillon		10,0		1st Redoser
252	Rec. Sta. Clara - Quillon	0,926	78,6	121	2nd Operation - Lockout - Phase - TCC 1 - TOC
261	RELE 51 (52E2)	0,926	261		Phase - OC1 - 51
361	CB1		100		Tripped by RELE 51 (52E2) Phase - OC1 - 51

Figura 4.7: Reporte secuencia de operación en falla F3

De acuerdo a los resultados obtenidos, podemos apreciar que el reconectador Santa Clara–Quillón, cumple la función de proteger la línea frente a una falla trifásica en la barra 5, considerando que la falla tiene un valor de 0,926 kA. El reconectador antes del punto de falla, cuenta con 2 intentos de apertura, el primero es a los 121 ms y el segundo intento a los 252 ms ocurrida la falla en F3, quedando el equipo en estado lockout es decir, reconectador abierto. Por otro lado, la protección Santa Clara – Quillón, es respaldada por el relé del interruptor 52E2 al ocurrir la falla en barra 5 con un tiempo de 361 ms.

De este modo, primero permite que opere la protección del reconectador más cercano a la falla y luego la protección de respaldo.

El tiempo de coordinación entre el Reconectador Santa Clara – Quillón y el Relé 51 del Interruptor 52E2 es de 109 ms.

Los ajustes a este elemento de protección y su respaldo, se encuentran dentro de los rangos exigidos para proteger la línea ante la falla F3.

En forma complementaria, en la figura 4.9 se presenta la carta de coordinación, identificando la curva de operación del Reconectador Santa Clara-Quillón, la magnitud y el tiempo de operación, junto con la curva del interruptor 52E2, quien respalda esta falla.

