



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES EN
BASE A HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES, APLICABLES
A LA SUBESTACIÓN LAS CUMBRES”**

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ESPECIALIZACIÓN POTENCIA**

Presentado por:

ADRIANA BELÉN TORRES BADILLO

JONATHAN VICENTE RIERA PERALTA

HÉCTOR ANDRÉS CALERO ÁLVAREZ

GUAYAQUIL – ECUADOR

2012

AGRADECIMIENTO

Agradecemos en primer lugar a Dios por darnos la vida, fortaleza y dedicación para terminar una nueva etapa en nuestras vidas.

A nuestros padres por el cariño, esfuerzo y gran apoyo que nos dieron para lograr este objetivo.

A los profesores por sus enseñanzas que nos han guiado hacia una formación profesional y ética, familiares, compañeros y demás personas que estuvieron presentes a lo largo de nuestra carrera, a todos Gracias.

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de tesis a Dios por darme fortaleza para levantarme ante los obstáculos que se han interpuesto en el camino. A mis padres, que han sido el timón que ha dirigido mi vida. A mi mejor amiga Glemosy y compañeros de clase que con su apoyo he llegado a cumplir mi meta. Y finalmente pero no, menos importante a un ser maravilloso que llegó a mi vida, te dedico este arduo trabajo porque formas parte de él al compartir tus conocimientos y al darme más felicidad porque estás junto a mi, DDCA.

Adriana Torres Badillo

DEDICATORIA

El esfuerzo y empeño puesta para la terminación de esta tesis y esta etapa de mi vida se la dedico a mi familia en especiala Dios y a mi madre, a mis profesores que me han sabido guiar hacia una formación tanto profesional como ética con sus enseñanzas y consejos, así también a mis amigos por el apoyo y la confianza puesta en mi.

Jonathan Riera Peralta

DEDICATORIA

A Dios por mantenerme con vida y darme fuerzas para seguir adelante.

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

A mi hermana y familia por sus consejos,

A Paola por haber estado junto a mí, dándome aliento y apoyo.

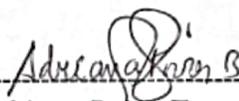
A mis amigos que me han acompañado todo este tiempo.

Andrés Calero Álvarez

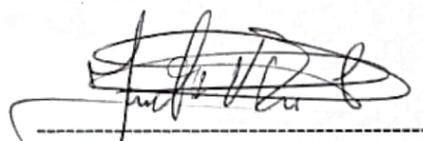
DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de este informe, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de exámenes y títulos profesionales de la ESPOL)



Adriana Belén Torres Badillo



Jonathan Vicente Riéra Peralta



Héctor Andrés Calero Álvarez

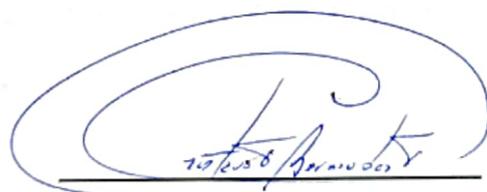
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Juan Saavedra

PROFESOR DE LA MATERIA

DE GRADUACIÓN



Ing. Gustavo Bermúdez

PROFESOR DELEGADO

POR LA UNIDAD ACADÉMICA

RESUMEN

El Objetivo principal de este trabajo de Graduación es Coordinar el Sistema de Protecciones de una Subestación de Distribución por Métodos Computarizados, para lo cual es necesario disponer información de su estado, es decir, conocer el valor de las tensiones e intensidades en cada punto de análisis del sistema; para esto utilizamos los transformadores de medición. Esta información es llevada y utilizada por los relés de protección, aparatos de medida, entre otros. Si el sistema de protección y control está correctamente diseñado, con márgenes de seguridad económicamente razonables y una adecuada selección de equipos, las incidencias pueden reducirse, aunque siempre existirá la posibilidad de que se produzca una falla en alguna parte de la instalación, lo que garantiza es que la falla será despejada en el menor tiempo posible.

El Estudio de Flujo de Carga a su vez nos proporcionará información sobre los niveles de voltaje en las barras, consumos y capacidades transmitidas de los componentes del sistema bajo operación normal.

Una parte fundamental del ajuste de las protecciones para su trabajo eficiente es el Estudio de Cortocircuito, proporcionando las Corrientes de Falla Trifásica y de Línea a Tierra Máximas y Mínimas. Para nuestro estudio del caso base los ajustes se realizaron en función de la máxima corriente de falla con tiempos de despeje rápido de las fases falladas o con problemas.

Durante el desarrollo de esta tesina se explicará con detalle el esquema de protección de la subestación en estudio.

Finalmente, sabemos que dentro de una instalación eléctrica se pueden producir diversos tipos de fallas, que si persisten, pueden ocasionar daños en los equipos eléctricos y electrónicos, inestabilidad en el sistema o daños al personal encargado de la operación de la instalación; estos eventos son evitados con una óptima Coordinación de Protecciones.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO.....	II
DEDICATORIA.....	III
DECLARACIÓN EXPRESA.....	VI
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN.....	VII
RESUMEN.....	VIII
ÍNDICE GENERAL.....	X
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XV
ABREVIATURAS.....	XVIII
INTRODUCCIÓN.....	XX

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig 1.1 Ubicación Geográfica – Subestación Las Cumbres	1
Fig. 2.1 Diagrama Unifilar - Subestación Las Cumbres.....	3
Fig. 3.1 Aisladores 69 KV	5
Fig. 4.1 Seccionador de Aire con cuchillas de Tierra	6
Fig. 5.1 Interruptor en Gas SF6	7
Fig. 6.1 Apertura (ó cierre) de fusibles de potencia SMD	8
Fig.7.1 Pararrayos en estructura 69KV	9
Fig.8.1 Conductor utilizado en el patio de 69 Kv	10
Fig. 9.1 Transformador de Fuerza – Subestación Las Cumbres	11
Fig. 10.1 Conductor de Cobre desnudo	15
Fig. 11.1 Reconectador- Alimentadora Ceibos Norte	17
Fig. 12.1 Relé para Protección Diferencial TPU 2000R.....	23
Fig. 13.1 Relé Auxiliar HEA 61.....	24
Fig. 14.1 IntelliRupter S&C	26
Fig. 15.1 Switch Vista S&C	28
Fig. 16.1 Malla de Puesta a tierra de una Subestaci	30
Fig. 1.2 Diagrama Unifilar – Caso Base	35

Fig. 1.4 Esquema de Protecciones – Las Cumbres	58
Fig.2.4 Esquema de Protecciones de la Subestación de Distribución (Transformador de poder) – Las Cumbres.....	59
Fig. 3.4 Esquema de Protección de Barra y de la Red de Distribución – Las Cumbres	60
Fig. 5.4 Esquema general de las zonas de Protección	61
Fig. 6.4 Esquema de Protección Diferencial	64
Fig. 7.4 Conexión de los CT'S – Placa del transformador	65
Fig. 9.4 Característica de disparo de la Protección Diferencial	70
Fig. 10.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 1 Sta. Cecilia	78
Fig. 11.4 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconectador y Fusibles Alimentadora Santa Cecilia – Rama 1.....	79
Fig.12.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 2 Sta. Cecilia	82
Fig. 17 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconectador y Fusibles Alimentadora Santa Cecilia – Rama 2.....	83
Fig. 14.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 3 Sta. Cecilia	86
Fig. 15.4 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconectador y Switch Vista de la Alimentadora Santa Cecilia – Rama 3	87
Fig. 16.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 4 Sta. Cecilia	90

Fig. 17.4 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconectador e Intellirupter de la Alimentadora Santa Cecilia – Rama 4.....	91
Fig. 18.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 5 Sta. Cecilia	94
Fig. 19.4 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconectador y Fusibles Alimentadora Santa Cecilia – Rama 5.....	95
Fig. 20.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 1 Celoplast	98
Fig. 21.4 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconectador y Fusibles Alimentadora Celoplast – Rama 1	99
Fig. 22.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 2 Celoplast	102
Fig 23.4 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconectador y Fusibles Alimentadora Celoplast – Rama 2.....	103
Fig. 24.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 3Celoplast	106
Fig. 25.4 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconectador y Fusibles Alimentadora Celoplast – Rama 3.....	107
Fig. 26.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 1 Cumbres 4.....	110
Fig. 28.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 2 Cumbres 4.....	114
Fig. 29.4 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconectador y Fusibles Alimentadora Cumbres 4 – Rama 2	115
Fig. 30.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 1 Ceibos Norte	118

Fig. 31.4 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconectador y Fusibles Alimentadora Ceibos Norte – Rama 1	119
Fig. 32.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 2.....	122
Fig. 33.4 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconectador y Fusibles Alimentadora Ceibos Norte – Rama 2	123

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características de la Subtransmisión – Aníbal Santos	4
Tabla 2. Características Técnicas – Aisladores y Herrajes	5
Tabla 3. Características Técnicas – Seccionador de Aire con cuchillas de Tierra	6
Tabla 4. Características Técnicas – Interruptor en Gas	7
Tabla 5. Características Técnicas – Portafusibles y Fusibles.....	8
Tabla 6. Características Técnicas – Pararrayos en estructura 69KV.....	9
Tabla 7. Características Técnicas – Conductores	10
Tabla 8. Características Técnicas – Transformador de Fuerza	11
Tabla 9. Características Técnicas – Pararrayos sobre el transformador de lado de alta.....	12
Tabla 10. Características Técnicas – Pararrayos sobre el transformador de lado de baja.....	12
Tabla 11. Características Técnicas– Aisladores y Herrajes 13.8 KV	14
Tabla 12. Características Técnicas – Seccionador aire Principal	15
Tabla 13. Características Técnicas – Conductores 13.8 KV	15
Tabla 14. Características Técnicas – Reconectores de las Alimentadoras	16
Tabla 15. Características Técnicas – Controles de las Alimentadoras	17

Tabla 16. Características Técnicas – Cuchillas seccionadoras de las Alimentadoras	18
Tabla 17. Características Técnicas – Seccionadores de Interconexión entre alimentadoras	19
Tabla 18. Características Técnicas – Transformadores de Potencial.....	20
Tabla 19. Características Técnicas – Transformadores Auxiliares.....	20
Tabla 20. Características Técnicas – Dispositivos de Protección y Control.....	21
Tabla 21. Características Técnicas –Conductores de Control.....	29
Tabla 22. Datos de Carga Máxima.....	33
Tabla 23. Datos de Carga Mínima	33
Tabla 24. Datos de Transformador de Fuerza	34
Tabla 26. Niveles de Voltaje en Barras – Máxima Carga	37
Tabla 27. Niveles de Voltaje en Barras - Mínima Carga.....	38
Tabla 28. Consumo en Barras Máxima - Carga	39
Tabla 29. Consumo en Barras Mínima– Carga	40
Tabla 30. Carga en Conductores y Transformadores a Máxima Carga.....	41
Tabla 31. Carga en Conductores y Transformadores a Mínima Carga	42
Tabla 32. Corrientes y MVA de Cortocircuito – Mínima Generación.....	46
Tabla 33. Corrientes y MVA de Cortocircuito – Máxima Generación.....	47
Tabla 34. Impedancias Equivalentes – Mínima Generación.....	47

Tabla 35. Impedancias Equivalentes – Máxima Generación.....	47
Tabla 36. Corrientes de Falla Trifásica Balanceadas -- Máxima Carga.....	49
Tabla 37. Corrientes de Falla de una Línea a Tierra- Máxima Carga.....	50
Tabla 38. Corrientes de Falla Trifásica Balanceadas– Mínima Carga.....	51
Tabla 39. Corrientes de Falla Línea a Tierra– Mínima Carga.....	52
Tabla 40. Tabla Comparativa de Corrientes de Falla para máxima y mínima generación en amperios.....	53
Tabla 41. Resumen de los porcentajes de las restricciones.....	70
Tabla 42. Resumen coordinación Santa Cecilia – Rama 1	80
Tabla 43. Resumen coordinación Santa Cecilia – Rama 2	84
Tabla 44. Resumen coordinación Santa Cecilia – Rama 3	88
Tabla 45. Resumen coordinación Santa Cecilia – Rama 4	92
Tabla 46. Resumen coordinación Santa Cecilia – Rama 5	96
Tabla 47. Resumen coordinación Celoplast – Rama 1	100
Tabla 48. Resumen coordinación Celoplast – Rama 2	104
Tabla 49. Resumen coordinación Celoplast – Rama 3	108
Tabla 50. Resumen coordinación Cumbres 4 – Rama 1	112
Tabla 51. Resumen coordinación Cumbres 4 – Rama 2.....	116
Tabla 52. Resumen coordinación Ceibos Norte – Rama 1.....	120
Tabla 53. Resumen coordinación Ceibos Norte – Rama 2.....	124

ABREVIATURAS

Amp	Amperio
Bil	Nivel básico de aislamiento
CA	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua
CT	Transformador de Corriente
Cu	Cobre
FA	Transformador en aceite con aire forzado
Fig	Figura
Fp-max	Factor de Potencia Máxima
Gal	Galón
GCB	Interruptor del Generador
GE	General Electric
I.cont	Corriente Continua
IH	Corriente en alta
IHS	Corrientes en alta referida al lado secundario del CT
I.inst	Corriente Instantánea
I.inter-max	Corriente de Interrupción Máxima
IL	Corriente en baja
ILS	Corrientes en baja referida al lado secundario del CT
Imped	Impedancia

KA	Kiloamperios
Kv	Kilovoltios
Kva	Kilovoltios - Amperios
KVAR	Kilovar
KW	Kilovatios
Lbs.	Libras
LTC	Transformador con regulación bajo carga
m	metro
Mcm	Miles de CircularesMils
MCOV	Voltaje Máximo de Operación Continua
Mva	Megavoltios – Amperios
Mvar	Megavar
OA	Transformador en aceite con enfriamiento natural
PT	Transformador de Potencia
SF6	Hexafluoruro de azufre
TH	Tap del relé en alta
TL	Tap del relé en baja
Vnom	Voltaje Nominal

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de un país depende de su grado de industrialización y tecnología digital, este a su vez necesita de las fuentes de energía en especial de la energía eléctrica. Por lo que la Protección de Subestaciones de Sistemas Eléctricos de Distribución es de gran importancia ante el crecimiento acelerado de los consumidores (población), de las redes eléctricas y la exigencia de un suministro de energía.

Está fuera de cualquier discusión la enorme importancia que el suministro de electricidad tiene para el hombre hoy, que hace confortable la vida cotidiana en los hogares, que mueve efectivamente el comercio y que hace posible el funcionamiento de la industria de la producción.

No son muy abundantes las publicaciones con referencia a Subestaciones de Distribución con un interés especial a la selección, aplicación y coordinación de los equipos de protección comúnmente usados en estos sistemas. Por esta razón, el objetivo de desarrollo de esta tesina es dar una visión de los equipos de protección más utilizados en una subestación de distribución y alimentadoras principales.

En el Capítulo I, se describen los elementos, equipos y dispositivos de protección que conforman la Subestación Las Cumbres, de acuerdo a sus especificaciones técnicas de los fabricantes y proporcionadas por la Empresa Eléctrica de Guayaquil.

En el Capítulo II, se muestra el Estudio de Flujo de Carga en Estado Estable, determinando los voltajes en las barras y las corrientes que fluyen en las diferentes alimentadoras y ramales, para los casos bases de máxima y mínima carga. Este análisis se realizó utilizando los datos medidos por la Empresa Eléctrica.

En el Capítulo III, conjunto a la información obtenida en el Capítulo II, se realiza el Estudio de Cortocircuito teórico orientados a los conceptos, cálculos preliminares y recomendaciones generales. Se pretende realizar los cálculos eléctricos involucrados en la protección y determinar los parámetros pertinentes, determinando para los tipos de Fallas Trifásicas y Fallas de Línea a Tierra. Este estudio es de importancia para la futura coordinación de las protecciones eléctricas para las corrientes de falla máxima y mínima en cada punto de interés.

En el Capítulo IV, se tratan los temas de Esquemas de Protección y Coordinación de operación de los mismos en forma simple, todo dentro del marco de la filosofía de las protecciones en sistemas eléctricos. Se estudian

en particular los equipos más utilizados por la Empresa Eléctrica para el estudio de coordinación, como son: relés de protección, interruptores de poder, fusibles, reconectores automáticos, pararrayos, Intellirupter S&C y Switch Vista S&C; estos últimos están siendo utilizados en ciertas alimentadoras de gran importancia debido a la cantidad de fallas presentes en su circuito.