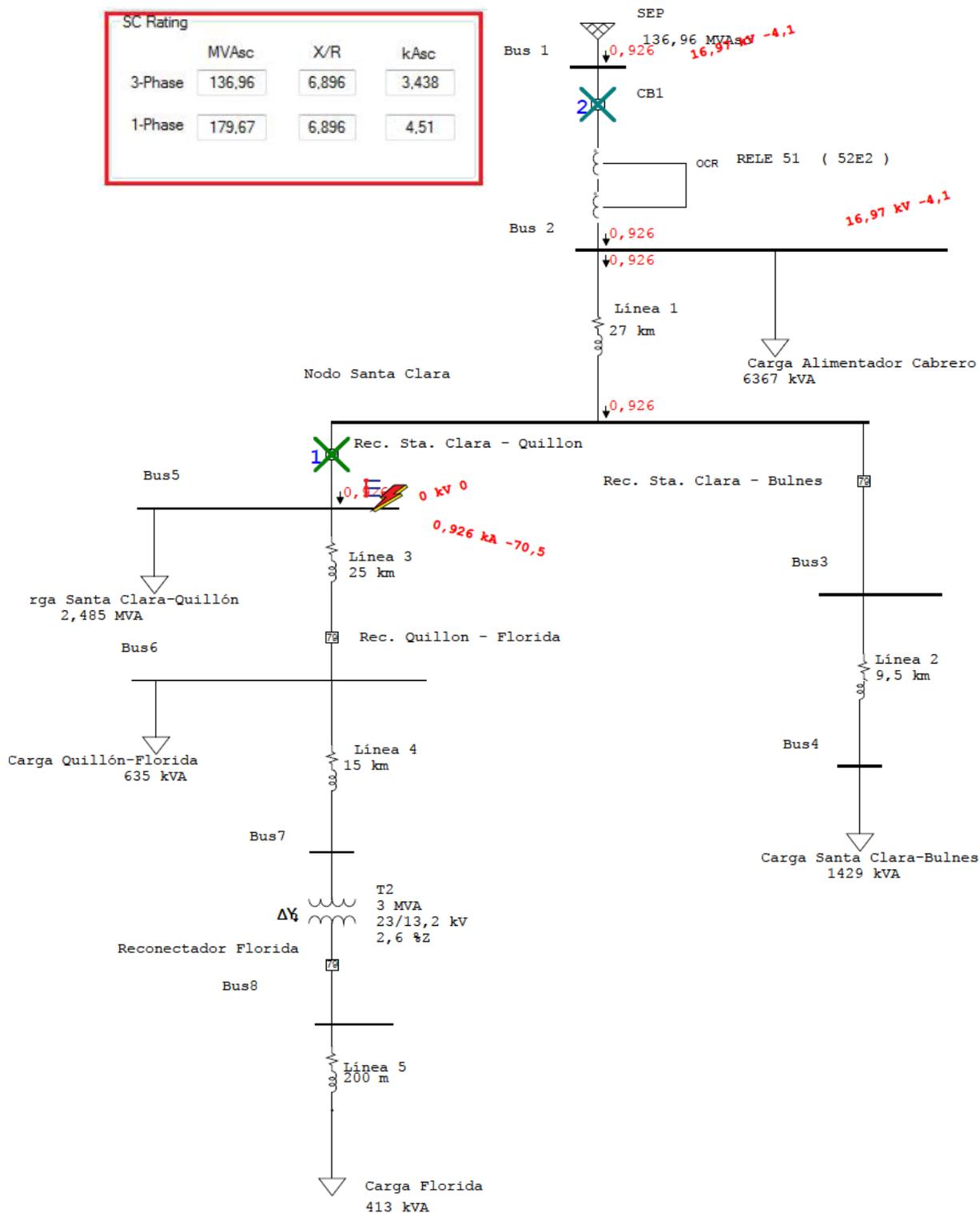


Figura 4.8: Diagrama unilínea para falla F3 empleando ETAP

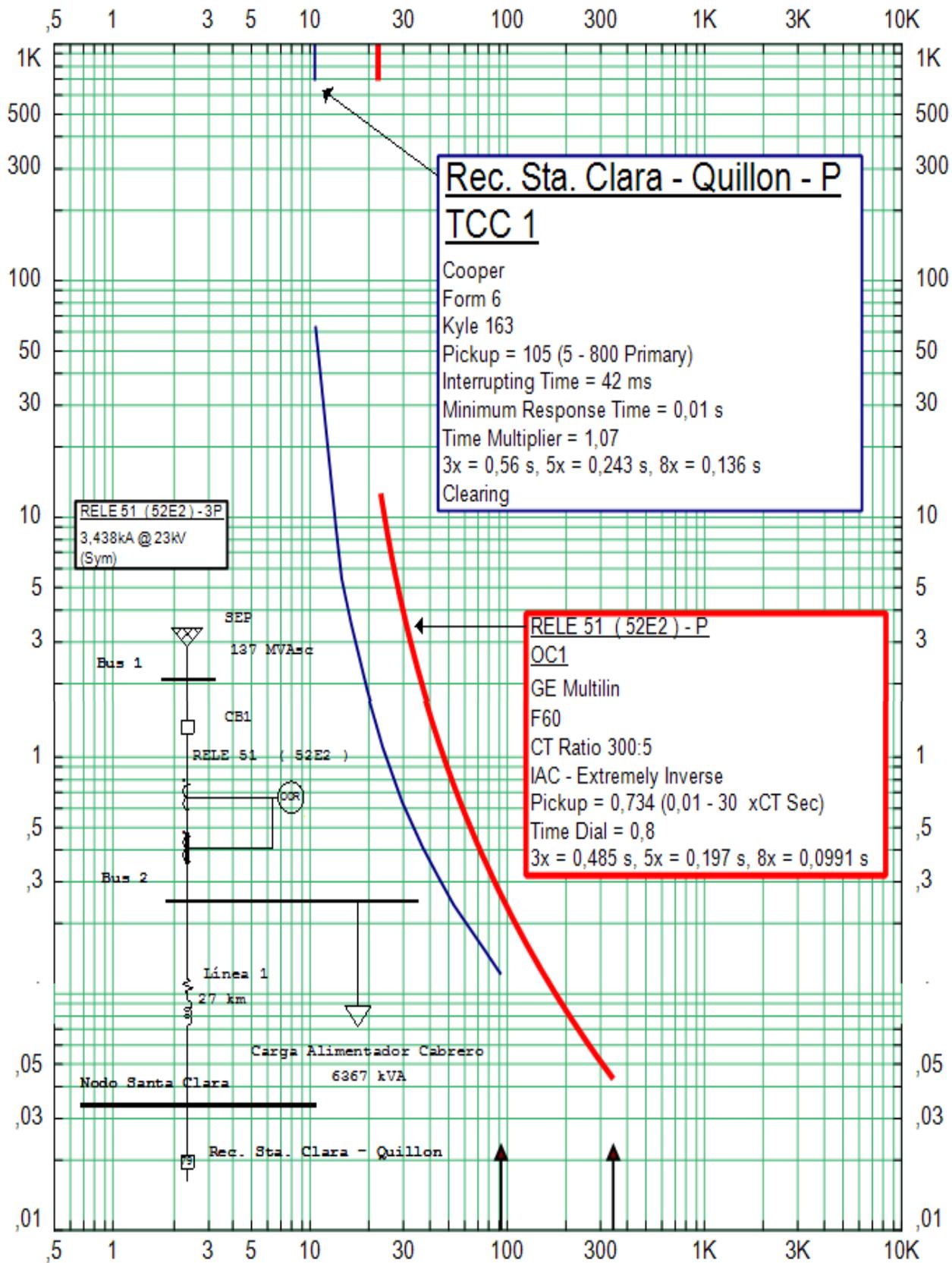


Figura 4.9: Carta de coordinación para falla trifásica en F3

(Ref. 23 kV - Amps x 10)

4.6 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN ALIMENTADOR QUILLÓN – FLORIDA

Con los ajustes de los componentes del sistema de protecciones, el cuarto paso es analizar la operación del Reconectador Quillón- Florida frente a una falla trifásica en Barra 6.

En la figura 4.10 se presenta el reporte emitido por etap, respecto de la secuencia de operación de las protecciones involucradas en la falla.

Por otro lado, en la figura 4.11 se presenta el diagrama unilineal de la red eléctrica empleando etap, en donde se visualizan la operación del reconectador y las corrientes de falla asociadas.

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus6					
Data Rev.: Base		Config: 111		Date: 10-22-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
145	Rec. Quillon - Florida	0,452	103	145	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
155	Rec. Quillon - Florida		10,0		1st Redoser
300	Rec. Quillon - Florida	0,452	103	145	2nd Operation - Lockout - Phase - TCC 1 - TOC
304	Rec. Sta. Clara - Quillon	0,452	261	304	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
314	Rec. Sta. Clara - Quillon		10,0		1st Redoser
617	Rec. Sta. Clara - Quillon	0,452	261	304	2nd Operation - Lockout - Phase - TCC 1 - TOC
1120	RELE 51 (52E2)	0,452	1120		Phase - OC1 - 51
1220	CB1		100		Tripped by RELE 51 (52E2) Phase - OC1 - 51

Figura 4.10: Reporte secuencia de operación en falla F4

De acuerdo a los resultados obtenidos, podemos apreciar que el reconectador Quillón - Florida, cumple la función de proteger la línea frente a una falla trifásica en la barra 6, considerando que la falla tiene un valor de 0,452 kA.

El reconectador antes del punto de falla, cuenta con 2 intentos de apertura, el primero es a los 145 ms y el segundo intento a los 300 ms ocurrida la falla en F4, quedando el equipo en estado lockout es decir, reconectador abierto.

Por otro lado, la protección Quillón - Florida, es respaldada por el Reconectador Santa Clara – Quillón, al ocurrir la falla en barra 6 con un tiempo de 304 ms. en el primer intento y a los 617 ms. en la segunda operación, quedando el equipo en estado lockout es decir, reconectador abierto.

Es así, que primero permite la operación de la protección del reconectador más próximo a la falla y luego la protección de respaldo.

En caso de no abrir ninguna de las dos protecciones mencionadas, la falla será respaldada por el relé 51 del interruptor 52E2, quien dará orden de apertura con la misma corriente de cortocircuito trifásica a los 1220 ms, asegurando la apertura del circuito.

El tiempo de coordinación entre el Reconectador Santa Clara - Quillón y el Reconectador Quillón - Florida es de 159 ms.

De igual manera, el paso de coordinación entre el Interruptor 52E2 y el Reconectador Santa Clara - Quillón es de 603 ms con la misma magnitud en la falla de 0,452 kA.

En forma complementaria, en la figura 4.12 se presenta la carta de coordinación, identificando la curva de operación del Reconectador Quillón - Florida, la magnitud y el tiempo de operación junto con la curva del Reconectador Santa Clara - Quillón, quien respalda directamente esta falla.

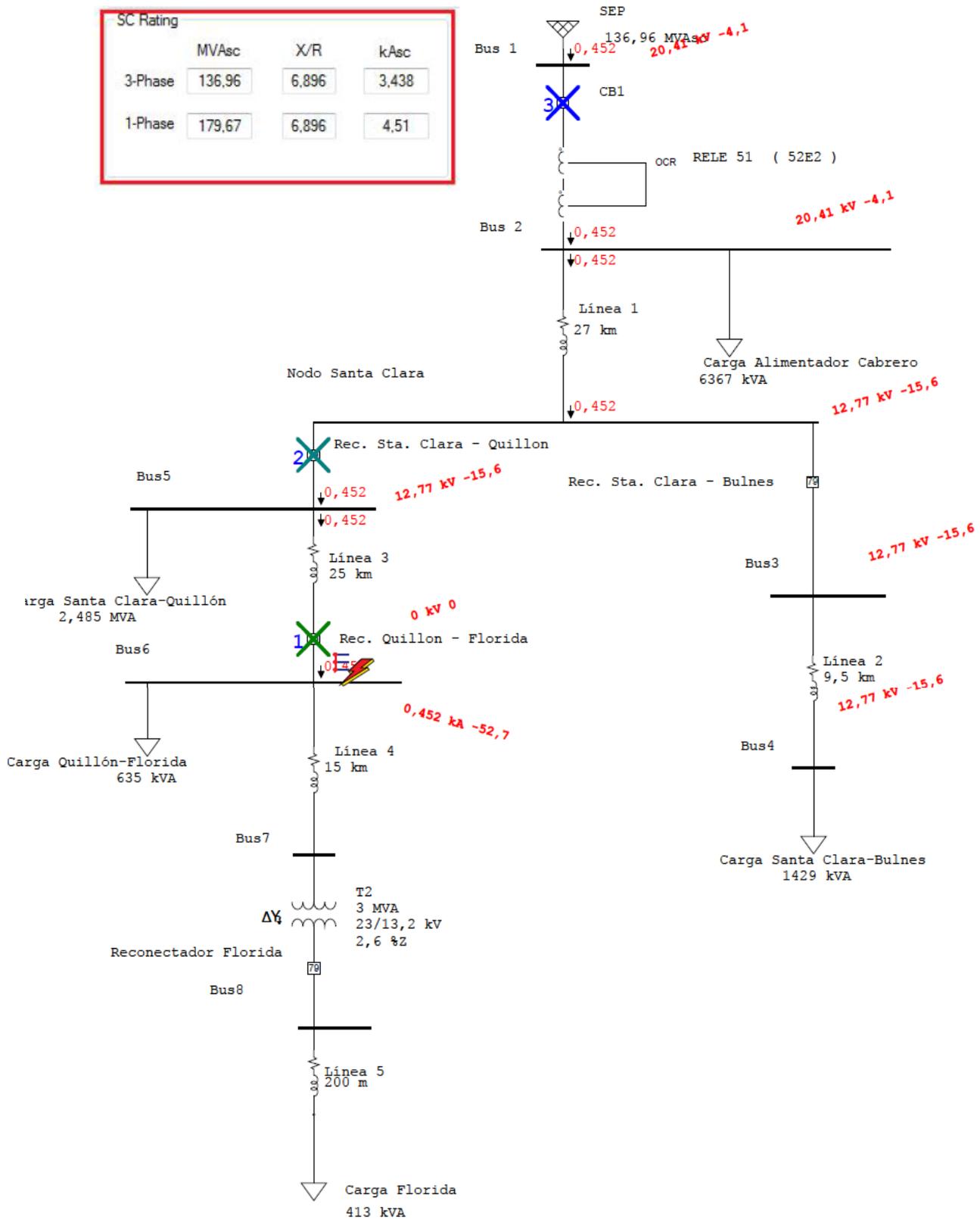


Figura 4.11: Diagrama unilíneal para falla F4 empleando ETAP

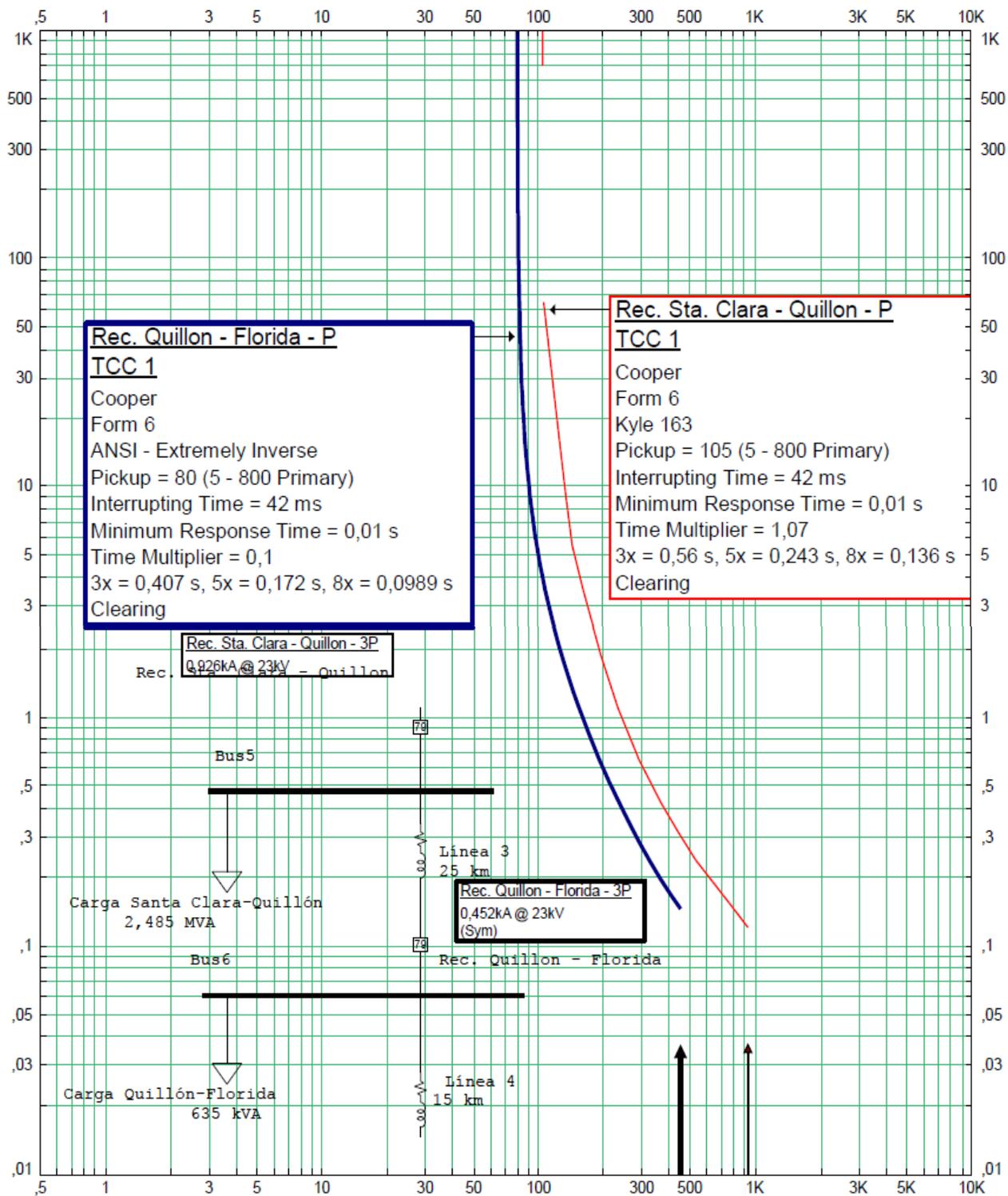


Figura 4.12: Carta de coordinación para falla trifásica en F4

(Ref. 23 kV - Amps x 10)

4.7 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN ALIMENTADOR FLORIDA

Con los ajustes de los componentes del sistema de protecciones, el quinto paso es analizar la operación del Reconectador Florida frente a una falla trifásica en Barra 8.

En la figura 4.13 se presenta el reporte emitido por etap, respecto de la secuencia de operación de las protecciones involucradas en la falla.

Por otro lado, en la figura 4.14 se presenta el diagrama unilineal de la red eléctrica empleando etap, en donde se visualizan la operación del reconectador y las corrientes de falla asociadas.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
133	Reconectador Florida	0,506	91,1	133	1st Operation - Phase - TCC1 - TOC
143	Reconectador Florida		10,0		1st Recloser
276	Reconectador Florida	0,506	91,1	133	2nd Operation - Lockout - Phase - TCC1 - TOC
286	Rec. Quillon - Florida	0,29	244	286	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
296	Rec. Quillon - Florida		10,0		1st Recloser
582	Rec. Quillon - Florida	0,29	244	286	2nd Operation - Lockout - Phase - TCC 1 - TOC
652	Rec. Sta. Clara - Quillon	0,29	610	652	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
662	Rec. Sta. Clara - Quillon		10,0		1st Recloser
1314	Rec. Sta. Clara - Quillon	0,29	610	652	2nd Operation - Lockout - Phase - TCC 1 - TOC
4246	RELE 51 (52E2)	0,29	4246		Phase - OC1 - 51
4346	CB1		100		Tripped by RELE 51 (52E2) Phase - OC1 - 51

Figura 4.13: Reporte secuencia de operación en falla F5

De acuerdo a los resultados obtenidos, podemos apreciar que el Reconectador Florida, cumple la función de proteger la línea frente a una falla trifásica en la barra 8, considerando que la falla tiene un valor de 0,506 kA (Ref. 13,2 kV). El reconectador antes del punto de falla, cuenta con 2 intentos de apertura, el primero es a los 133 ms y el segundo intento a los 276 ms ocurrida la falla en F5, quedando el equipo en estado lockout es decir, reconectador abierto.