CAPÍTULO 1.....	
1.1.INTRODUCCIÓN.....	1
1.2.DATOS GENERALES.....	4
1.2.1.FUENTES DE SUBTRANSMISIÓN.....	4
1.2.2.PATIO DE 69KV.....	4
1.2.3.TRANSFORMADOR DE FUERZA.....	11
1.2.4.PATIO 13.8KV.....	13
1.2.5.TRANSFORMADOR DE POTENCIAL.....	19
1.2.6.TRANSFORMADOR DE AUXILIARES.....	20
1.2.7.DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Y CONTROL.....	21
1.2.8.CONDUCTORES DE CONTROL.....	28
1.2.9.MALLA DE TIERRA.....	29
CAPÍTULO 2.....	
2.1. INTRODUCCIÓN.....	31
2.2.1. FLEXIBILIDAD OPERACIONAL.....	32
2.2.2. NIVELES DE CONFIABILIDAD.....	32
2.2.3. NIVELES DE SOBRECARGA.....	32
2.2.4. REGULACIÓN DE VOLTAJE.....	32
2.3. DATOS DEL SISTEMA – CASO DE ANÁLISIS.....	33
2.3.1 ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA – CASO BASE CARGA MÁXIMA.....	33

2.3.2 ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA – CASO BASE CARGA MÍNIMA	33
2.3.3 DATOS DE TRANSFORMADORES DE FUERZA	34
2.3.4. DATOS DE LÍNEAS.....	34
2.4 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA	36
2.4.1. CASOS BASE.....	37
2.5 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA	43
CAPÍTULO 3.....	
3.1. INTRODUCCIÓN	44
3.2. ALCANCE DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO	45
3.3. DATOS DEL SISTEMA.....	46
3.3.1 MVA DE CORTO CIRCUITO	46
3.3.2. IMPEDANCIAS EQUIVALENTES.....	47
3.4. DATOS DE CONDUCTORES.....	48
3.5. DATOS DE TRANSFORMADORES DE FUERZA	48
3.6. RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO	48
3.6.1. CORRIENTE DE FALLA EN CADA BARRA – MÁXIMA CARGA	49
3.6.2. CORRIENTE DE FALLA EN CADA BARRA – MÍNIMA CARGA	51
3.7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	54
CAPÍTULO 4.....	
4.1. PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN.....	56

4.2. ESQUEMAS DE PROTECCIONES	58
4.2.1. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN (TRANSFORMADOR DE PODER).....	59
4.2.2.ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE BARRA Y DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN	60
4.3 AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES.....	61
4.3.1. VALOR DE PUESTA EN TRABAJO (PICKUP).....	62
4.3.2.AJUSTE DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN	63
4.3.2.1. CÁLCULO DE AJUSTES PARA EL RELÉ 87T	64
4.3.2.3. AJUSTE DEL RELÉ 46	71
4.3.2.4. AJUSTE DEL RELÉ 81	71
4.3.2.5. AJUSTES SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA Y TEMPORIZADA DE FASE (51P Y 50P).....	72
4.3.3. COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	73
4.3.4 RESULTADOS DE LA COORDINACIÓN DE LAS RED DE DISTRIBUCIÓN	75
4.4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	125
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
ANEXOS 1.....	
ANEXOS 2.....	
ANEXOS 3.....	

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

1.1. INTRODUCCIÓN

La Subestación Las Cumbres fue construida en 1992 con una extensión de 1200 metros cuadrados, se encuentra ubicada en Cdla. Las Cumbres Mz. 19 junto al Área Comunal, como se muestra en la figura 1.1

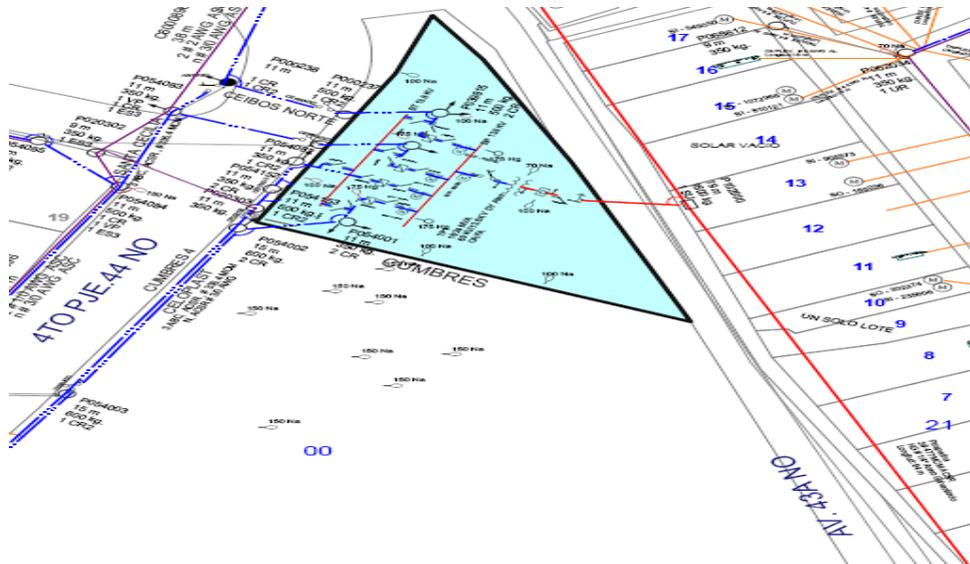


Fig 1.1 Ubicación Geográfica – Subestación Las Cumbres

La configuración y disposición de los equipos o elementos primarios en una subestación eléctrica de nuestro sistema de distribución está gobernada fundamentalmente por la configuración de barras que se utiliza.

La Subestación está alimentada por la Subtransmisión Aníbal Santos y Pascuales como interconexión a nivel de 69 KV; cuenta con un patio de 69KV en el lado de alta del transformador de 18/24 MVA y en el lado de baja tensión una configuración de barras principal y de transferencia a nivel de 13.8 KV.

Del patio de 13.8 Kv salen cuatro alimentadoras trifásicas de distribución las cuales son: Santa Cecilia, Ceibos Norte, Cumbres 4 y Celoplast. De la troncal principal parten derivaciones o ramales que pueden ser trifásicos, bifásicos o monofásicos. Las distintas alimentadoras estarán protegidas a través de un reconectador el cual permitirá el flujo de corriente en condiciones normales de funcionamiento. El esquema general de la subestación en estudio se la puede apreciar en la figura 2.1

Cabe recalcar que las alimentadoras, así como cada elemento de la subestación se encuentran protegidos por seccionador de aire con cuchillas de tierra, interruptor en gas, fusibles, pararrayos y sistemas de interruptores inteligentes.

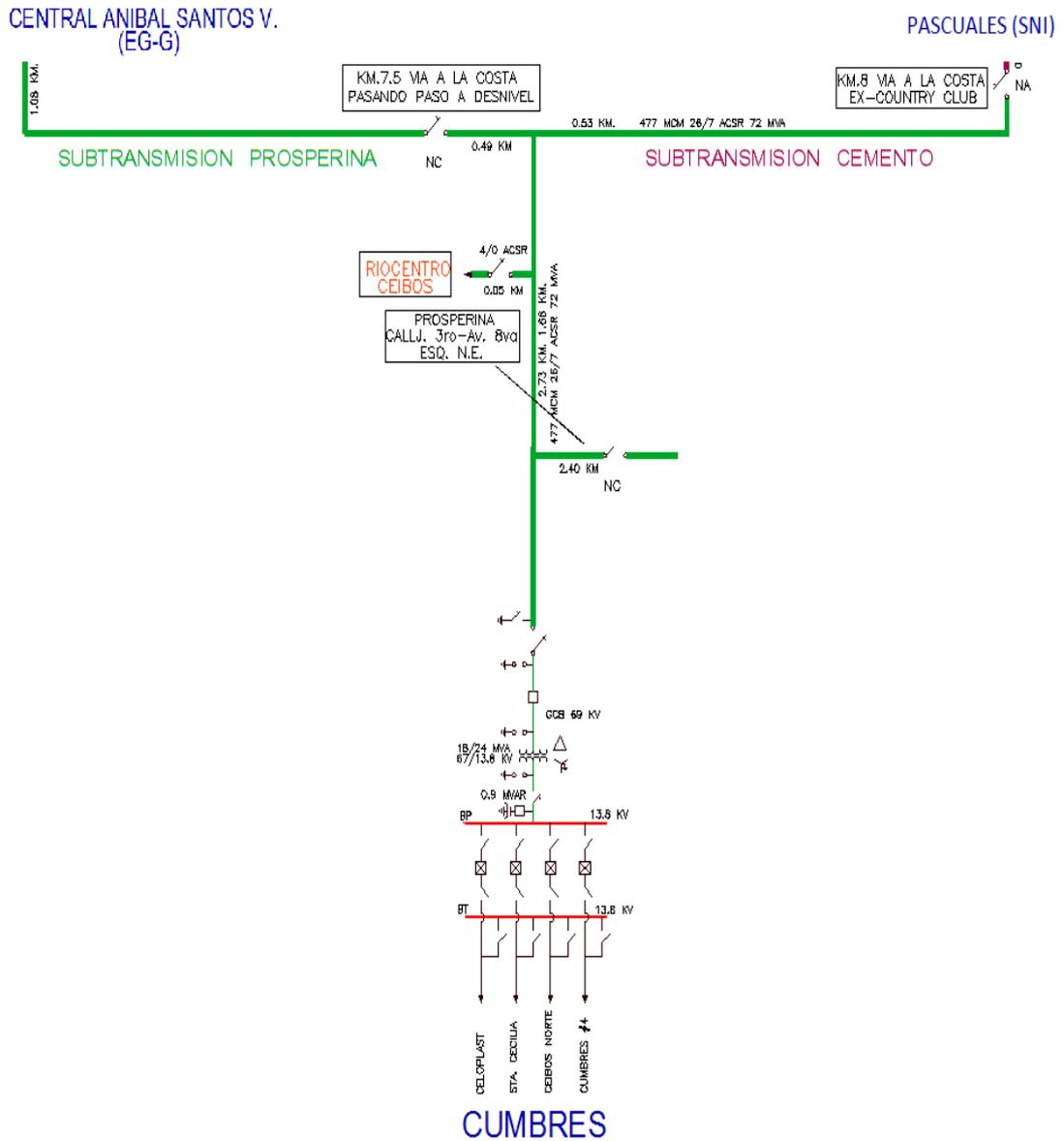


Fig. 2.1 Diagrama Unifilar - Subestación Las Cumbres

1.2. DATOS GENERALES

1.2.1. FUENTES DE SUBTRANSMISIÓN

La Subestación Las Cumbresse encuentra alimentada por la Subtransmisión descrita a continuación:

- **Aníbal Santos:**

Capacidad	73,75 MVA
Capacidad suministrada	12,73 MVA
Conductores:	477 MCM 26/7 ACSR 72 MVA

Tabla 1. Características de la Subtransmisión – Aníbal Santos

1.2.2. PATIO DE 69 KV

En lo que concierne al patio de 69 KV, se detallarán las características de las estructuras así como la de los equipos y accesorios.

ESTRUCTURAS

Se tiene un Pórtico consistente de 2 torres de 10.05 m de alto, separadas 6.75 m y unidas con bandejas horizontales para soportar 1 seccionador de 69 KV, aisladores, pararrayos y portafusibles.

Las torres descansan sobre bases de hormigón armado, sujetas con pernos de acero empotrados.

1.2.2.1. AISLADORES Y HERRAJES

La finalidad de los aisladores en una subestación eléctricas es aislar por completo una fase de otra existiendo las separaciones de seguridad de acuerdo a la capacidad por fase y a la cantidad de conductores y equipos que contenga una subestación, por lo general un aislador esta asegurado con su correspondiente herraje, también tenemos terminales los cuales se utilizan en las conexiones, asegurando las instalaciones y previniendo la ocurrencia de fallas y accidentes por las cuales lamentar. A continuación se detallarán los aisladores y herrajes presentes en el patio de 69 KV.

AISLADORES Y HERRAJES	
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Aisladores 69 kv tipo poste para estructura tangente	3
Aisladores 69 kv tipo pin para estructura tangente	-
Aisladores 69 kv de retención	3
Grapa terminal	3
Terminales tipo talón 4/0 cu	12

Tabla 2. Características Técnicas – Aisladores y Herrajes



Fig. 3.1 Aisladores 69 KV

1.2.2.2. SECCIONADOR DE AIRE CON CUCHILLAS DE TIERRA

Seccionadores y Cuchillas de Tierra, se los conoce también con el nombre de separadores o desconectores. Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien de mantenimiento.

La principal diferencia entre un disyuntor y un juego de seccionadores, considerando que ambos abren y cierran circuitos, es que los seccionadores o cuchillos no pueden abrir un circuito con corriente.

De acuerdo a las características de diseño y funcionamiento de los dispositivos a utilizar para la operación de la subestación dependerán las características técnicas de estos dispositivos, a continuación se presentan algunas de estas características para la subestación Las Cumbres.

SECCIONADOR DE AIRE CON CUCHILLAS DE TIERRA					
MARCA	TIPO	KV	BIL	I _{cont}	I _{inst}
		max	(KV)	(A)	(kA)
MEMCO	EAB	69	350	600	40

Tabla 3. Características Técnicas – Seccionador de Aire con cuchillas de Tierra



Fig. 4.1 Seccionador de Aire con cuchillas de Tierra

1.2.2.3. INTERRUPTOR EN GAS SF6 (GCB)

Con el uso de las altas tensiones surgió la necesidad de buscar interruptores que tuvieran las ventajas de los interruptores en aceite y en aire, pero sin tener sus desventajas. Las investigaciones se enfocaron hacia diversos gases que pudieran sustituir al aceite o al aire de los interruptores. El gas que resultó idóneo fue el hexafluoruro de azufre (SF₆). Se considera al interruptor o disyuntor como uno de los elementos más importantes de una subestación, al permitir insertar o desconectar cualquier tipo de circuito energizado a máquinas, líneas aéreas, cables, y demás elementos que puedan soportar con corrientes de falla y por ende interrumpir la continuidad de servicio. Las especificaciones técnicas se muestran a continuación.

INTERRUPTOR EN GAS SF6 (GCB)							
MARCA	TIPO	SERIE	BIL (KV)	I _{cont} (A)	KV max	I.interrmax (kA)	AÑO FABR.
SIEMENS	SPS2-72,5-40-2	53357-2	350	1200	72,5	40,2	2003

Tabla 4. Características Técnicas – Interruptor en Gas



Fig. 5.1 Interruptor en Gas SF₆

1.2.2.4. PORTAFUSIBLES Y FUSIBLES

Los Fusibles de Potencia S&C Tipo SMD-1A, SMD-2B, SMD-2C, SMD-3, Y SMD-50 proveen una amplia y económica protección para transformadores y bancos de capacitores en subestaciones suministrados a voltajes desde 34.5 KV hasta 138 KV. Como otros fusibles de potencia de S&C, los Fusibles de Potencia SMD incorporan ingeniería de precisión no dañable en sus elementos fusibles de plata ó níquel-cromo. Consecuentemente las curvas características de tiempo corriente del SMD son precisas y permanentemente exactas, asegurando no solo tecnología confiable, sino también el restablecimiento del plan de coordinación del sistema.

PORTAFUSIBLES - FUSIBLES		
MARCA	FUSIBLE	AMPERAJE
	TIPO	FUSIBLES
S&C	SMD-1A	200E

Tabla 5. Características Técnicas – Portafusibles y Fusibles

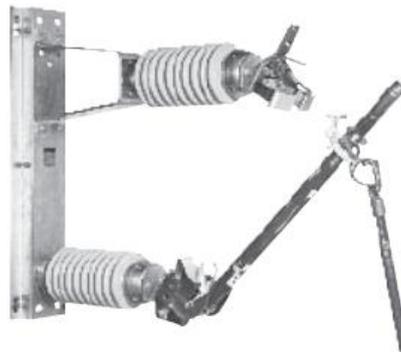


Fig. 6.1 Apertura (ó cierre) de fusibles de potencia SMD

1.2.2.5. PARARRAYOS EN ESTRUCTURA 69 KV

Los pararrayos o descargadores se usan por lo general acoplados lo más cerca de los transformadores para suprimir las sobretensiones (absorber energía) o descargas tanto internas como atmosféricas, que causarían gran daño a los transformadores y demás elementos de la subestación. Son necesarios para proteger los equipos en las subestaciones en caso de sobretensiones y / o descargas de rayos encima de los niveles soportados de los equipos. Los pararrayos son la primera línea de protección desobretensiones. Las especificaciones de los pararrayos en estas estructuras se detallan a continuación.

PARARRAYOS EN ESTRUCTURA 69 KV						
FASE	MARCA	# SERIE	Id max (KA)	Vnom (KV)	MCOV (KV)	# UNIDAD APILADA
A	OHIO	D06443	32	60	48	1
B	ABB	91C2353	32	60	48	1
C	ABB	4529285	32	60	48	1

Tabla 6. Características Técnicas – Pararrayos en estructura 69KV



Fig.7.1 Pararrayos en estructura 69KV

1.2.2.6. CONDUCTORES

Para la alimentación eléctrica a la subestación se utilizan conductores cuyas características de funcionamiento cumplan con las necesitadas mediante los cálculos realizados por los ingenieros, a continuación se presentan algunos tipos conductores de acuerdo a la conexión y uso.

CONDUCTORES		
USADO PARA	69 KV	ATERRIZAMIENTO
	4/0 AWG	4/0 AWG
TIPO DE CABLE	Cu DESNUDO	Cu DESNUDO
LONGITUD (METROS)	40	25

Tabla 7. Características Técnicas – Conductores



Fig.8.1 Conductor utilizado en el patio de 69 Kv

1.2.3. TRANSFORMADOR DE FUERZA

Las potencias de los transformadores de poder han sido normalizadas en función de un estudio de requerimientos para el sistema de distribución. Las potencias trifásicas en uso para sistemas de enfriamiento natural del transformador por aire y aceite mediante el golpe de aire en los radiadores y por la circulación natural del aceite de las partes inferiores a las superiores del transformador por las diferencias de temperatura, una segunda etapa de enfriamiento forzado por aire al arrancar cierto grupo de ventiladores montados en los radiadores y una circulación forzada de aceite.

TRANSFORMADOR 67000/13800Y VOLTIOS								
MARCA	(MVA)	No.	IMPED	VOLUMEN ACEITE	PESO (LBS)	LTC: 32 pos. +10 %		AÑO
	OA/FA	DE SERIE	Z (%)	(GAL)	TOTAL	MARCA	TIPO	FABR.
GENERAL ELECTRIC	18/24	G1129-02	6,96	2650	63500	-		2003

Tabla 8. Características Técnicas – Transformador de Fuerza



Fig. 9.1 Transformador de Fuerza – Subestación Las Cumbres

1.2.3.1. PARARRAYOS SOBRE EL TRANSFORMADOR DEL LADO DE ALTA YBAJA TENSIÓN

Estos pararrayos funcionan como dispositivos de protección, también descargadores de sobretensiones que se emplean en la protección de transformadores de poder en una subestación eléctrica.