Por otro lado, la protección del reconectador Florida, es respaldada por la protección del Reconectador Quillón - Florida al ocurrir una falla en la barra 8 con un tiempo de 286 ms. en el primer intento y a los 582 ms. quedando el equipo en estado lockout es decir, reconectador abierto.

Es así, primero permite la operación de la protección del reconectador más próximo a la falla, de lo contrario, opera la protección del reconectador de respaldo.

En caso de no abrir ninguna de las dos protecciones mencionadas, la falla será respaldada por el Reconectador Santa Clara - Quillón, quien dará la orden de apertura con la misma corriente de cortocircuito trifásica a los 652 ms en el primer intento y luego a los 1314 ms. quedando el equipo en estado lockout es decir, reconectador abierto.

Como última opción, la falla F5 puede ser despejada por el interruptor 52 E2 a la misma magnitud de corriente en un tiempo de 4,346 segundos, asegurando del mismo modo la apertura del circuito.

El tiempo de coordinación entre el Reconectador Quillón - Florida y el Reconectador Florida es de 153 ms. con la falla de magnitud 0,29 kA (Referido 23 kV).

De igual manera, el tiempo de coordinación entre el Reconectador Santa Clara - Quillón y el Reconectador Quillón - Florida es de 70 ms.

Además, como última opción, se cuenta con un tiempo de respaldo del Interruptor 52 E2 sobre el Reconectador Santa Clara - Quillón siendo este de 3032 ms considerando la misma falla en un mismo nivel de tensión, 0,29 kA (Referido 23 kV). Tiempo de respaldo considerable, de modo que al permanecer una falla durante ese tiempo, no corre riesgo de dañar elementos ni equipos asociados al alimentador.

Los ajustes a estos elementos de protección y sus respaldos, se encuentran dentro de los rangos exigidos para proteger la línea ante una falla.

En forma complementaria, en la figura 4.15 se presenta la carta de coordinación, identificando la curva de operación del Reconectador Florida, la magnitud y el tiempo de operación.

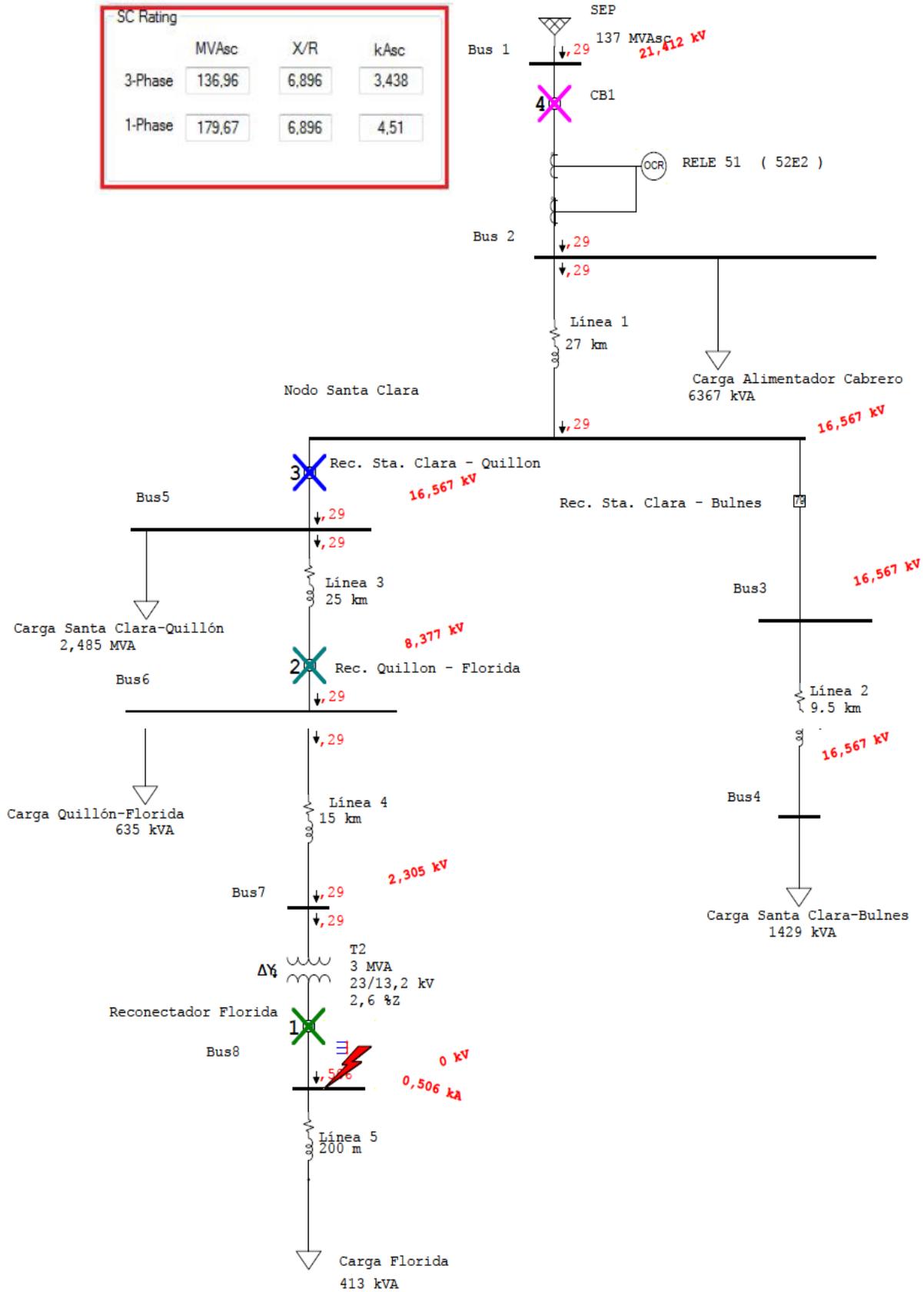


Figura 4.14: Diagrama unilineal para falla F5 empleando ETAP

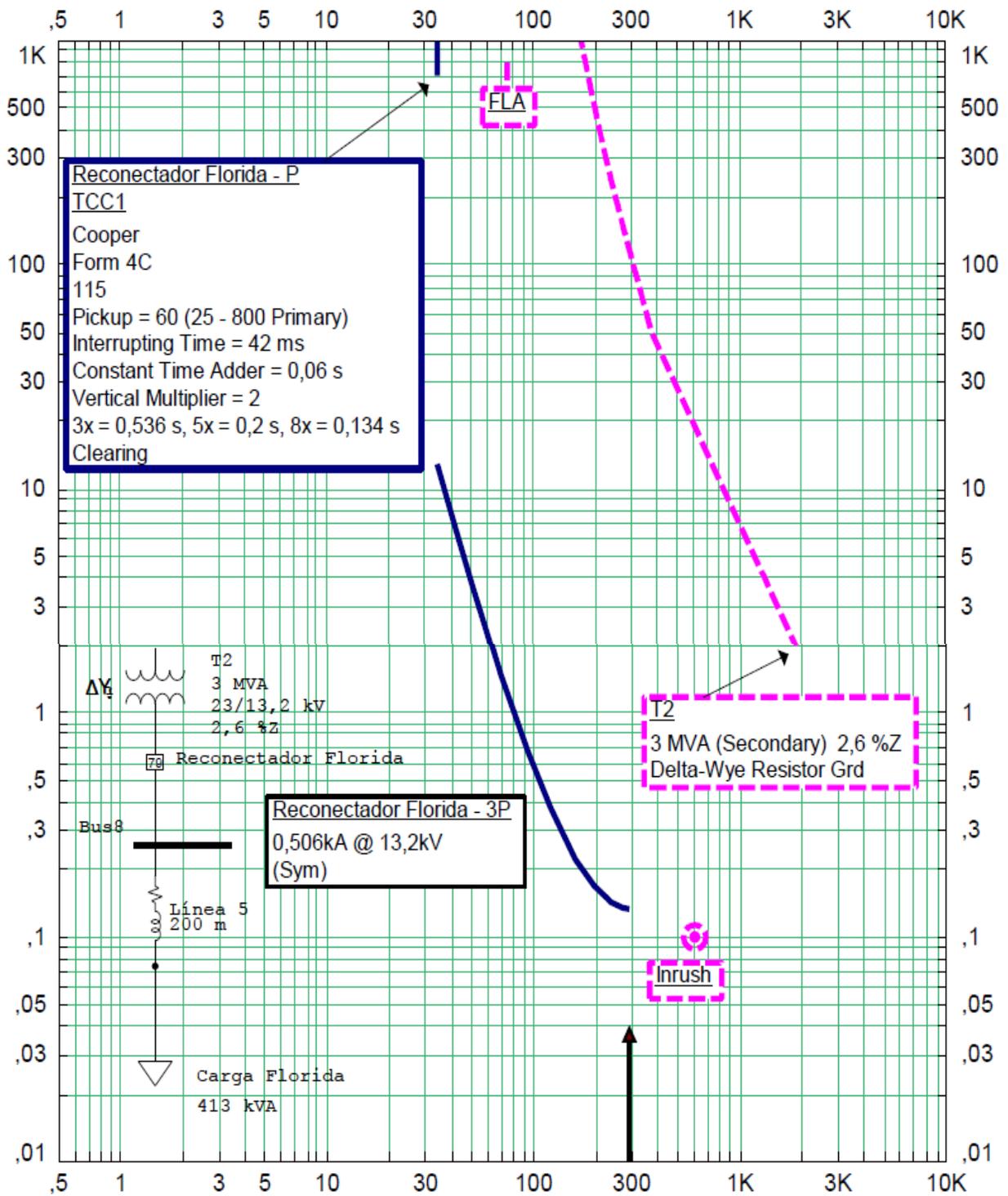


Figura 4.15: Carta de coordinación para falla trifásica en F5

(Ref. 23 kV)