De acuerdo a los transformadores de poder y a la capacidad en MVA de las subestaciones variarán las características de los pararrayos. A continuación se describen las características de los pararrayos ubicados tanto en alta como en baja tensión.

PARARRAYOS SOBRE EL TRANSFORMADOR DEL LADO DE ALTA TENSIÓN							
FASE	MARCA	TIPO	# SERIE	Id max	Vnom	MCOV	# UNIDAD
				(KA)	(KV)	(KV)	APILADA
A	GE	TRANQUELL	B-71857	65	60	48	1
B	GE	TRANQUELL	B-71859	65	60	48	1
C	GE	TRANQUELL	B-71856	65	60	48	1

Tabla 9. Características Técnicas – Pararrayos sobre el transformador de lado de alta

PARARRAYOS SOBRE EL TRANSFORMADOR DEL LADO DE BAJA TENSIÓN							
FASE	MARCA	TIPO	# SERIE	Id max	Vnom	MCOV	# UNIDAD
				(KA)	(KV)	(KV)	APILADA
A	GE	TRANQUELL	63307	65	10	8,4	1
B	GE	TRANQUELL	63302	65	10	8,4	1
C	GE	TRANQUELL	68611	65	10	8,4	1

Tabla 10. Características Técnicas – Pararrayos sobre el transformador de lado de baja

1.2.4. PATIO 13.8 KV

En el patio de 13.8 KV encontramos algunos dispositivos tanto de control, conexión, transferencia y distribución. A continuación se detallará las características de las estructuras así como de los equipos y dispositivos.

1.2.4.1. ESTRUCTURAS, AISLADORES Y HERRAJES

Las estructuras constan de 3 pórticos de 7.2 m de altura de tubos de hierro de 6" de diámetro unidos entre sí, sobre base de hormigón armado de 9.2 m x 3.2 m, sujetos con pernos de acero empotrado y con soportes para 4 niveles de barras, 3 seccionadores de interconexión, 1 seccionador principal, 4 salidas de alimentadoras y 1 banco de capacitores. A continuación se detallarán los aisladores y herrajes presentes en el patio de 13.8 KV.

AISLADORES Y HERRAJES	
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
AISLADOR DE SUSPENSIÓN 15KV	84
AISLADORES PIN 15 KV	-
CAJA FUSIBLE 100A - 15KV	3
GRAPA LÍNEA VIVA	5
GRAPA TERMINAL 500 MCM	18
GRAPA TERMINAL 1000 MCM	18
GRILLETE TIPO "T" 500 MCM	12
GRILLETE TIPO "T" 1000 MCM	12
GRILLETE TIPO PEN 4/0 - 1000 MCM	-
GRILLETE TIPO TORTUGA 500 MCM	-
PERNO DE OJO 5/8"	36
PERNO DE OJO 3/4"	-
TERMINALES TIPO TALÓN 4/0	9
TERMINALES TIPO TALÓN 250 MCM	18
TERMINALES TIPO TALÓN 500 MCM	9

Tabla 11. Características Técnicas– Aisladores y Herrajes 13.8 KV

1.2.4.2. SECCIONADOR DE AIRE PRINCIPAL

Los seccionadores se consideran como dispositivos para conectar y desconectar partes de una instalación eléctrica, con la finalidad de efectuar maniobras de operación o para darles mantenimiento. Sus especificaciones se muestran a continuación.

SECCIONADOR DE AIRE PRINCIPAL					
MARCA	TIPO	KV	BIL	Icont	Iinst
		max	(KV)	(A)	(kA)
MEMCO	EAB	15	110	1200	61

Tabla 12. Características Técnicas – Seccionador aire Principal

1.2.4.3. CONDUCTORES

Los conductores utilizados en el patio de 13.8 KV deben cumplir con los estándares de diseño de la subestación ya que deben cumplir con los parámetros que influyen en la transmisión de electricidad, estos parámetros son resistencia, inductancia, capacidad y conductancia, por lo cual se utilizaran distintos tipos de conductores de acuerdo al tipo de conexión. Los detalles se muestran a continuación.

CONDUCTORES				
	BARRA	BARRA	PUENTES	
USADO PARA	PRINCIPAL	TRANSFERENCIA	RECONECTADOR - CUCHILLA	ATERRIZAMIENTO
	1000 MCM	500 MCM	500 MCM AISLADO 15 KV	4/0 AWG
TIPO DE CABLE	Cu DESNUDO	Cu DESNUDO		Cu DESNUDO
LONGITUD (METROS)	78	56	25	20

Tabla 13. Características Técnicas – Conductores 13.8 KV



Fig. 10.1 Conductor de Cobre desnudo

1.2.4.4. ALIMENTADORAS

Se describirá brevemente cada una de las alimentadoras radiales a 13.8 KV que tiene la subestación en estudio.

1.2.4.4.1. RECONECTADORES DE LAS ALIMENTADORAS

Por medio de los reconectores ubicados en cada alimentadora se permite conectar y desconectar circuitos de corriente alterna de la red de distribución eléctrica desde la subestación hacia la carga. Estos reconectores tienen las capacidades de desconexión, cierre, visualización de valores de protección, historial de fallas, mediciones de líneas, alarmas y datos históricos. Los reconectores que se utilizarán en cada alimentadora dependerán de algunas características técnicas como se detalla a continuación.

RECONECTADORES DE LAS ALIMENTADORAS								
Año 2002	#	MEDIO			KV	BIL	Icont	I.inter-max
ALIMENTADORA	SERIE	AISLANTE	MARCA	TIPO	nom	(KV)	(A)	(KA)
CELOPLAST	CP571017813				14,4	110	560	10
SANTA CECILIA	CP571017808	ACEITE	COOPER	VWE	14,4	110	560	10
CEIBOS NORTE	CP571017814		McGRAW EDISON		14,4	110	560	10
CUMBRES # 4	CP571017790				14,4	110	560	10

Tabla 14. Características Técnicas – Reconectores de las Alimentadoras



Fig. 11.1 Reconector- Alimentadora Ceibos Norte

1.2.4.4.2. CONTROLES DE LAS ALIMENTADORAS

Las especificaciones en cuanto a los controles que se utilizan en las 4 alimentadoras se detallan a continuación.

CONTROLES DE LAS ALIMENTADORAS			
ALIMENTADORA	MARCA	FORMA	SERIE
Celoplast	COOPER	F6	CP571264796
Santa Cecilia	COOPER	F6	CP571273384
Ceibos norte	COOPER	F6	CP571273385
Cumbres # 4	COOPER	F6	CP571273383

Tabla 15. Características Técnicas – Controles de las Alimentadoras

1.2.4.4.3. CUCHILLAS SECCIONADORAS DE LAS ALIMENTADORAS

Estas cuchillas se encuentran instaladas en los pórticos del patio de 13.8 KV y sirven para conectar o desconectar las alimentadoras, con la finalidad de efectuar maniobras de operación o mantenimiento a los equipos de reconexión de las alimentadoras. Una característica de las cuchillas es que no pueden abrir un circuito con corriente. Las especificaciones de las cuchillas ubicadas en las fases se detallan a continuación.

CUCHILLAS SECCIONADORAS DE LAS ALIMENTADORAS									
ALIMENTADORA	BIL	Icont	Iinst	ENTRADA DE ALIMENTADORA			SALIDA DE ALIMENTADORA		
	(KV)	(A)	(KA)	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C
CELOPLAST	110	600	40	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO
SANTA CECILIA	110	600	40	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO
CEIBOS NORTE	110	600	40	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO
CUMBRES # 4	110	600	40	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO

Tabla 16. Características Técnicas – Cuchillas seccionadoras de las Alimentadoras

1.2.4.4. SECCIONADORES DE INTERCONEXIÓN ENTRE ALIMENTADORAS

Se encuentran en el patio de 13.8 KV, teniendo como función efectuar maniobras de operación y mantenimiento. No pueden operar en presencia de corriente en el circuito. Las especificaciones de las cuchillas ubicadas en las fases se detallan a continuación.

SECCIONADORES DE INTERCONEXIÓN ENTRE ALIMENTADORAS						
ALIMENTADORA	MARCA	TIPO	KV	BIL	CAPAC.	Inst
			max	(KV)	(A)	(kA)
CELOPLAST	MEMCO	EAB	15	110	600	40
SANTA CECILIA	MEMCO	EAB	15	110	600	40
CEIBOS NORTE	MEMCO	EAB	15	110	600	40
CUMBRES # 4	MEMCO	EAB	15	110	600	40

Tabla 17. Características Técnicas – Seccionadores de Interconexión entre alimentadoras

1.2.5. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

Generalmente los PT's tienen una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos conectados a su secundario. En esta subestación se utilizarán 3 unidades de transformadores de potencial. A continuación se darán a conocer las características técnicas de los equipos de medición de voltaje por fase.

TRANSFORMADOR DE POTENCIAL						
FASE	MARCA	TIPO	RELACIÓN	BIL	SERIE	BURDEN
			(70:1)	(KV)		(VA)
A	G.E.	JVW	8400/120	110	P5426981	1200
B	ABB	VOG-11	8400/120	111	10319679	1200
C	G.E.	JVW	8400/120	110	P5299701	1200

Tabla 18. Características Técnicas – Transformadores de Potencial

1.2.6. TRANSFORMADOR DE AUXILIARES

En la subestación se tiene un transformador auxiliar, con las siguientes características.

TRANSFORMADOR DE AUXILIARES				
MARCA	TIPO	CAPACIDAD	RELACIÓN	SERIE
ABB	CSP	10KVA	7620/120-240 V	13/10888

Tabla 19. Características Técnicas – Transformadores Auxiliares

1.2.7. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Y CONTROL

De acuerdo al tipo de subestación y a los equipos que en ella se vayan a instalar dependen los tipos de control y protección, puesto que hoy en día se trata de minimizar equipos de protección ya que un solo equipo de protección y control cumple con varias funciones. A continuación se presentan algunos de los dispositivos de protección y control que se pueden encontrar en la actualidad.

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Y CONTROL			
DESCRIPCIÓN	MARCA	TIPO	CANTIDAD
Relé de baja frecuencia	BBC BROWN BOVERY	ITE-81	1
Relé para protección diferencial	ABB	TPU 2000R	1
Relé lockout aux. Prot. Diferencial	G.E.	HEA 61	1
Interruptores&c	S&C	050K	1
Switch vista	S&C	050K	1
Switch de apertura cierre gcb	G.E.		1
Lámparas indicadoras	G.E.		3
Panel de alarmas	PANALARM	910DC48T	1
Relé lockout auxiliar baja frecuencia	G.E.	HEA61	1
Regletas con cortocircuito 6 puntos	G.E.	EB27B065	2
Regletas de 12 puntos	G.E.	EB25L12	7
Breakers 1p-20	G.E.	THQC	7
Breakers 2p-20	G.E.	THQC	9
Breakers 2p-30	G.E.	THQC	1
Breakers 2p-40	G.E.	THQC	1
Relé auxiliar 12v dc para pito			1
Contactador con bloques auxiliares	TELEMECANIQUE		1
Contactador con temporizador	TELEMECANIQUE		1

Tabla 20. Características Técnicas – Dispositivos de Protección y Control

Se presentará a continuación algunos de los dispositivos con más detalle.

1.2.7.1. RELÉ PARA PROTECCIÓN DIFERENCIAL ABB - TPU2000R

La Unidad de Protección de Transformadores 2000R (TPU2000R) es un relé basado en microprocesadores que protege transformadores trifásicos de transmisión y distribución de energía, de dos o tres devanados [bobinados].

El TPU2000R, disponible para transformadores de corriente (CT's) con secundario de 5 A, 1 A ó 0,1 A, ofrece protección diferencial sensible de alta velocidad para fallas internas de fase y tierra, así como protección de respaldo de sobrecorriente para fallas pasantes. La restricción armónica impide la operación con irrupción [flujo] magnetizante y sobreexcitación.

El TPU2000R contiene numerosas funciones de relé de protección, como se muestra a continuación.

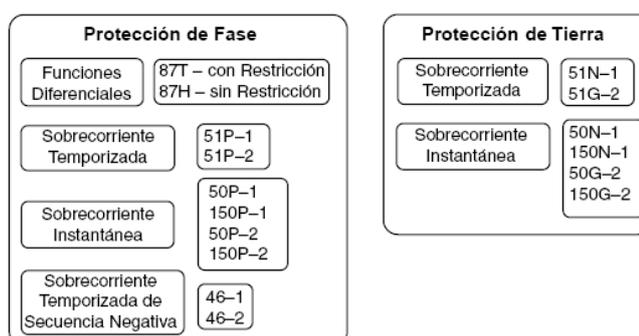




Fig. 12.1 Relé para Protección Diferencial TPU 2000R

1.2.7.2. RELÉ LOCKOUT AUX. PROT. DIFERENCIAL --- RELÉ LOCKOUT AUXILIAR BAJA FRECUENCIA TIPO HEA 61/ G.E.

El Relé Auxiliar Tipo HEA es de alta velocidad, multi-contactos, reposición manual, proporcionado con un dispositivo mecánico (banderola), el cual indica si está en la posición reiniciada o disparada. Los relés del tipo HEA están disponibles para todas las clasificaciones estándar del voltaje de la bobina (intermitente) de hasta 250 voltios CC y 460 voltios CA.

Los relés del tipo HEA son aplicables donde se desea que un cierto número de operaciones se realice simultáneamente. Algunas de las funciones que pueden ser realizadas por estos relés son: Disparar el interruptor automático principal de un sistema, operar un interruptor auxiliar, abrir un interruptor de línea neutral, disparar los interruptores de descarga de campo principal y auxiliar, y operar otros relés que, a su vez, realizan varias funciones. Otro uso importante del relé tipo HEA es en conjunción con los relés diferenciales los cuales protegen transformadores, equipos rotarios, buses, etc.

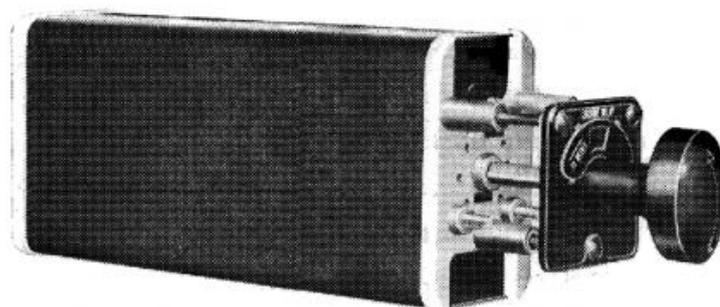


Fig. 2.1 Relé Auxiliar HEA 61

1.2.7.3. INTELLIRUPTER S&C

El Restaurador por Pulsos IntelliRupter de S&C es un avance significativo en la protección de sistemas de distribución aéreas. Es una alternativa única a los reconectores automáticos convencionales.

El IntelliRupter fue diseñado desde sus elementos básicos para acomodar funciones avanzadas de automatización de la distribución, las cuales incluyen, el auto-reparo de S&C, el Sistema de Restauración Automática IntelliTEAM SG™ - una solución de SmartGrid Universal que ofrece una interoperabilidad inigualable.

El IntelliRupter también brinda la funcionalidad del SCADA y ofrece significativos beneficios para la protección radial de líneas para una mejor segmentación y coordinación que los reconectores convencionales en aplicaciones de restauración de lazo sin comunicaciones.

FUNCIONAMIENTO

Luego de despejar una falla, un reconectador convencional verifica la línea mediante un cierre sin control, aplicando repetidas veces corriente de falla nociva a los equipos desde la fuente hasta la falla. Pero el IntelliRupter utiliza la revolucionaria tecnología PulseClosingTechnology™ de S&C, un medio exclusivo para verificar que la línea no tenga fallas antes de iniciar una operación de cierre. La restauración por pulso reduce drásticamente el estrés sobre los componentes del sistema, así como los huecos de tensión experimentados por los clientes agua arriba de la falla.

La Interrupción de falla, aislamiento de falla y restauración de circuitos en un solo paquete fácil de instalar. La tecnología exclusiva PulseClosingTechnology™ confirma que no haya fallas en la línea antes de iniciar cierres sincronizados y reduce la tensión sobre los componentes del sistema.

- Interruptores en vacío con un exclusivo sistema de accionamiento que habilita el uso de PulseClosingTechnology™.
- Elimina la necesidad de instalar transformadores eléctricos por separado.
- Consta de Aislamiento dieléctrico sólido con el sistema de resina de S&C.

- Tiene Opción de controles integrados; todos configurables desde la seguridad y protección de su vehículo, usando el enlace de comunicación Wi-Fi a su PC.

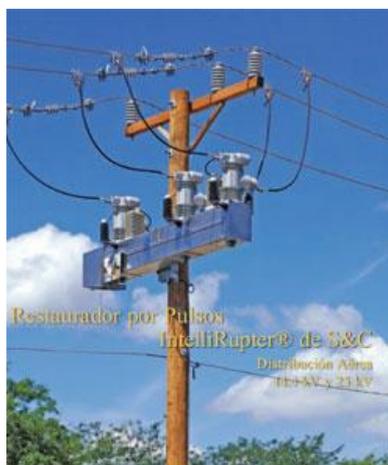


Fig. 3.1 IntelliRupter S&C

1.2.7.4. SWITCH VISTA S&C

El Interruptor de Distribución Subterránea Vista ofrece un importante avance en cuanto a la facilidad y seguridad de las operaciones para tableros de distribución de medio voltaje.

Los tableros de distribución conectados por codos convencionales requieren que el personal operativo nueva, pruebe y coloque cables a tierra durante las operaciones de rutina. Estos procedimientos son molestos y consumen tiempo y, lo que es más importante, el personal operativo no queda totalmente aislado del medio voltaje una vez que quitan un cable del buje.

El interruptor UDS Vista incorpora un nuevo nivel de seguridad y simplicidad al eliminar la necesidad de manejar cables durante las operaciones de rutina. Todo es posible con la gran cantidad de innovaciones del sistema Vista, entre las que se incluyen:

- Operación más simple, segura y a cargo de una sola persona.
- Equipo en el lugar sin comprometer la estética.
- Hasta seis seccionadores e interruptores de falla de disparo monofásico o trifásico.
- Coordinación, flexibilidad y confiabilidad superiores.
- Exclusiva construcción resistente al arco.
- No contamina ni se oxida.
- Prácticas operativas consistentes.

Se puede actualizar fácilmente al sistema de operación SCADA.

FUNCIONAMIENTO

El interruptor de distribución subterránea Vista cuenta con seccionadores interruptores de carga de 600 amperios e interruptores de falla reajustables, todos ellos conectados por codos y alojados en un tanque herméticamente sellado y aislado por gas SF6.

El interruptor de distribución subterránea Vista también ofrece interrupción automatizada y protección contra fallas y, cuando se aplica al sistema de despeje de fallas de alta velocidad también puede realizar un seccionamiento automático sin disparar el interruptor automático principal.



Fig. 4.1 Switch Vista S&C

1.2.8. CONDUCTORES DE CONTROL

Los conductores que por lo general se encuentran en las subestaciones se los ha seleccionado en base a sus características técnicas de fabricación cumpliendo los estándares de seguridad y confiabilidad. A continuación se presentan algunos tipos de conductores utilizados en la subestación Las Cumbres.

CABLES DE CONTROL	TIPO	CANTIDAD
Descripción	AI SLAM.	(METROS)
Cable concéntrico cu 4 #12 awg	TW	215
Cable concéntrico cu 8 #12 awg	TW	242
Cable concéntrico cu 3 # 6 awg	TW	44
Cable cu #16 awg	TW	50
Cable cu #12 awg	TW	1280
Cable cu #8 awg	TW	82

Tabla 21. Características Técnicas –Conductores de Control

1.2.9. MALLA DE TIERRA

La red tiene la finalidad de limitar el paso y de contacto que se presentan en una estación tanto en su área interna como en su entorno.

Cuando la red de tierra drena una corriente de falla se forma un campo eléctrico y en la superficie del terreno se presentan distintas tensiones entre distintos puntos.

El sistema de aterrizamiento de la subestación Las Cumbres consta de:

- 17 varillas de cobre de 5/8"x8' para puesta a tierra.
- 70 m de cable de cobre desnudo #4/0 AWG.

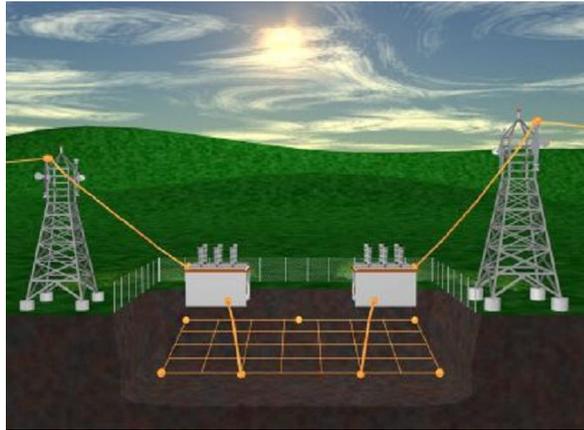


Fig. 5.1 Malla de Puesta a tierra de una Subestación

CAPÍTULO 2

ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA

2.1. INTRODUCCIÓN

El Estudio Eléctrico de Flujo de Potencia es de suma importancia en la planeación y diseño de Sistemas Eléctricos de Potencia, determinándola condición óptima de operación de sistemas planificados o existentes. El flujo de Carga nos proporciona información sobre la corriente y el voltaje de las barras, que necesitan estar dentro de los valores nominales de los equipos e instalaciones. Hoy en día gracias al desarrollo de herramientas computacionales podemos simplificar el Estudio de Flujo de Carga, en nuestro análisis utilizamos el Simulador PowerWorld12.

2.2. CRITERIOS ADOPTADOS PARA EL ESTUDIO

2.2.1. FLEXIBILIDAD OPERACIONAL

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

2.2.2. NIVELES DE CONFIABILIDAD

El sistema debe proveer la continuidad del servicio y la alimentación a las instalaciones de Urbanizaciones Privadas de gran demanda en forma prioritaria, ante la existencia de falla de un elemento un del Sistema.

2.2.3. NIVELES DE SOBRECARGA

No se aceptan sobrecarga en los Elementos de Distribución del Sistema mayores a la cargabilidad establecida en las especificaciones técnicas.

Para el caso de los Transformadores Convencionales de Fuerza, la carga no debe exceder su capacidad OA.

2.2.4. REGULACIÓN DE VOLTAJE

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

2.3. DATOS DEL SISTEMA – CASO DE ANÁLISIS

Analizando el Caso Base para Carga Máxima y Mínima, se han tomado los datos del día 1 de Mayo del 2012 proporcionados por la Empresa Eléctrica de Guayaquil. Para el estudio se escogió el Mes de Mayo por las observaciones dadas por los ingenieros de la Empresa; mes donde se visualiza el mayor consumo debido a la estación del año por el aumento de temperatura que ocasiona que los usuarios utilicen mas sus equipos de enfriamiento.

2.3.1 ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA – CASO BASE CARGA MÁXIMA

Máxima carga

Máxima Carga		
	Kw	kVAR
Fuente	14254,8145	2890,0949
Ceibos Norte	1393,1969	262,1153
Celoplast	2706,5539	760,2805
Cumbres 4	3723,8593	1142,5656
Sta. Cecilia	6449,1152	687,0449

Tabla 22. Datos de Carga Máxima

2.3.2 ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA – CASO BASE CARGA MÍNIMA

Mínima carga

Mínima Carga		
	Kw	kVAR
Fuente	9207,1006	1763,5605
Ceibos Norte	745,1204	243,7430
Celoplast	1844,0896	390,2868
Cumbres 4	2963,2180	933,8088
Sta. Cecilia	3669,3809	390,5610

Tabla 23. Datos de Carga Mínima

2.3.3 DATOS DE TRANSFORMADORES DE FUERZA

	Z%	Marca	Capacidad (MVA) OA/FA	V1/V2	Conexión	R a tierra (Ω)
Transformador	7,38	GENERAL ELECTRIC	18/24	69/13,8 KV	Δ - Y aterrizada	0

Tabla 24. Datos de Transformador de Fuerza

2.3.4. DATOS DE LÍNEAS

Líneas		Calibre del cond AWG o MCM	Dist (m)	Imped. en Ω /km por conductor		Imped. en pu por conductor	
De Barra	A Barra			R	X	R	X
P054085	P054087	336.4 MCM	30,00	0,1703	0,2874	0,002683365	0,00452741
SANT. CECILIA	P054085	336.4 MCM	16,00	0,1703	0,2874	0,001431128	0,00241462
P054141	P054352	336.4 MCM	201,00	0,1703	0,2874	0,017978544	0,03033365
SANT. CECILIA	P054141	336.4 MCM	32,00	0,1703	0,2874	0,002862256	0,00482924
P054141	P120471	336.4 MCM	756,00	0,1703	0,2874	0,067620794	0,11409074
P120471	INTELLIRUPT	336.4 MCM	530,00	0,1703	0,2874	0,226297101	0,38181159
INTELLIRUPT	SWICHT VISTA	336.4 MCM	760,00	0,1703	0,2874	0,067978576	0,11469439
CELOPLAST	P054005	336.4 MCM	231,00	0,1703	0,2874	0,020661909	0,03486106
P054005	P054023	336.4 MCM	560,00	0,1703	0,2874	0,139534972	0,23542533
P054023	P000123	336.4 MCM	80,00	0,1703	0,2874	0,00715564	0,01207309
CUMBRES 4	P0321	336.4 MCM	850,00	0,1703	0,2874	0,07602867	0,12827662
P0321	P054165	336.4 MCM	550,00	0,1703	0,2874	0,049195022	0,08300252
CEIBOS NORTE	P00024	336.4 MCM	460,00	0,1703	0,2874	0,041144928	0,06942029
P00024	P000088	336.4 MCM	102,00	0,1703	0,2874	0,00912344	0,01539319

Tabla 25. Datos de Líneas

Con los datos mostrados en las tablas 22, 23, 24, 25, se realizó el diagrama unifilar de la Subestación Las Cumbres, en el programa POWER WORLD versión 12, lo cual se muestra a continuación.

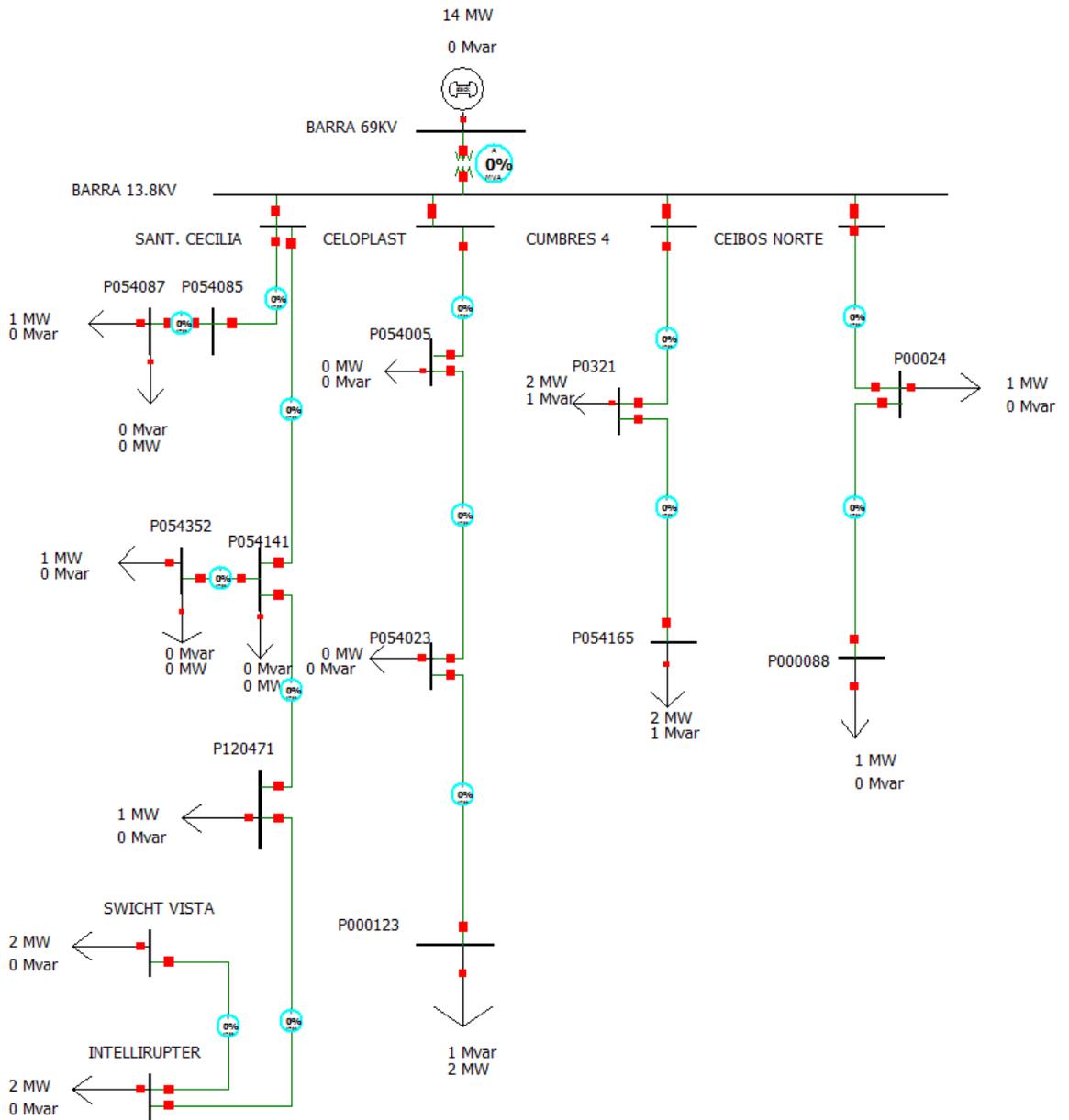


Fig. 1.2 Diagrama Unifilar – Caso Base

2.4 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA

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

El análisis del flujo de carga muestra lo siguiente:

- Voltaje en barras.
- Consumo de la Subestación Cumbres
- Factor de Potencia. Requerimientos de potencia Reactiva.
- Carga sobre todos los conductores y transformadores, verificar que la carga este dentro de la capacidad de transmisión para condiciones normales y contingencias operativas.
- Ajustes de taps de los Transformadores

2.4.1. CASOS BASE

En el anexo 2 se adjunta los resultados gráficos del Flujo de carga para máxima y mínima carga, que se resume a continuación:

2.4.1.1 VOLTAJES EN BARRAS

Niveles de Voltaje en las Barras				
Barra	Vnom	PU Volt	Volt (kV)	Ángulo(Grados)
BARRA 69KV	69	1,0000	69	0,00
BARRA 13.8KV	13,8	0,9868	13,618	-3,06
P054085	13,8	0,9868	13,618	-3,06
P054087	13,8	0,9868	13,618	-3,06
P054141	13,8	0,9866	13,615	-3,07
P054352	13,8	0,9864	13,612	-3,09
SANT. CECILIA	13,8	0,9868	13,618	-3,06
P120471	13,8	0,9828	13,563	-3,36
SWICHT VISTA	13,8	0,9704	13,392	-4,32
INTELLIRUPTER	13,8	0,9719	13,413	-4,20
CELOPLAST	13,8	0,9868	13,618	-3,06
P054005	13,8	0,9860	13,606	-3,11
P054023	13,8	0,9809	13,536	-3,40
P000123	13,8	0,9806	13,533	-3,42
CUMBRES 4	13,8	0,9868	13,618	-3,06
P054165	13,8	0,9809	13,536	-3,37
P0321	13,8	0,9823	13,555	-3,30
CEIBOS NORTE	13,8	0,9868	13,618	-3,06
P00024	13,8	0,9861	13,608	-3,11
P000088	13,8	0,9860	13,607	-3,11

Tabla 26. Niveles de Voltaje en Barras – Máxima Carga

Niveles de Voltaje en las Barras				
Barra	Vnom	PU Volt	Volt (kV)	Ángulo (Grados)
BARRA 69KV	69	1,0000	69	0,00
BARRA 13.8KV	13,8	0,9917	13,686	-1,95
P054085	13,8	0,9917	13,685	-1,95
P054087	13,8	0,9917	13,685	-1,95
P054141	13,8	0,9916	13,684	-1,96
P054352	13,8	0,9915	13,682	-1,97
SANT. CECILIA	13,8	0,9917	13,686	-1,95
P120471	13,8	0,9896	13,656	-2,11
SWICHT VISTA	13,8	0,9830	13,566	-2,62
INTELLIRUPTER	13,8	0,9838	13,577	-2,55
CELOPLAST	13,8	0,9917	13,686	-1,95
P054005	13,8	0,9912	13,678	-1,98
P054023	13,8	0,9881	13,636	-2,19
P000123	13,8	0,9880	13,634	-2,20
CUMBRES 4	13,8	0,9917	13,686	-1,95
P054165	13,8	0,9872	13,623	-2,18
P0321	13,8	0,9882	13,637	-2,13
CEIBOS NORTE	13,8	0,9917	13,686	-1,95
P00024	13,8	0,9912	13,679	-1,97
P000088	13,8	0,9912	13,678	-1,98

Tabla 27. Niveles de Voltaje en Barras - Mínima Carga

2.4.1.2 CONSUMO

Datos de Consumo				
Barras	Cargas MW	Cargas MVAR	Cargas MVA	Corriente (Amp)
P054087	0,050	0,020	0,050	2,092
P054087	0,600	0,060	0,610	25,521
P054141	0,280	0,120	0,300	12,551
P054352	0,060	0,050	0,080	3,347
P054352	0,900	0,100	0,910	38,072
P120471	0,600	0,060	0,610	25,521
SWICHT VISTA	1,810	0,190	1,820	76,143
INTELLIRUPTER	2,110	0,220	2,120	88,694
P054005	0,210	0,120	0,250	10,459
P054023	0,040	0,010	0,050	2,092
P000123	2,450	0,620	2,530	105,848
P054165	1,810	0,570	1,890	79,072
P0321	2,050	0,630	2,140	89,531
P00024	0,840	0,160	0,850	35,561
P000088	0,560	0,100	0,570	23,847
TOTAL	14,370	3,030	14,780	618,351

Tabla 28. Consumo en BarrasMáxima - Carga

Datos de Consumo				
Barras	Cargas MW	Cargas MVAR	Cargas MVA	Corriente (Amp)
P054087	0,050	0,020	0,050	2,092
P054087	0,320	0,030	0,330	13,806
P054141	0,280	0,120	0,300	12,551
P054352	0,060	0,050	0,080	3,347
P054352	0,490	0,050	0,490	20,500
P120471	0,320	0,030	0,330	13,806
SWICHT VISTA	0,970	0,100	0,980	41,000
INTELLIRUPTER	1,140	0,120	1,140	47,694
P054005	0,210	0,120	0,250	10,459
P054023	0,040	0,010	0,050	2,092
P000123	1,630	0,260	1,650	69,031
P054165	1,330	0,420	1,400	58,572
P0321	1,630	0,510	1,710	71,541
P00024	0,450	0,150	0,470	19,663
P000088	0,300	0,100	0,310	12,969
TOTAL	9,220	2,090	9,540	399,125