CAPÍTULO N° 5
COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

CAPÍTULO N° 5: COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

Del estudio y análisis de coordinación realizado en el alimentador Cabrero – Bulnes, se obtienen los ajustes para falla trifásica de las unidades de control, tanto del interruptor 52 E2 como a los diferentes reconectores asociados a la red en estudio, considerando la información existente, parametrización de los equipos y el apoyo del programa ETAP 6.0. Logrando apreciar y verificar la correcta coordinación y operación de las protecciones trifásicas del alimentador.

Para evaluar los tiempos de coordinación entre las protecciones, se consideró la protección más cercana al punto de falla y luego la protección de respaldo. Cabe destacar, que las protecciones están programadas para 2 intentos de reconexión ante una falla.

La coordinación y ajustes existentes en los equipos, fueron diseñados por la empresa Frontel S.A., considerando las cargas asociadas en cada punto, el tiempo de respuesta y tiempo de respaldo.

Se entregan conclusiones aplicadas a los equipos de protección de la línea en estudio, descritas de la siguiente manera:

Se determinó la coordinación entre los reconectores, observando que el tiempo de respaldo varía de acuerdo a la corriente de cortocircuito aplicada en el punto falla, esto significa, que el respaldo de la protección más cercana, opera en un tiempo establecido según la magnitud de la corriente de cortocircuito, sin embargo, el tiempo de reconexión en cada equipo es muy corto.

Así también, se aprecia en el reporte de secuencia aplicando una falla trifásica, que el interruptor 52 E2 respalda a la protección del reconector Santa Clara – Quillon en un tiempo menor a una falla ocurrida en la derivación correspondiente al reconector Santa Clara - Bulnes, esto debido a que la corriente de cortocircuito es mayor.

Esto demuestra, que los tiempos de respaldo y coordinación entre protecciones, actúan proporcional a la magnitud de la falla aplicada.

Considerando que los tiempos de reconexión en cada equipo son relativamente bajos, se sugiere realizar un estudio a nivel general de todo el alimentador, teniendo presente el aumento de los tiempos entre operaciones de cada reconector, manteniendo la correcta coordinación ante fallas.

BIBLIOGRAFÍA:

- Norma Técnica de seguridad y Calidad de servicio (2005)
- Manual Software ETAP 6.0
- Software INTERPLAN, gentileza de Empresa Eléctrica de la Frontera (FRONTEL)
- Biblioteca Técnica Frontel S.A. (Circuito Alimentador 23 kV Cabrero – Bulnes)
- Manuales Reconectores NOJA POWER, NOVA y KFMVE.

ANEXOS

ANEXO A
RECONECTADOR NOJA

ANEXO A: RECONECTADOR NOJA

1) ASPECTOS GENERALES

Los reconectores de circuito automático OSM15 y OSM27 están diseñados para su uso en líneas de distribución elevadas y también en aplicaciones de subestaciones de distribución para todas las clases de voltaje de hasta 15 kV y 27 kV.



Figura A.1: Reconector Automático Noja y Control RC

Los tanques de la serie 200 están hechos de acero inoxidable de calidad 304 y están recubiertos con polvillo de color gris claro. El producto se provee completo con un control de RC y con una caja de comunicaciones. La caja del control RC es un controlador basado en un microprocesador que proporciona todas las funciones de protección, registro de datos y comunicaciones en un único dispositivo. El OSM fue diseñado para usarse como dispositivo independiente o puede ser integrado fácilmente a esquemas de automatización de distribución y control remoto mediante las capacidades incorporadas de comunicaciones.

El producto ha sido extensamente probado específicamente por laboratorios independientes con el fin de garantizar la confiabilidad a largo plazo, incluyendo la contención de fallas en el arco voltaico y ventilación, lo que representa una importante característica de seguridad.

El producto usa tecnología desarrollada y refinada durante la última década. La característica funcional incorporada de automatización de distribución configurable por el usuario puede usarse con o sin un sistema de comunicaciones y reducirá el tiempo de interrupción del servicio y aumentará la rentabilidad en su red.

Los reconectores de circuito automático OSM incorporan interruptores al vacío dentro de un receptáculo de policarbonato encerrado dentro de un tanque de acero inoxidable con aislamiento voltaico. Esto garantiza una máxima vida útil y una máxima confiabilidad con una disposición de aislamiento total dentro del receptáculo de larga vida

El voltaje se mide en cada uno de los seis (6) conectores mediante pantallas de goma conductivas acopladas de manera capacitiva. La corriente se mide en los seis (6) conectores mediante sensores Rogowski. Tres (3) conectores proporcionan medidas de corriente de fase y los otros tres (3) conectores proporcionan medidas de corriente residual.

El mecanismo del Reconector es operado mediante tres (3) accionadores magnéticos separados, uno por fase. Estos accionadores magnéticos tienen fijación mecánica para garantizar el funcionamiento correcto de las tres (3) fases. El dispositivo es trabado en posición de cerrado mediante un pestillo magnético. Cada accionador magnético usa una única bobina y es el resultado del desarrollo de la cuarta generación en accionadores magnéticos. El Reconector puede ser activado mecánicamente mediante la palanca mecánica amarilla operada mediante cambio de gancho en la base del tanque.

Las posiciones de abierto y cerrado del dispositivo se indican mediante un '0' verde para indicar que el dispositivo está abierto y un '1' rojo para indicar que el dispositivo está cerrado, ubicados también en la base del tanque.