Tabla 29. Consumo en Barras Mínima- Carga

2.4.1.3 FACTOR DE POTENCIA

$$fp = \frac{MW}{MVA}$$

$$fp_{\text{máx carga}} = \frac{14,370 \text{ MW}}{14,780 \text{ MVA}} = 0,972$$

$$fp_{\text{mín carga}} = \frac{9,220 \text{ MW}}{9,454 \text{ MVA}} = 0,974$$

2.4.1.4 CARGA DE CONDUCTORES Y TRANSFORMADORES

Capacidades Transmitidas en Transformador y Líneas									
De Barra	A Barra	MW	Mvar	MVA	Lim MVA	% MVA Limit (Max)	MW Perdidas	Mvar Perdidas	I (Amp)
BARRA 69KV	BARRA 13.8KV	14,444	4,000	14,988	24	62,40	0	0,82	627,053
BARRA 13.8KV	SANT. CECILIA	6,461	0,921	6,526	0	0,00	0	0	273,028
BARRA 13.8KV	CELOPLAST	2,720	0,778	2,829	0	0,00	0	0	118,357
BARRA 13.8KV	CUMBRES 4	3,869	1,224	4,058	0	0,00	0	0	169,774
BARRA 13.8KV	CEIBOS NORTE	1,394	0,262	1,418	0	0,00	0	0	59,325
P054085	P054087	0,649	0,084	0,654	12	5,50	0	0	27,361
SANT. CECILIA	P054085	0,649	0,084	0,654	12	5,50	0	0	27,361
P054141	P054352	0,960	0,146	0,971	12	8,10	0	0	40,624
SANT. CECILIA	P054141	5,812	0,838	5,872	12	48,90	0	0	245,667
P054141	P120471	4,574	0,573	4,610	12	38,40	0,01	0,02	192,868
P120471	INTELLIRUPTER	3,957	0,484	3,986	12	33,20	0,04	0,06	166,762
INTELLIRUPTER	SWICHT VISTA	1,810	0,197	1,821	12	15,20	0	0	76,185
CELOPLAST	P054005	2,720	0,777	2,829	12	23,60	0	0	118,357
P054005	P054023	2,505	0,649	2,588	12	21,60	0,01	0,02	108,274
P054023	P000123	2,450	0,621	2,528	12	21,10	0	0	105,764
CUMBRES 4	P0321	3,869	1,225	4,058	12	33,80	0,01	0,02	169,774
P0321	P054165	1,808	0,575	1,897	12	15,80	0	0	79,365
CEIBOS NORTE	P00024	1,394	0,263	1,419	12	11,80	0	0	59,367
P00024	P000088	0,557	0,105	0,567	12	4,70	0	0	23,722

Tabla 30. Carga en Conductores y Transformadores a Máxima Carga

Capacidades Transmitidas en Transformador y Líneas									
De Barra	A Barra	MW	Mvar	MVA	Lim MVA	% MVA Limit (Max)	MW Perdidas	Mvar Perdidas	I (Amp)
BARRA 69KV	BARRA 13.8KV	9,258	2,433	9,573	24	39,90	0	0,33	400,505
BARRA 13.8KV	CEIBOS NORTE	0,743	0,244	0,782	0	0,00	0	0,00	32,717
BARRA 13.8KV	CELOPLAST	1,894	0,397	1,935	0	0,00	0	0,00	80,955
BARRA 13.8KV	CUMBRES 4	2,969	0,918	3,108	0	0,00	0	0,00	130,029
P120471	INTELLIRUPTER	2,119	0,243	2,133	7	30,50	0,01	0,02	89,238
P00024	P000088	0,298	0,097	0,313	7	4,50	0	0,00	13,095
P054023	P000123	1,630	0,265	1,651	7	23,60	0	0,00	69,073
CEIBOS NORTE	P00024	0,745	0,244	0,784	7	11,20	0	0,00	32,800
CUMBRES 4	P0321	2,969	0,947	3,117	7	44,50	0,01	0,01	130,406
CELOPLAST	P054005	1,893	0,410	1,936	7	27,70	0	0,00	80,996
P054005	P054023	1,679	0,284	1,703	7	24,30	0	0,01	71,248
SANT. CECILIA	P054085	0,370	0,054	0,374	7	5,30	0	0,00	15,647
P054085	P054087	0,370	0,054	0,374	7	5,30	0	0,00	15,647
SANT. CECILIA	P054141	3,267	0,503	3,305	7	47,20	0	0,00	138,271
P0321	P054165	1,333	0,421	1,398	7	20,00	0	0,00	58,488
P054141	P054352	0,543	0,101	0,552	7	7,90	0	0,00	23,094
P054141	P120471	2,448	0,285	2,464	7	35,20	0	0,01	103,086
BARRA 13.8KV	SANT. CECILIA	3,639	0,561	3,682	0	0,00	0	0,00	154,044
INTELLIRUPTER	SWICHT VISTA	0,974	0,105	0,979	7	14,00	0	0,00	40,958

Tabla 31. Carga en Conductores y Transformadores a Mínima Carga

2.5 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA

Los casos bases para la Mínima y Máxima Carga de la Subestación son suplidas sin ningún problema por el sistemas de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica en este caso por medio de la Subtransmisión Aníbal Santos.

Las sobrecargas en los Elementos de Distribución del Sistema se encuentran dentro de las capacidades óptimas de funcionamiento. Para el caso del Transformador de Fuerza su cargabilidad es del 53% en mínima demanda con capacidad OA y de 62% para máxima demanda con capacidad FA, siendo este ultimo el 83% de la capacidad OA. En el caso de las líneas de distribución la mayor cargabilidad presente es del 48% también encontrándose dentro de los límites aceptables distribuyendo menos de 400A.

Durante la operación normal del sistema, los valores de voltaje en las barras se encuentran entre 1 y 0.97pu, lo que indica que el sistema está trabajando dentro de los niveles requeridos del $\pm 5\%$ del voltaje nominal. Los resultados del flujo de carga se lo puede observar en el Anexo 2 de forma Gráfica.

En cuanto al factor de potencia de la Subestación está dentro de los rangos normales porque la concentración de carga es residencial y no hay consumo de reactivos en exceso.

CAPÍTULO 3

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

3.1. INTRODUCCIÓN

En el Análisis de Cortocircuito, las fallas del sistema se manifiestan como condiciones anormales de operación que nos podrían conducir a uno de los siguientes fenómenos:

- Indeseables Flujos de Corrientes.
- Presencia de corrientes de magnitudes exageradas que podrían dañar los equipos.
- Caída de Voltaje en la vecindad de la falla que puede afectar adversamente la operación de las maquinas rotatorias.
- Creación de condiciones peligrosas para la seguridad del personal.

El sistema de alimentación de Subestación Las Cumbres, requiere realizar estudios de Cortocircuito para resolver las situaciones críticas señaladas, y obtener la información básica para la coordinación de las protecciones.

Los estudios se realizaron con los siguientes objetivos:

- Determinar el efecto de las corrientes de falla en los componentes del sistema tales como cables, barras y transformadores durante el tiempo que persista la falla. Los estudios determinarán las zonas del sistema en donde la falla puede resultar en depresión inaceptable de voltajes.
- Determinar el ajuste de los equipos de protección, los cuales son establecidos considerando el sistema bajo condiciones de falla.

3.2. ALCANCE DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO

Considerando que el Sistema de Las Cumbres, se caracteriza por ser un sistema típicamente aterrizado el estudio de cortocircuito considera los siguientes tipos de falla:

- Falla Trifásica a Tierra
- Falla de Línea a Tierra.

La Falla Trifásica a Tierra es a menudo, para este tipo de sistema, la más severa de todas, por ello es costumbre de simular solamente la Falla

Trifásica cuando se busca las magnitudes máximas de corriente de falla; sin embargo se verificará que la Corriente de Falla a Tierra no exceda la corriente trifásica.

3.3. DATOS DEL SISTEMA

La información básica es aplicable a todos los casos del Sistema, su aplicación depende del tipo de corriente de falla a determinar.

Impedancias Equivalentes en el Punto de Entrega de la Empresa Eléctrica

La Empresa Eléctrica nos ha facilitó los MVA de Cortocircuito y las Impedancias de Thevenin en la Barra de Interconexión a 69 KV, de la Subestación de Distribución Las Cumbres. La información ha sido trasladada a la base de 100MVA y 69KV y se indica en las siguientes tablas.

3.3.1 MVA DE CORTO CIRCUITO

3.3.1.1. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO CON MÍNIMA GENERACIÓN EN BARRA DE 69 kV

Tipo de Falla	Falla (p.u.)	Ángulo (Grados)	I. Falla (Amp)	MVA de Corto Circuito
Trifásica	8,542	-79,34	7.147,43	854,20
Línea-Tierra	5,525	-81,22	4.623,30	552,54

Tabla 32. Corrientes y MVA de Cortocircuito – Mínima Generación

3.3.1.2. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO CON MÁXIMA GENERACIÓN EN BARRADE 69 Kv

Tipo de Falla	I. Falla (p.u)	Ángulo (Grados)	I. Falla (Amp)	MVA de Corto Circuito
Trifásica	11,914	-76,58	9.969,070	1191,42
Línea-Tierra	6,299	-80,51	5.270,330	629,86

Tabla 33. Corrientes y MVA de Cortocircuito – Máxima Generación

3.3.2. IMPEDANCIAS EQUIVALENTES.

3.3.2.1. IMPEDANCIAS - MÍNIMA GENERACIÓN

Tipo de Falla	Magnitud p.u.	Angulo (Grados)	R + jX Ohmios	R + jX Pu	X/R
ZQQ-1	0,117	-76,06	0,9801+j5,514	0,0205852+j0,115820	5,6264
ZQQ-0	0,309	-80,27	1,8839+J14,59	0,0395685+J0,306494	7,7459

Tabla 34. Impedancias Equivalentes – Mínima Generación

3.3.2.2. IMPEDANCIAS - MAXIMA GENERACIÓN

Tipo de Falla	Magnitud p.u.	Angulo	R + jX Ohmios	R + jX Pu	X/R
ZQQ-1	0,084	-76,06	0,8895+j3,920	0,0186840+j0,08234	4,4075
ZQQ-0	0,309	-80,27	1,8839+j14,59	0,0395685+j0,30649	7,7459

Tabla 35. Impedancias Equivalentes – Máxima Generación

Estas Impedancias se aplicarán para los cálculos de la Corriente de Cortocircuito en Estado Estable, debido a que la Empresa Eléctrica es considerada siempre como una barra infinita que se caracteriza por no tener decremento AC.

3.4. DATOS DE CONDUCTORES

Los conductores son elementos pasivos en el análisis de cortocircuito, sus características técnicas son similares a las aplicadas en los Estudios de Flujo de Carga.

3.5. DATOS DE TRANSFORMADORES DE FUERZA

Igual que en el caso de los conductores los transformadores son elementos pasivos en el Análisis de Cortocircuito, sus características técnicas son similares a las aplicadas en los estudios de flujo de carga.

3.6. RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

Las Corrientes de Cortocircuito han sido calculadas considerando los criterios técnicos obtenidos. La falla Trifásica a Tierra y Línea a Tierra se aplica a cada barra del sistema.

Caso de Análisis

En el ANEXO 3 se adjunta los resultados gráficos de los resultados de las corridas de Cortocircuito del Caso Base, que se resumen a continuación:

3.6.1. CORRIENTE DE FALLA EN CADA BARRA – MÁXIMA CARGA

3.6.1.1. CORRIENTE DE FALLA TRIFÁSICA EN CADA BARRA

Corrientes de Falla Trifásica Balanceadas			
Barras	I. falla(amp)	I. falla(pu)	Ángulo (Grados)
BARRA 69KV	9969,070	11,914	-76,580
BARRA 13.8KV	9409,270	2,249	-86,970
SANT. CECILIA	9409,050	2,249	-86,970
P054085	9354,810	2,236	-86,820
P054087	9254,360	2,212	-86,540
P054141	9302,630	2,224	-86,660
P054352	8671,860	2,073	-84,900
P120471	7295,570	1,744	-80,910
INTELLIRUPTER	4153,900	0,993	-72,380
SWICHT VISTA	3665,410	0,876	-71,220
CELOPLAST	9409,050	2,249	-86,970
P054005	8681,180	2,075	-84,900
P054023	5623,870	1,344	-76,520
P000123	5522,100	1,320	-76,240
CUMBRES 4	9409,060	2,249	-86,970
P0321	7168,670	1,713	-80,610
P054165	6180,390	1,477	-77,980
CEIBOS NORTE	9409,050	2,249	-86,970
P00024	8048,510	1,924	-83,180
P000088	7794,030	1,863	-82,490

Tabla 36. Corrientes de Falla Trifásica Balanceadas -- Máxima Carga

3.6.1.2. CORRIENTE DE FALLA DE LÍNEA A TIERRA EN CADA BARRA

Corrientes de Falla de Línea a Tierra Máxima			
Barras	I. falla(amp)	I. falla(pu)	Ángulo (Grados)
BARRA 69KV	5270,330	6,299	-80,510
SANT. CECILIA	9982,830	2,386	-88,760
BARRA 13.8KV	9982,830	2,386	-88,760
P054085	9892,350	2,364	-88,500
P054087	9726,800	2,325	-88,030
P054141	9804,120	2,343	-88,240
P054352	8798,130	2,103	-85,420
P120471	6808,440	1,627	-79,980
INTELLIRUPTER	3265,860	0,781	-71,030
SWICHT VISTA	2816,430	0,673	-70,000
CELOPLAST	9982,830	2,386	-88,760
P054005	8808,370	2,105	-85,440
P054023	4785,720	1,144	-74,710
P000123	4673,530	1,117	-74,420
CUMBRES 4	9982,830	2,386	-88,760
P0321	6638,260	1,587	-79,530
P054165	5416,690	1,295	-76,340
CEIBOS NORTE	9982,830	2,386	-88,760
P00024	7867,840	1,881	-82,870
P000088	7506,770	1,794	-81,890

Tabla 37. Corrientes de Falla de una Línea a Tierra- Máxima Carga

3.6.2. CORRIENTE DE FALLA EN CADA BARRA – MÍNIMA CARGA

3.6.2.1. CORRIENTE DE FALLA TRIFÁSICA EN CADA BARRA

Corrientes de Falla Trifásica Balanceadas			
Barras	I. falla(amp)	I. falla(pu)	Ángulo (Grados)
BARRA 69KV	7112,960	8,501	-79,920
BARRA 13.8KV	8700,430	2,080	-87,550
SANT. CECILIA	8700,250	2,080	-87,550
P054085	8655,770	2,069	-87,390
P054087	8573,230	2,049	-87,100
P054141	8611,510	2,058	-87,230
P054352	8088,320	1,933	-85,410
P120471	6901,180	1,650	-81,360
INTELLIRUPTER	4057,070	0,970	-72,080
SWICHT VISTA	3601,580	0,861	-70,630
CELOPLAST	8700,250	2,080	-87,550
P054005	8093,220	1,934	-85,420
P054023	5418,030	1,295	-76,460
P000123	5325,470	1,273	-76,160
CUMBRES 4	8700,250	2,080	-87,550
P0321	6788,070	1,623	-80,980
P054165	5918,260	1,415	-78,100
CEIBOS NORTE	8700,250	2,080	-87,550
P00024	7561,300	1,807	-83,590
P000088	7344,160	1,755	-82,860

Tabla 38. Corrientes de Falla Trifásica Balanceadas– Mínima Carga

3.6.2.2. CORRIENTE DE FALLA DE LÍNEA A TIERRA EN CADA BARRA

Corrientes de Falla de Línea a Tierra Mínima			
Barras	I. falla(amp)	I. falla(pu)	Ángulo (Grados)
BARRA 69KV	4613,060	5,513	-81,470
SANT. CECILIA	9483,200	2,267	-88,350
BARRA 13.8KV	9483,200	2,267	-88,350
P054085	9402,380	2,247	-88,100
P054087	9254,300	2,212	-87,650
P054141	9323,220	2,228	-87,850
P054352	8417,880	2,012	-85,100
P120471	6593,450	1,576	-79,700
INTELLIRUPTER	3236,320	0,774	-70,350
SWICHT VISTA	2799,990	0,669	-69,200
CELOPLAST	9483,200	2,267	-88,350
P054005	8426,910	2,014	-85,120
P054023	4692,020	1,122	-74,310
P000123	4585,180	1,096	-74,010
CUMBRES 4	9483,200	2,267	-88,350
P0321	6435,520	1,538	-79,230
P054165	5290,540	1,265	-75,990
CEIBOS NORTE	9483,200	2,267	-88,350
P00024	7570,540	1,810	-82,580
P000088	7239,040	1,730	-81,600

Tabla 39. Corrientes de Falla Línea a Tierra– Mínima Carga

3.6.3. TABLA COMPARATIVA DE CORRIENTES DE FALLA PARA MÁXIMA Y MÍNIMA GENERACIÓN

Barras	Máxima Generación		Mínima Generación	
	Ifalla (Trifásica)	Ifalla (Línea a Tierra)	Ifalla (Trifásica)	Ifalla (Línea a Tierra)
BARRA 69KV	9969,070	5270,330	7112,960	4613,060
BARRA 13.8KV	9409,270	9982,830	8700,430	9483,200
SANT. CECILIA	9409,050	9982,830	8700,250	9483,200
P054085	9354,810	9892,350	8655,770	9402,380
P054087	9254,360	9726,800	8573,230	9254,300
P054141	9302,630	9804,120	8611,510	9323,220
P054352	8671,860	8798,130	8088,320	8417,880
P120471	7295,570	6808,440	6901,180	6593,450
INTELLIRUPTER	4153,900	3265,860	4057,070	3236,320
SWICHT VISTA	3665,410	2816,430	3601,580	2799,990
CELOPLAST	9409,050	9982,830	8700,250	9483,200
P054005	8681,180	8808,370	8093,220	8426,910
P054023	5623,870	4785,720	5418,030	4692,020
P000123	5522,100	4673,530	5325,470	4585,180
CUMBRES 4	9409,060	9982,830	8700,250	9483,200
P0321	7168,670	6638,260	6788,070	6435,520
P054165	6180,390	5416,690	5918,260	5290,540
CEIBOS NORTE	9409,050	9982,830	8700,250	9483,200
P00024	8048,510	7867,840	7561,300	7570,540
P000088	7794,030	7506,770	7344,160	7239,040

Tabla 40. Tabla Comparativa de Corrientes de Falla para máxima y mínima generación en amperios

3.7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las magnitudes de las Corrientes de Fallas Trifásicas y de Línea a Tierrase aproximan a los niveles de interrupción de los elementos de protección utilizados en la subestación de acuerdo a la relación X/R de la Norma ANSI/IEEE C37.13-1990.

Las Corrientes de Falla simuladas en los puntos más lejanos de la subestación se van amortiguando considerablemente por el hecho de que los Sistemas de Distribución son más resistivos que inductivos.

La finalidad de la determinación de las Corrientes de Fallas será el Dimensionamiento y Coordinación de los equipos y elementos de protección para su puesta en trabajo e interrupción.

Se recomienda tomar en cuenta que actualmente las Corrientes de Falla son similares a la capacidad de interrupción de los reconectores a la salida de la barra de 13.8KV; por lo que en un futuro ante un eventual incremento de las corrientes de falla, dichos elementos deberán ser remplazados por otros de mayor capacidad de interrupción.

También se podría utilizar Impedancia de Fallas en el transformador de poder para disminuir la magnitud de las Corrientes de Fallas.

CAPÍTULO 4

COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

Los Estudios de Flujo de Carga y Cortocircuito de la Subestación Las Cumbres son la base para el ajuste y coordinación de las Protecciones del Sistema. Los estudios se realizarán con los siguientes objetivos:

- Determinar el ajuste de los equipos de protección, los cuales son establecidos considerando el sistema bajo condiciones de falla.
- Determinar la Coordinación de las Protecciones del sistema del sistema propiamente con la protección del Sistema de la Empresa Eléctrica.

La aplicación del Estudio permitirá el despeje oportuno y selectivo de las fallas del sistema.

4.1. PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN.

La Subestación de Distribución Las Cumbres contiene elementos de protecciones descritas a continuación:

Del lado de 69K un Seccionador de Aire con Cuchillas de Tierra marca MEMCO de 600A de corriente continua y con 40KA de corriente de interrupción instantánea y un BIL de 350KV; posee pararrayos de 60KV nominales, 32KA de corriente directa máxima y 48KV MCOV que pasa a una Caja Portafusible con fusible tipo SMD-1A 200E de característica Extremadamente Inversa y finalmente tiene un Interruptor en Gas SF6 marca SIEMENS de 1200A de corriente continua y 40.2KA de interrupción máxima con un BIL de 350KV.

El Transformador de Poder se encuentra protegido en el lado de alta por pararrayos de marca GE de 60KV nominales, 65KA de corriente máxima y 48KV MCOV, del lado de baja tensión tiene pararrayo de marca GE 10KV nominales, 65KA de interrupción y 8.4KV MCOV. También posee la protección diferencial, instantánea y de corriente inversa de fase y de tierra proporcionada por el Relé TPU2000R, la protección diferencial funciona conjuntamente con un Relé Lockout para dar bloqueo a la apertura.

En la barra de 13.8KV posee unos Seccionadores de Aire de 15KV nominales, 1200A de corriente continua, 61KA de corriente instantánea de interrupción y 110KV de BIL.

Las alimentadoras posee cuchillas seccionadoras de 600A de corriente continua, 40KA de corriente instantánea y 110KV de BIL; cada una posee un reconectador de marca COOPER de 14.4KVnominales, 560A de corriente continua, 10KA de corriente de interrupción y 110KV de BIL que son controlados además de las curvas del reconectador por un Relé de Baja Frecuencia; también posee aguas debajo de las alimentadoras elementos como fusibles tipo "K" y de apertura automática como los Switch Vista e Intellirrupter.

4.2. ESQUEMAS DE PROTECCIONES

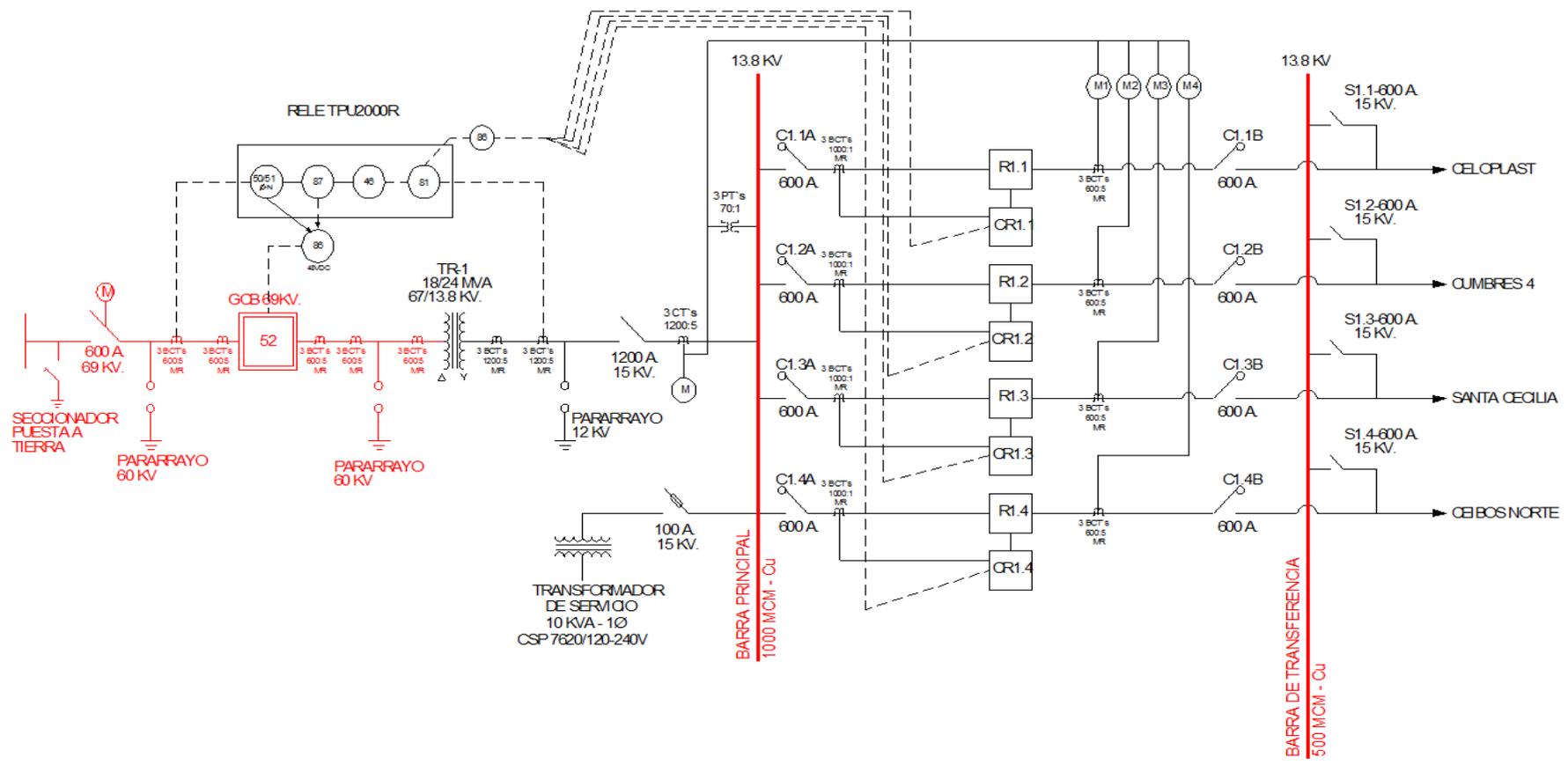


Fig. 1.4Esquema de Protecciones – Las Cumbres

4.2.1. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN (TRANSFORMADOR DE PODER)

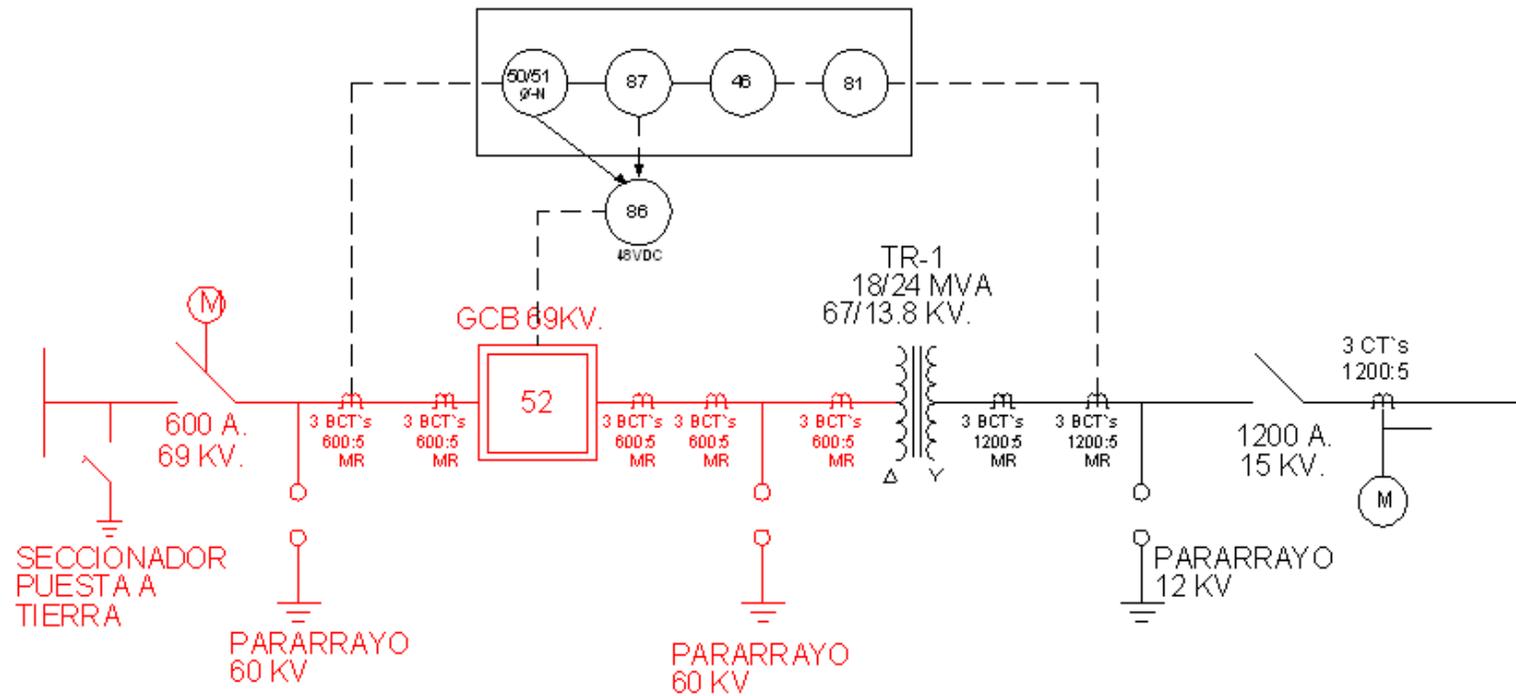


Fig.2.4 Esquema de Protecciones de la Subestación de Distribución (Transformador de poder) – Las Cumbres

4.2.2 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE BARRA Y DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

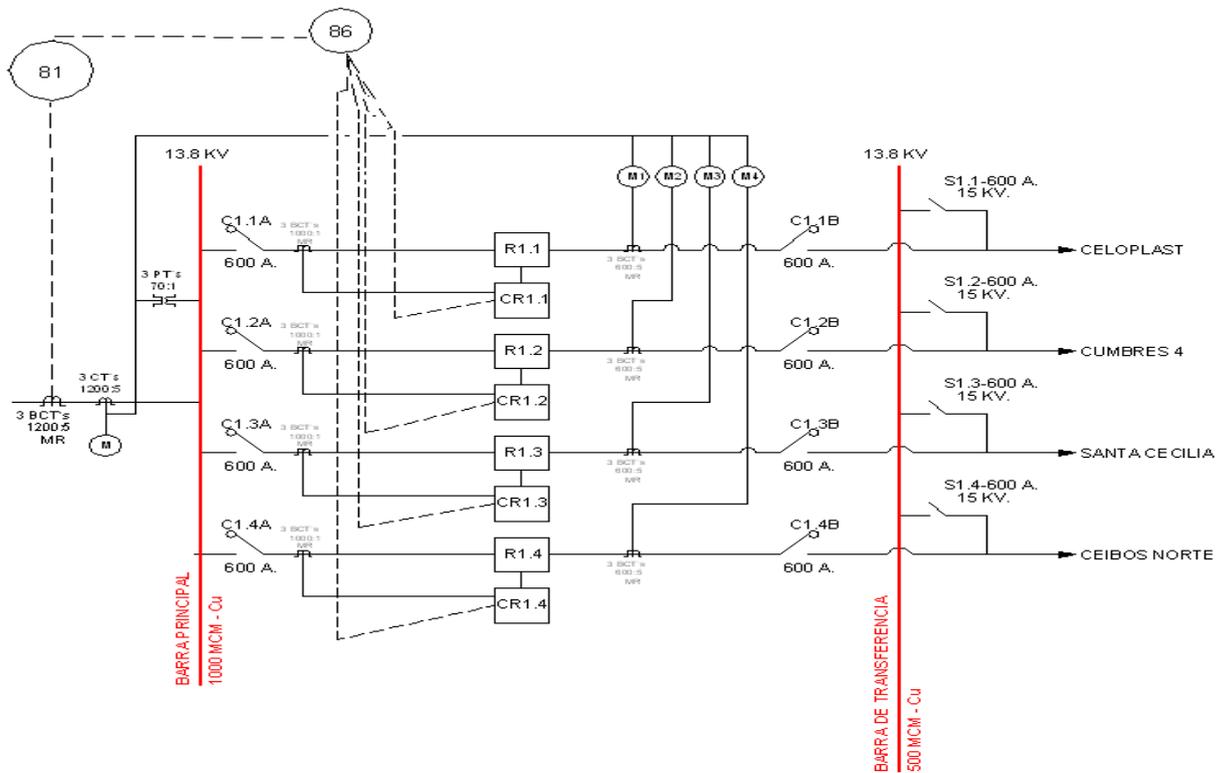


Fig. 3.4 Esquema de Protección de Barra y de la Red de Distribución – Las Cumbres

4.3 AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

La información básica para el Ajuste y Coordinación de las Protecciones provienen de los Estudios de Flujo de Carga, Cortocircuito y los Esquemas de Protección indicados en la sección anterior.

El Esquema de Coordinación de los elementos de protecciones de la subestación está configurado por las zonas a proteger como se muestran a continuación:

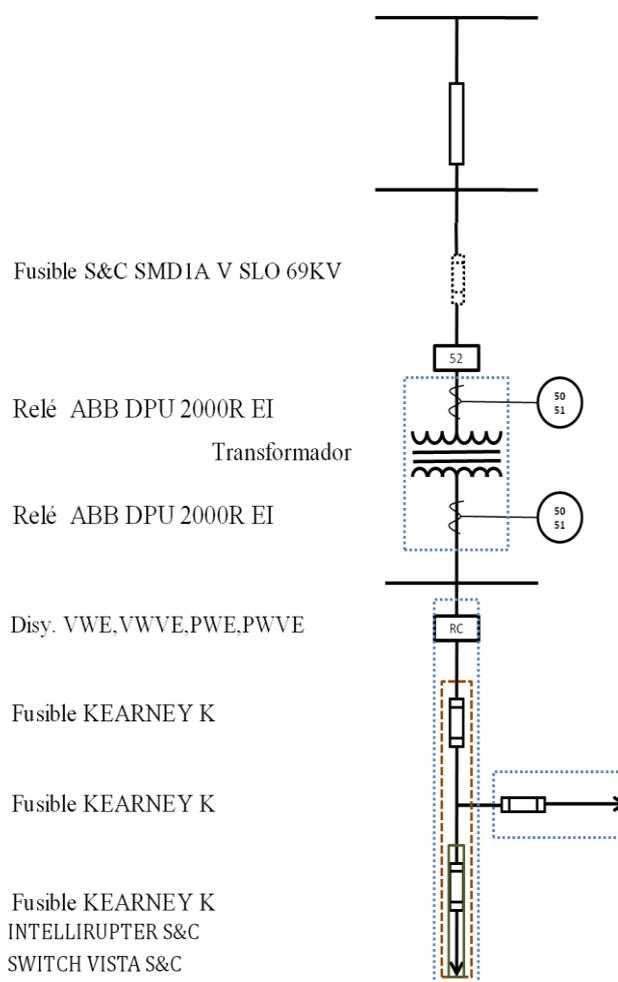


Fig. 5.4 Esquema general de las zonas de Protección

4.3.1. VALOR DE PUESTA EN TRABAJO (PICKUP)

Lado de alta del Transformador de Poder:	1.3*In
Lado de baja del Transformador de Poder:	1.3* In
Red de Distribución:	1.5* In
Disparo Instantáneo de Sobrecorriente:	Corriente de Falla Máxima

Los ajustes de las corrientes de puesta en trabajo de las protecciones de tiempo inverso e instantáneas fueron hechas desde el punto de vista que las alimentadoras en ciertas ocasiones son trasferidas unas a otras pero no excediendo los 300A de sus capacidades de distribución de energía eléctrica.

En sistemas sólidamente aterrizados con baja resistencia se aplica generalmente un ajuste del 20 % de la capacidad nominal del transformador para la protección de tierra.

Las capacidades de los fusibles utilizados en la coordinación fueron justadas para el despeje de la máxima corriente de falla presente en el punto donde está ubicado el fusible.