El estado del Reconector también es reflejado por un micro interruptor conectado con la parte electrónica del control. El panel del circuito electrónico que incluye el micro interruptor no tiene elementos activos, lo que mejora de manera dramática la inmunidad de los impulsos. Los bujes del circuito principal están hechos de polímero con estabilidad UV y tienen un aislamiento del buje hecho de goma siliconada para proporcionar la distancia de contorno necesaria.

Los accionadores magnéticos se operan desde capacitores cargados con energía almacenada que están ubicados en la caja de control RC. En la base del tanque hay una placa de especificaciones que proporciona detalles de calificación según los requisitos de ANSI C37.60. Hay un punto de descarga a tierra en el costado del tanque.

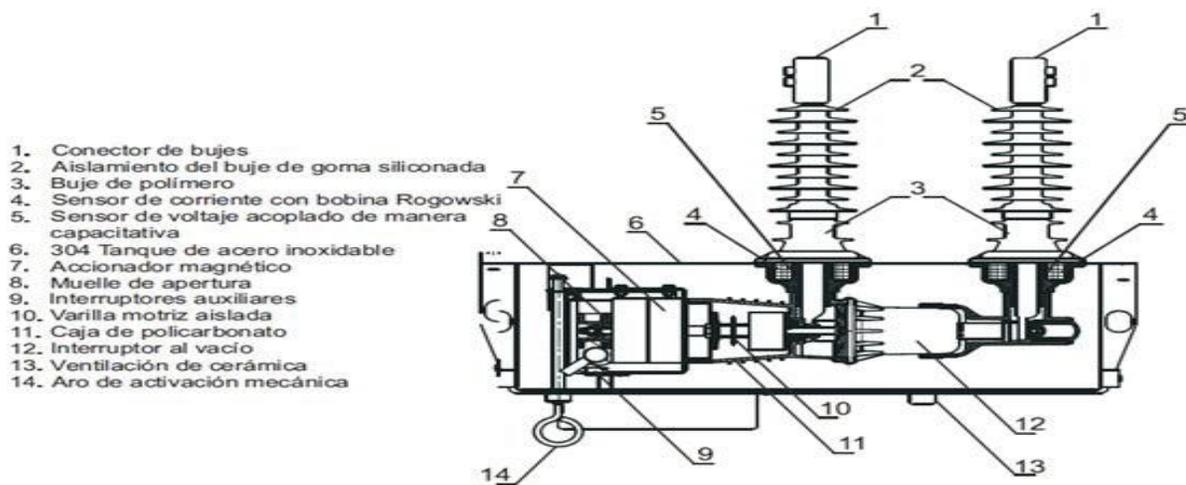


Figura A.2: Configuración de tanque del OSM y componentes principales

El OSM Serie 200 incluye de fábrica conectores de cable en cada uno de los bujes. Están hechos de bronce enchapado en estaño y soportan cables de un tamaño de hasta 260 mm. Es así, que en la figura A.2 se presenta la configuración del tanque del OSM y los componentes principales.

2) CAJA DE CONTROL Y COMUNICACIONES

La caja de control y comunicaciones RC es un controlador basado en un microprocesador que proporciona una sobre corriente direccional, falla a tierra y relé sensible de falla a tierra, relé de cierre automático, medición automática, registro de eventos, registros a pedido y unidad de terminal remota (remote terminal unit, RTU) para el control remoto en un paquete único. El panel de control del operador se proporciona con una pantalla de LCD con iluminación posterior de cuatro líneas y un teclado para proporcionar las funciones de control local.

La caja aislamiento del buje de control tiene tres (3) módulos principales:

El módulo principal del microprocesador (MPM) que incorpora el panel de control del operador.

El módulo motriz (DM) que incorpora los capacitores que proporciona la energía de impulsión y cierre para el tanque del OSM.

El módulo de suministro eléctrico (power supply module, PSM) que proporciona el suministro eléctrico auxiliar, el suministro eléctrico de la radio y la función de carga de la batería. El módulo de suministro eléctrico acepta un rango de entre 100 y 240 VAC a 50 ó 60 Hz. La carga de flotación compensada por temperatura se les proporciona a las baterías ácidas selladas con plomo ubicadas en la caja de control RC.

Dentro de la caja de control se proporciona espacio para instalar cualquier equipo de comunicación con el fin de que se conecte al módulo RTU o I/O incorporado.

El equipo ha sido seleccionado para que la caja de control RC funcione sobre un rango de temperatura entre -40 y +55 C dentro de la caja sellada IP65.

Una de las potencialidades del Reconectador Noja es su variedad de funciones de protección que es posible habilitar. Al respecto, en la tabla A.1 se describen en forma resumida alguna de las funciones.

Tabla A.1: Funciones de Protección Reconectador Noja

FUNCION DE PROTECCION	CARACTERÍSTICAS
Protección Sobre corriente direccional y protección de falla a tierra	Rango de especificación de corriente 10280 A Resolución de especificación 1 A
Protección de tiempo inverso	<p>3 x Elementos de dirección hacia adelante para cada activación en la secuencia con capacidad de especificación independiente para la sobre corriente y la falla a tierra.</p> <p>3 x Elementos para cada activación en la secuencia con capacidad de especificación independiente para la sobre corriente y la falla a tierra.</p> <p>4 x Curvas IEC255</p> <p>8 x Curvas ANSI</p> <p>2 x Curvas definidas por los usuarios</p>
Captura de carga fría	<p>Tiempo de rampa ascendente de carga fría: 1-400 min</p> <p>Tiempo de rampa descendente de carga fría: 0-60 min</p> <p>Resolución temporal de carga fría: 1 min</p> <p>Multiplicador de carga fría: 1-5 veces la corriente de captura</p> <p>Resolución de multiplicador de carga fría: 0.1</p>
Retención de Entrada	<p>Tiempo de retención de entrada: 0.01-10 segundos</p> <p>Resolución de tiempo de retención de entrada: 0.01 segundos</p> <p>Multiplicador de entrada: 1-20</p> <p>Resolución de multiplicador de entrada: 0.1</p>
Adición temporal de tiempo	Proporciona una pausa de tiempo escalonado para aislar automáticamente las secciones con fallas en un alimentador o para calibrar correctamente los dispositivos en serie.
Protección	El voltaje y la corriente se miden en los seis bujes del Reconectador OSM con sensores de voltaje acoplados de manera capacitiva y sensores de corriente de bobinas Rogowski.