4.3.2 AJUSTE DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN

La protección del Transformador se la realiza utilizando el Relé “TPU2000R” de la serie de la ABB, el cual es un relé digital orientado para la Administración y Protección de Transformadores.

Las funciones principales del Relé aplicables para la protección son las siguientes:

- Protección Diferencial.
- Sobrecorriente de Tiempo Inverso.
- Sobrecorriente Instantáneo

4.3.2.1. CÁLCULO DE AJUSTES PARA EL RELÉ 87T

El Relé 87T que es una Protección Diferencial del Transformador, es un dispositivo microprocesado de protección contra cortocircuitos internos del transformador que se conecta a los circuitos secundarios de los transformadores de corriente (CT's) situados en ambos lados del elemento a transformador y su principio se basa en comparar la magnitud y ángulo de fase de las corrientes que entran y salen del transformador de potencia por medios de sus CT's de alta y baja. El esquema de conexión para protección diferencial 87T se muestra a continuación.

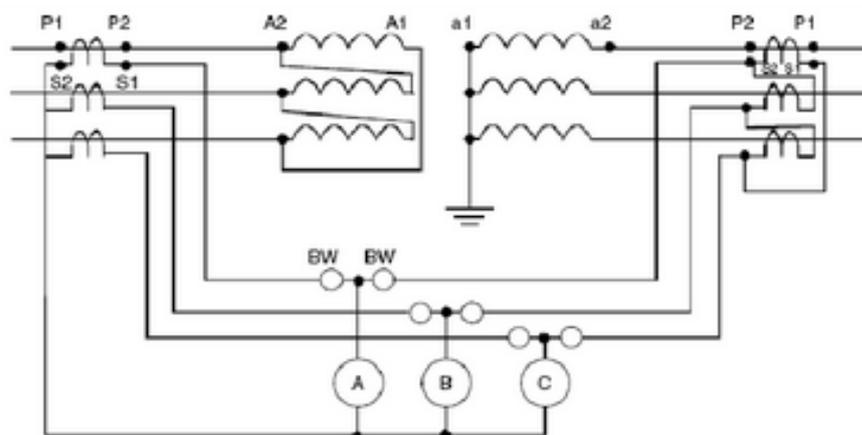


Fig. 6.4 Esquema de Protección Diferencial

Para el ajuste se consideran las conexiones y valores nominales del transformador. El Lado de Alta (69 kV Delta) y el Lado de Baja (13,8kV Estrella) con 7,38% de impedancia y 18/24 MVA OA/FA.

En cuanto al desfaseamiento el lado de Alta adelanta al lado de Baja en 30° . Dicha compensación se lo verificó de acuerdo a las conexiones de los CT's vistas en la placa del Transformador de Poder como se aprecia a continuación.

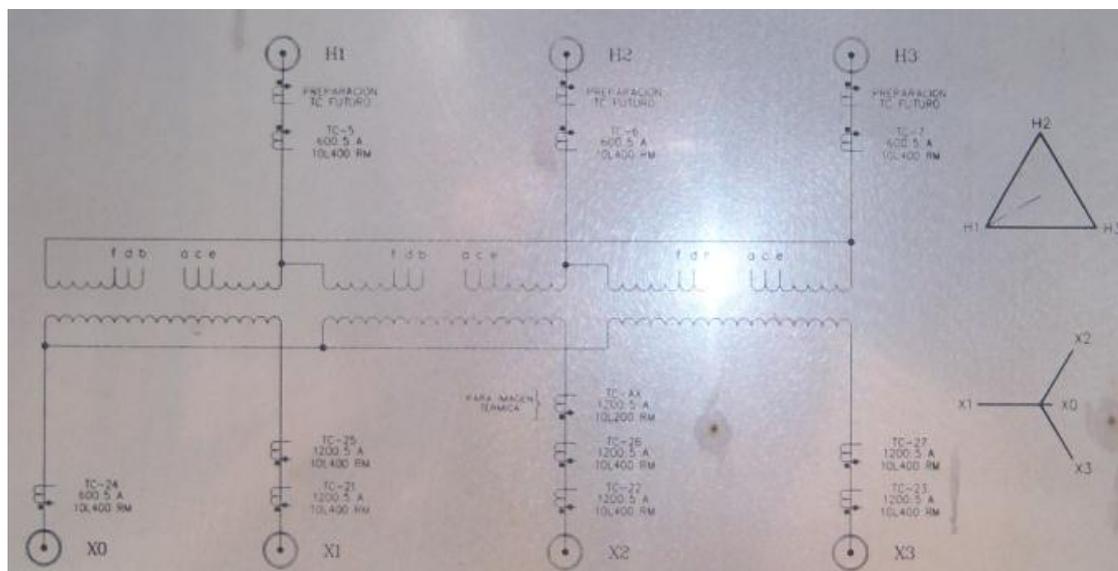
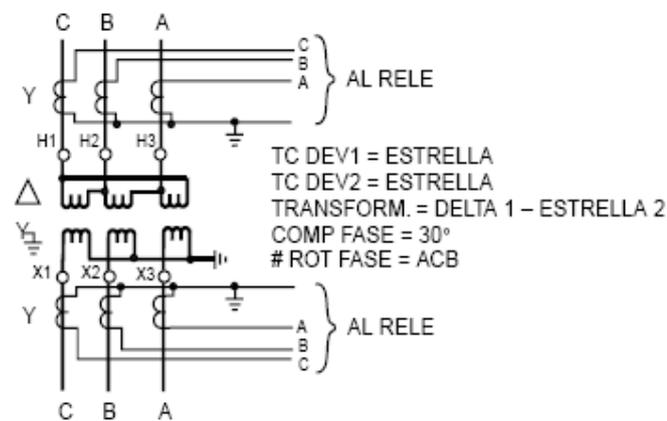


Fig. 7.4 Conexión de los CT'S – Placa del transformador

Máxima Corriente de Carga a 24 MVA

$$IH = \frac{MVA \text{ en FA}}{\sqrt{3} \times VH}$$

$$IH = \frac{24000}{\sqrt{3} \times 69} = 200.82 \text{ A}$$

$$IL = \frac{MVA \text{ en FA}}{\sqrt{3} \times VL}$$

$$IL = \frac{24000}{\sqrt{3} \times 13.8} = 1004.087 \text{ A}$$

Relaciones de CT

De acuerdo a la placa del transformador, se tiene en el lado de alta la relación de CT de 600/5, la cual puede soportar corrientes de falla con precisión de 20. Recordemos que la corriente de falla en el lado de 69 Kv es 9969.070A, lo que evidencia una relación de CT aceptable.

En cuanto al lado de Baja tensión se tiene una relación de CT de 1200/5 con precisión de 5, para corriente de falla de 9409.270A.

Corrientes de Carga en el lado secundario del CT con máxima capacidad del transformador de 24 MVA

$$IHS = \frac{IH}{TC \text{ en alta}}$$

$$IHS = \frac{200.82}{120} = 1.67A$$

$$ILS = \frac{IL}{TC \text{ en baja}}$$

$$ILS = \frac{1004.087}{240} = 4.18 A$$

Por lo tanto, el ajuste de toma 87T-1 para el lado alto y 87T-2 para el lado bajo

$$87T-1 = 2A$$

$$87T-2 = 4.2 A$$

Porcentaje de Restricción de Armónicas por la Corriente de Magnetización.

Para evitar estas operaciones incorrectas es el uso del contenido de armónicos para discriminar entre corrientes de magnetización y de cortocircuito, lo que se denomina restricción por armónicos. En general, la corriente de magnetización presenta diferencias con la corriente de cortocircuito en la forma de onda debido a presencia de armónicos, especialmente del segundo.

La corriente diferencial es puramente sinusoidal cuando se presenta una falla interna, mientras que es rica en armónicas, durante la energización o la sobre-excitación del transformador. La corriente diferencial es filtrada y las salidas de los filtros se usan para restringir al diferencial

En transformadores modernos la intensidad de las armónicas es muy bajo y de acuerdo a la norma ANSI C57.110, un 5% o menos es deseable para la restricción del relé.

Porcentaje por Regulación de Voltaje

Si el transformador tiene cambiador de derivaciones es posible variar la relación de transformación, y cualquier sistema de protección diferencial debe ser capaz de hacer frente a esta variación. El rango del cambiador de tomas en carga es de +/- 10% de acuerdo a la placa del transformador de poder. Para estos cambios de taps o funcionamiento en vacío la protección no debe ser afectada por las condiciones de operación del transformador.

Porcentaje por Error de los CT's

Como se tiene conocimiento, la relación de transformación de corriente de los CT's no es lineal en cuanto se van acercando al codo de operación, esto implica errores que los CT's pueden tener en su relaciones de transformación. Para este caso en particular considerando la magnitud de las corrientes de falla y las relaciones de transformación de los CT'S se considera un factor límite de precisión (ALF), igual a 20, el porcentaje escogido de acuerdo a la norma IEC 60044 para protección diferencial es del 5%.

Porcentaje de Restricción en cuanto al Desacoplamiento entre los CT's

Las razones de los CT'S no siempre arrojan valores secundarios iguales a comparar. El porcentaje Mismatch se determina asumiendo que el relé utilizado tiene TH: 2 Y TL: 9, para obtener un error de desacoplamiento pequeño, como se muestra a continuación:

$$M = 100 * \frac{\left(\frac{IHS}{ILS * 1.73} - \frac{TH}{TL} \right)}{S}$$

$$M = 100 * \frac{\left(\frac{1.67}{4.18 * 1.73} - \frac{2}{9} \right)}{0.23}$$

$$M = 3.67\%$$

Este es un buen porcentaje. 3.67% proporciona un margen de seguridad suficiente para las diferencias de los relés y errores de rendimiento.

Se muestra la suma de cada restricción a continuación para la selección de la pendiente de la curva de disparo del 87

Restricciones	Porcentaje
Error de CT`S	5%
Mismatch	3.67%
Inrush	5%
Tap	10%
Suma:	23.67%

Tabla 8.4 Resumen de los porcentajes de las restricciones

Por lo tanto, seleccionamos una pendiente de porcentaje lineal de 25%.

La figura 9.4. Muestra la característica de disparo de la protección diferencial del transformador.

Característica de Disparo - 87T

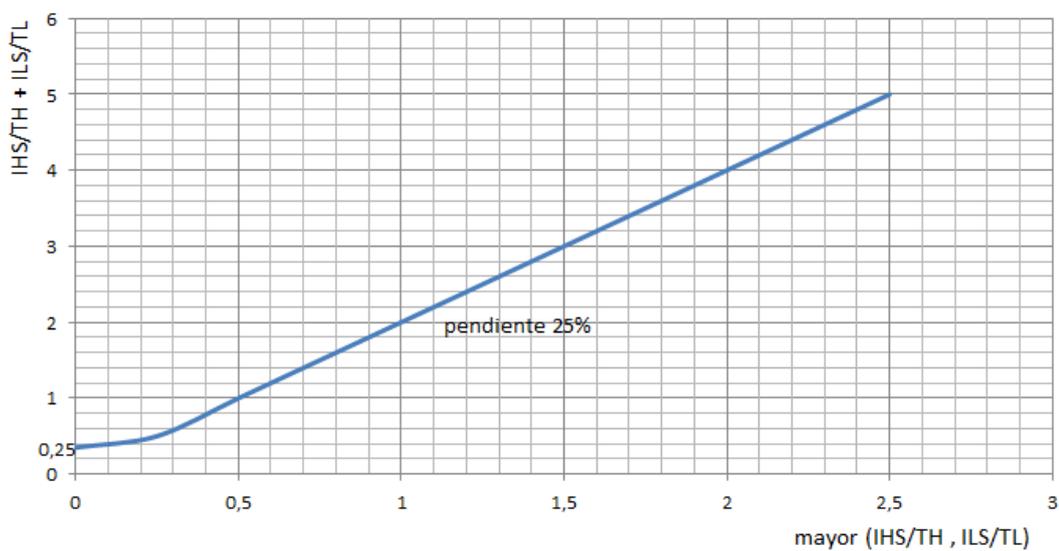


Fig. 9.4 Característica de disparo de la Protección Diferencial

4.3.2.3. AJUSTE DEL RELÉ 46

La función de secuencia negativa puede definirse por debajo de la corriente de carga porque las corrientes normales de carga equilibrada no generan corriente de secuencia negativa. Se puede obtener una mayor sensibilidad para las fallas entre fases. En una falla entre fases donde $I_a = I_b$ e $I_c = 0$, la corriente de secuencia negativa I_2 es igual a **58%** de la corriente en alta y baja, lo cual se establece según la norma ANSI C50.13.

$$I_{ajuste46} = 58\% I_L = 0.58 * 1004.087 = 582.37A.$$

$$I_{ajuste46} = 58\% I_H = 0.58 * 200.82A = 116.48A.$$

El relé 46 de la subestación es utilizado como señal de alarma únicamente.

4.3.2.4. AJUSTE DEL RELÉ 81

El relé 81 protege y controla equipos contra cambios en la frecuencia del voltaje. Para determinar el ajuste del relé 81 se toma en cuenta las recomendaciones de la norma IEEE Std. 1547-2003. Para el ajuste de este relé se lo fijó a 57 Hz con un tiempo de retardo de 0.16 s. (10 ciclos)

4.3.2.5. AJUSTES SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA Y TEMPORIZADA DE FASE (51P Y 50P)

Para el ajuste de la curva de corriente temporizada se utilizó la ecuación de la curva ANSI que se muestra a continuación:

$$\text{Tiempo de Disparo} = \left(\frac{A}{M^P - C} + B \right) * \left(\frac{14n - 5}{9} \right)$$

M = Múltiplos de la Corriente de Arranque (I/I_{pu})

n = Ajuste del Dial de Tiempo (rango de 1 a 10 en pasos de 0,1)

Curva	A	B	C	P	D	E
Extremadamente Inversa	6,407	0,025	1	2	3	0,998

Los respectivos parámetros ajustados de los relés 50 y 51 se muestran más adelante en las tablas de resultados de ajuste de cada uno de los casos analizados

4.3.3. COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

Para la Protección de la Subestación y Alimentadoras del Sistema de Distribución se han utilizados Relés como el TPU200R, equipos automatizados de interrupción y unidades de sobrecorriente que cumplen los siguientes criterios:

- **Selectividad**, Cada elemento de protección operar en su zona protegida.
- **Respaldo**: Los elementos dan protección primaria en la zona protegida y protección de respaldo a la zona adyacente.
- **Tiempo de operación**: El tiempo de operación se ha ajustado para cumplir los criterios de selectividad y respaldo.
- **Simplicidad**: La protección cumple este criterio, evitando la redundancia de la protección en las zonas protegidas.

Considerando el Estándar de IEEE para la coordinación de sobrecorriente de relés digitales, se ha considerado un Intervalo de Coordinación entre 0.2 a 0.25 segundos en el punto de coordinación correspondiente a la contribución a la corriente de falla en la ubicación del Relé.

La unidad instantánea se la ha ajustado para la corriente máxima de falla en la barra más cercana al relé del transformador o para la mayor corriente de contribución en la localidad del relé.

La protección del circuito primario se la realiza utilizando el Fusible SMD-1A 200E de S&C y el Relé TPU2000R que es un relé digital orientado para la Administración y Protección del Transformador de Distribución, su aplicación incluye la de protección de respaldo de la barra de 13.8KV y alimentadoras de distribución. El Relé de baja Frecuencia supervisa la frecuencia del sistema y se ajusta para mantener el nivel de precisión todo el tiempo de cada alimentadora.

4.3.4 RESULTADOS DE LA COORDINACIÓN DE LAS RED DE DISTRIBUCIÓN

Las siguientes gráficas muestran los resultados de la Coordinación de la Protecciones de las 4 Alimentadoras de la Subestación Las Cumbres.

La Coordinación de la Protección en las alimentadoras incluye la protección tanto del transformador de poder como de barra y red de distribución.

Como se podrá observar en la coordinación, en todas las alimentadoras, existe un fusible en el lado de alta tensión del transformador marca S&C ubicado antes del disyuntor principal 52, la cual según la corriente que circula en el lado de alta se ajusta de acuerdo a la norma Standard Speed(TCC 153-1-5-1).

Mientras que en el lado de baja, en los ramales secundarios o derivaciones se encuentran protegidos por fusibles tipo "K" Speed (TCC 165-6-2), ajustados de acuerdo al consumo obtenido en el flujo de carga.

Los ramales primarios de cada alimentadora se encuentran protegidos por un reconectador marca COOPER, la cual para este estudio se graficaron 2 curvas de este reconectador. Las curvas graficadas fueron una rápida y una lenta, ya que se garantiza una correcta protección con solo estas 2 curvas.

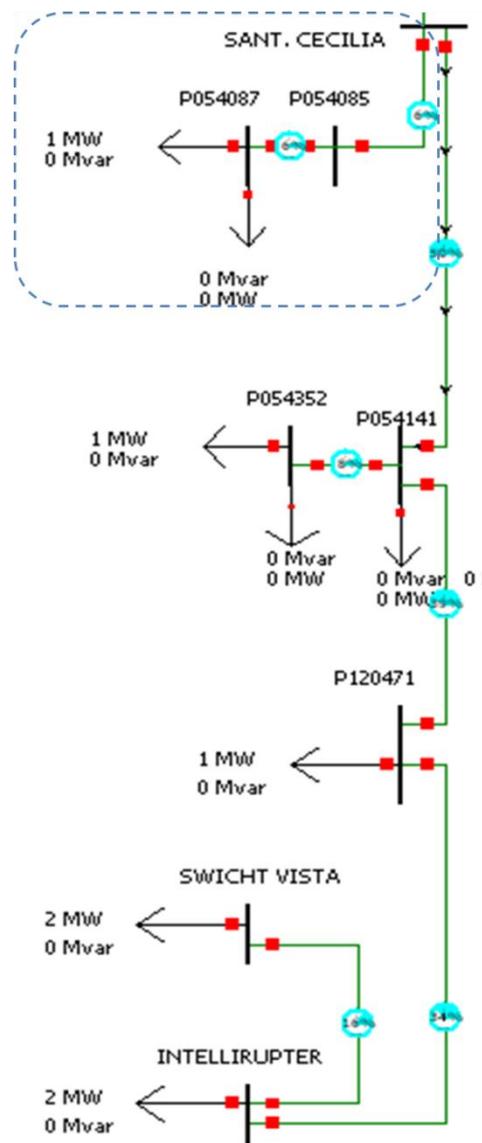
Para los ramales en la cual constan el Intellirupter y el switch Vista que son elementos de interrupción de corrientes automatizados utilizado en cargas especiales como las urbanizaciones privadas; se escogieron las curvas S&Cexpuestos en los respectivos catálogos para su respectiva función de operación.