Continuación Tabla A.1: Funciones de Protección Reconector Noja

Protección con tiempo definido	0-120 Segundos. Resolución Temporal 0.01 Segundos
Protección de falla a tierra sensible direccional	Rango de especificación de corriente 4-80A Resolución de especificación 1A Tiempo de definición 0-120 Resolución temporal 0.01 segundos
Protección de Bajo voltaje	Elemento equilibrado de Bajo voltaje de fase (Uv1) Difusión de carga de 3 fases Rango de especificación de multiplicador: 0.6-1 de voltaje del sistema Resolución de especificación de multiplicador: 0.01 Rango temporal de activación: 0-180 segundos Resolución de especificación temporal de activación: 0.01 segundos
FUNCION DE PROTECCION	CARACTERÍSTICAS
Elemento de Bajo voltaje de fase a fase (UV2)	Rango de especificación del multiplicador: 0.6-1 de voltaje del sistema Resolución de especificación del multiplicador: 0.01 Rango de tiempo de activación 0-180 segundos Resolución de la especificación de tiempo de activación: 0.01 segundos
Pérdida de suministro (UV3)	Rango temporal de activación: 0-180 segundos Resolución de especificación temporal de activación: 0.01 segundos Tiempo de cierre de regreso: 0-180 segundos Resolución de tiempo de cierre de regreso: 0.01 segundos.
Protección de frecuencia inferior	Rango de captura: 45-50 Hz (sistema de 50 Hz), 55-60 Hz (sistema de 60 Hz) Resolución de especificaciones de frecuencia: 0.01Hz Rango temporal de activación: 0-120 segundos Resolución de especificación temporal de activación: 0.01 segundos.

ANEXO B
RECONECTADOR NOVA

ANEXO B: RECONECTADOR NOVA

1) ASPECTOS GENERALES

El control de reconectadores controlado por microprocesador Kyle, Forma 6 de montaje en poste incluye funciones completas de protección del sistema, incluyendo protección contra sobre corrientes de fase, tierra y secuencia negativa, sobre frecuencias/sub frecuencias y protección contra voltaje, dirección de flujo de potencia, falla a tierra sensible



Figura B.1: Reconectador Nova

Las funciones de medición incluyen demanda y corriente instantánea por cada fase, voltaje instantáneo y factor de potencia por cada fase y potencia activa, reactiva y aparente por cada fase. Los parámetros de control también pueden programarse por medio de un PC que se conecta al control por medio del puerto RS-232. Este control funciona para sistemas de 50 y 60 Hz.

2) TEORÍA DE FUNCIONAMIENTO

La detección de corriente se efectúa por medio de tres transformadores de corriente ubicados en el Reconectador que se conectan al control por medio de un cable de control.

Este cable también suministra la fuente a las funciones de disparo, cierre y estado del Reconectador y se conecta al módulo de interfaz del Reconectador para proporcionar mejor aislamiento y un funcionamiento más confiable.

La corriente de línea que fluye a través del Reconectador es transformada por el módulo de la CPU en una señal digital adecuada para las funciones de medición y el cálculo de corriente de falla. El muestreo de datos se produce con una frecuencia de 64 veces por ciclo. La CPU contiene una sección de adquisición de datos que emplea las muestras adquiridas para calcular las intensidades y los voltajes fundamentales que deben utilizarse en la protección contra sobre corrientes, sub/sobre voltaje y sub/ sobre frecuencia, así como las intensidades y los voltajes de las funciones de medición.

Cuando la corriente de fase o de tierra es mayor que su valor mínimo programado de disparo el correspondiente intervalo de temporización de su curva de tiempo-corriente (TCC), el control inicia la secuencia programada de operaciones de disparo y reconexión del Reconectador por medio de los módulos de CPU. Si la falla es temporal, el control cesa de iniciar operaciones del Reconectador después de cerrarlo exitosamente y el control se reposiciona al inicio de su secuencia de trabajo.

Si la falla es permanente, el control ejecuta la secuencia completa de comandos emitidos al Reconectador y bloquea a éste último abierto. Una vez bloqueado el control, éste debe cerrarse en forma manual o por una orden a distancia recibida vía Scada.

La secuencia de eventos dada a continuación sucede para una secuencia de trabajo de dos disparos antes del bloqueo, (un disparo en la TCC1, un disparo en la TCC2):

- 1.- La señal de corriente excesiva se integra respecto al tiempo en la curva seleccionada para la primera operación de disparo (TCC1), produciendo la señal que alimenta el circuito de disparo.
- 2.- Al energizar el circuito de disparo, se conecta la alimentación al solenoide de disparo para abrir el Reconectador.
- 3.- Una vez que se abre, el control empieza a sincronizarse con el primer intervalo de retardo de cierre.
- 4.- Una vez transcurrido el retardo de cierre, el control emite una señal de cierre al Reconectador y selecciona las curvas de respuesta de tiempo-corriente para la segunda operación de disparo (TCC2).
- 5.- Si la corriente sigue siendo mayor que el nivel mínimo de disparo, el Reconectador se dispara siguiendo la TCC2 y se bloquea.

3) COORDINACIÓN DE SECUENCIA

La coordinación de secuencia elimina los disparos erróneos por medio de la coordinación de las funciones de disparo. Permite al control avanzar por las operaciones seleccionadas en la secuencia de funcionamiento sin dispararse. El número de avances de coordinación de secuencia puede programarse de una a tres operaciones para proporcionar coordinación de disparo con un Reconectador instalado en un punto posterior de la red.

El control incluye una función de arranque en frío que evita que el control se dispare mientras se conecta la energía a cargas del sistema sin fallas. Esta función tiene una curva de tiempo-corriente con valor de disparo mínimo, intervalo de restauración y un número de operaciones independientes antes del bloqueo que pueden programarse para cada perfil de protección.

Por otro lado, se incorpora una función de bloqueo por corriente excesiva bloquea el control automáticamente en la operación seleccionada si la corriente excede de un valor programable. Los números de disparo activo para el bloqueo pueden seleccionarse para fase, tierra y secuencia negativa. Esta función puede seleccionarse independientemente para cada perfil de protección.

Además, el control tiene una función de disparo por falla a tierra sensible/falla a tierra que dispara el Reconectador después de que transcurra un tiempo definido y programable con corrientes de tierra inferiores a los niveles normales de disparo mínimo por falla a tierra. La función tiene un número programable de operaciones antes del bloqueo e intervalos de restauración que son independientes de los valores de tierra.