Es necesario para garantizar una buena coordinación que las curvas de coordinación estén por debajo de la curva de daño del transformador, la cual representa la máxima capacidad que puede soportar un transformador cuando es sometido a un esfuerzo mecánico y térmico ocasionado por una corriente de cortocircuito.

Por último para completar el esquema de protección se graficaron las curvas correspondientes al relé para la protección, tiempo definido (51) e instantáneo (50) del transformador (TPU2000R)ubicados tanto en el lado de alta como baja tensión.

Los ajustes de los relés de secuencia negativa (46), diferencial (87T)y junto con el relé de baja frecuencia (81) ya fueron realizados en hojas anteriores.

4.3.4.1. SANTA CECILIA – COORDINACIÓN RAMA 1



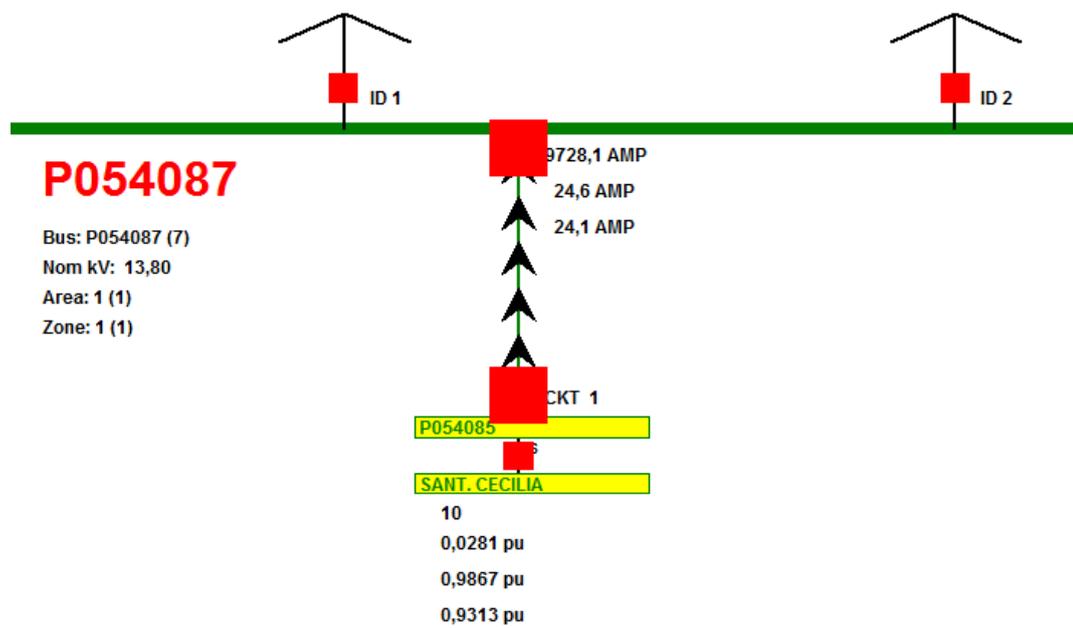


Fig. 10.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 1 Sta. Cecilia

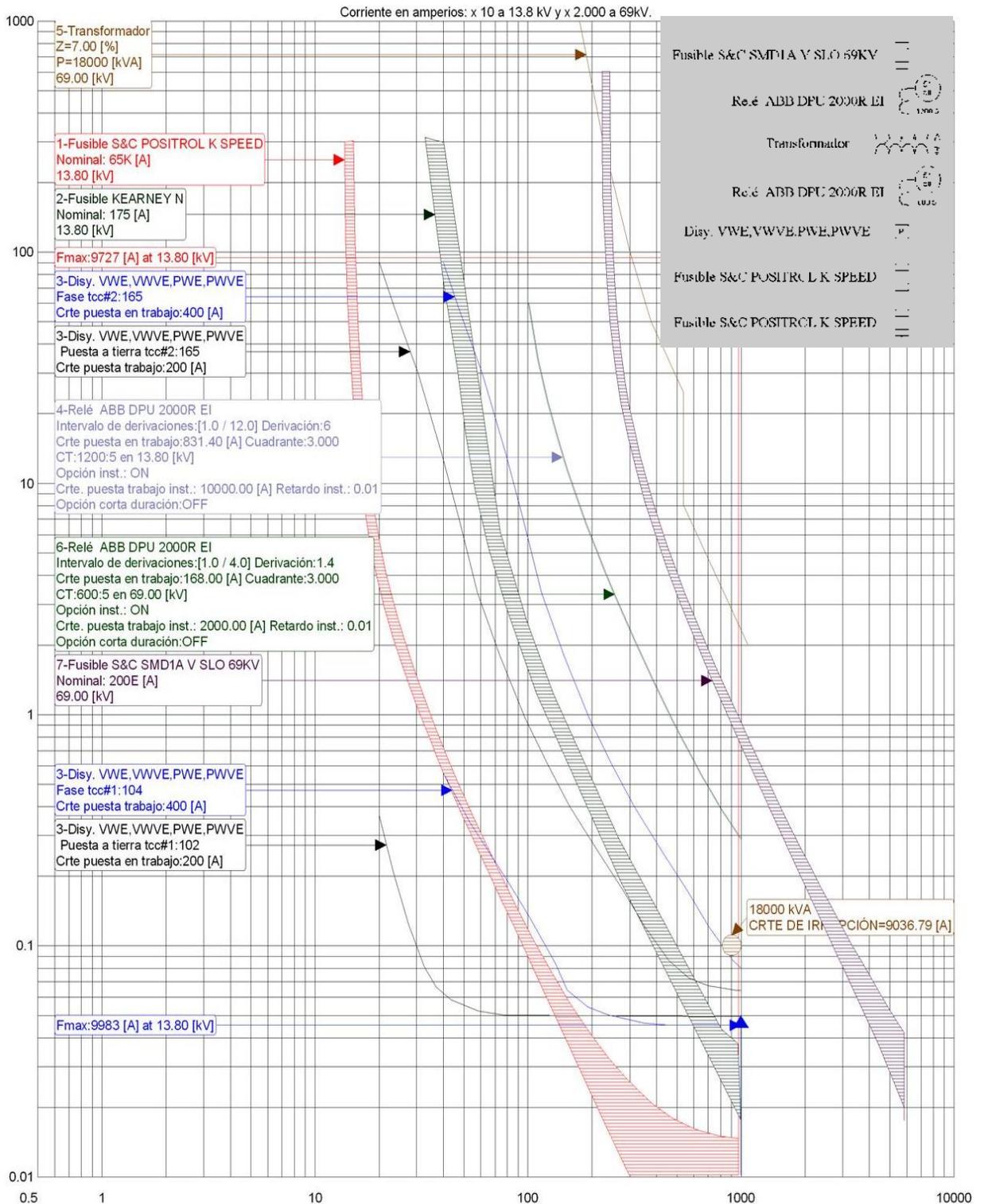
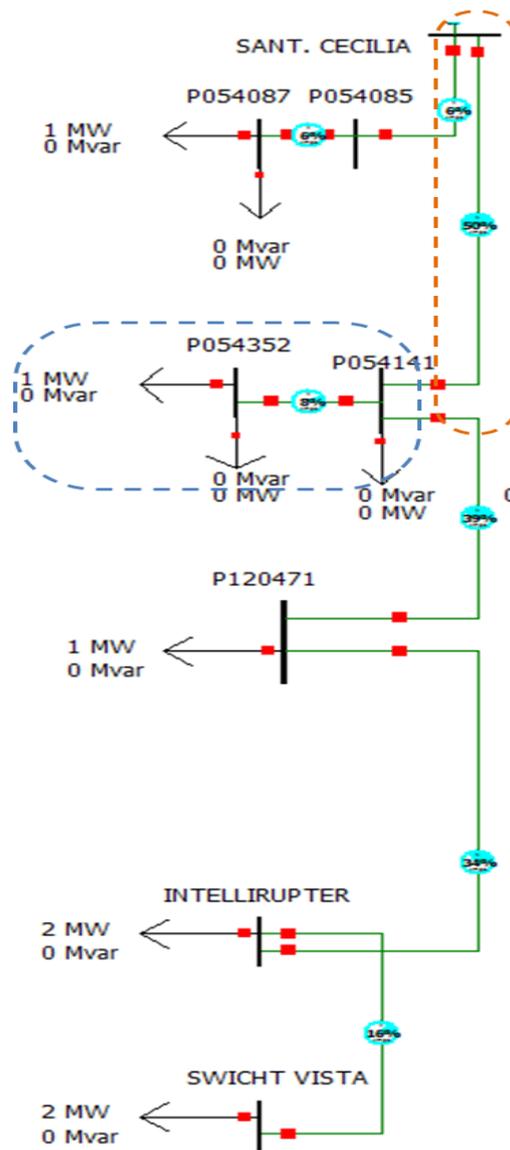


Fig. 11.4 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconector y Fusibles Alimentadora Santa Cecilia – Rama 1.

Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
1-Fusible S&C POSITROL K SPEED					
13.80	P054087	Fase	Nominal:	65.00 [A]	
2-Fusible KEARNEY N					
13.80	P054085	Fase/A tierra	Nominal:	175.0 [A]	
3-Disy. VWE,VWVE,PWE,PWVE					
13.80		Fase/A tierra			
		Elemento de fase	Umbral de disparo:	400 [A]	
			Rápido:	104	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar bloqueo TCC:	4	
			Ajuste rápido (100p):	Adic. tiempo const.(102)	[s]
				Multiplicador(103):	[cycle]
				Tiempo Resp. Mín.(104):	
			Disparo por sobrecorriente Fase(130):	TCC# 1	ON
				TCC# 2	ON
				Mult. disparo sobrecorriente (132):	25
				Tiempo disparo por sobrecorriente(133):	1 [cycle]
		Elemento de tierra	Umbral de disparo:	200 [A]	
			Rápido:	102	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar para bloquear TCC:	4	
		Secuencia	Tiempo de reposición	30.00 [s]	
			Tiempo de reconexión:	2.0 /2.0 /5.0 [s]	
4-Relé ABB DPU 2000R EI					
13.80		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Intervalo de derivaciones:	[1.0 / 12.0]	
			Derivación:	6	
			CT:	1200 :5	
			Puesta en trabajo:	831.40 [A]	
Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
			Puesta en trabajo:	10000.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
5-Transformador					
69.00		N/A	P:	18000 [kVA]	
			Z:	7.00 [%]	
			FLA	1004.09 [A]	
6-Relé ABB DPU 2000R EI					
69.00		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Intervalo de derivaciones:	[1.0 / 4.0]	
			Derivación:	1.4	
			CT:	600 :5	
			Puesta en trabajo:	168.00 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	20.0 / 80.0 (INST)	
			Puesta en trabajo:	2000.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
7-Fusible S&C SMD1A V SLO 69KV					
69.00		Fase	Nominal:	200.0 [A]	

Tabla 41. Resumen coordinación Santa Cecilia – Rama 1

4.3.4.2. SANTA CECILIA – COORDINACIÓN RAMA 2



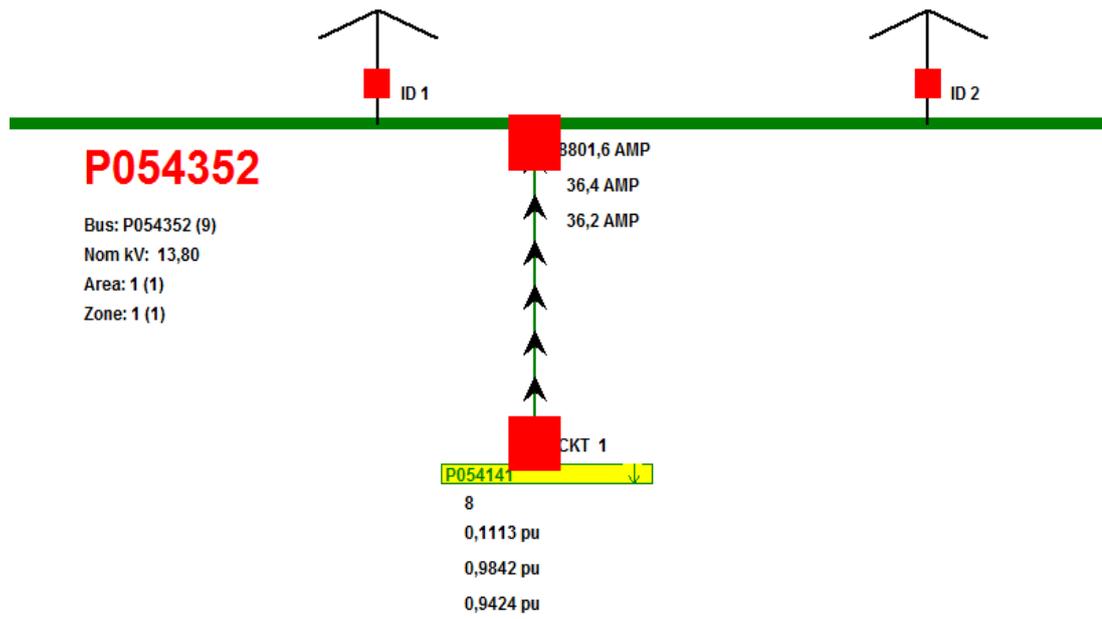


Fig.12.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 2 Sta. Cecilia

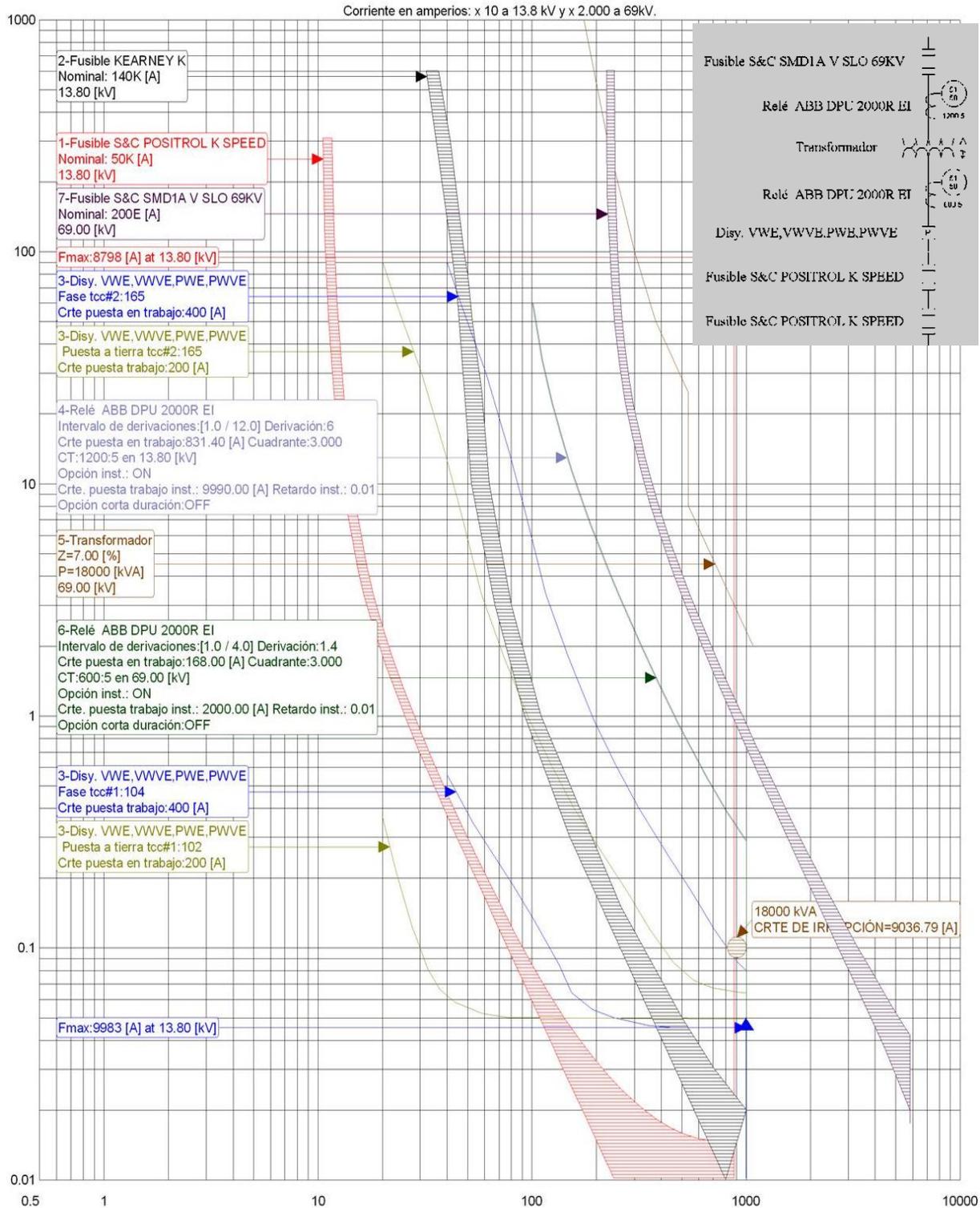
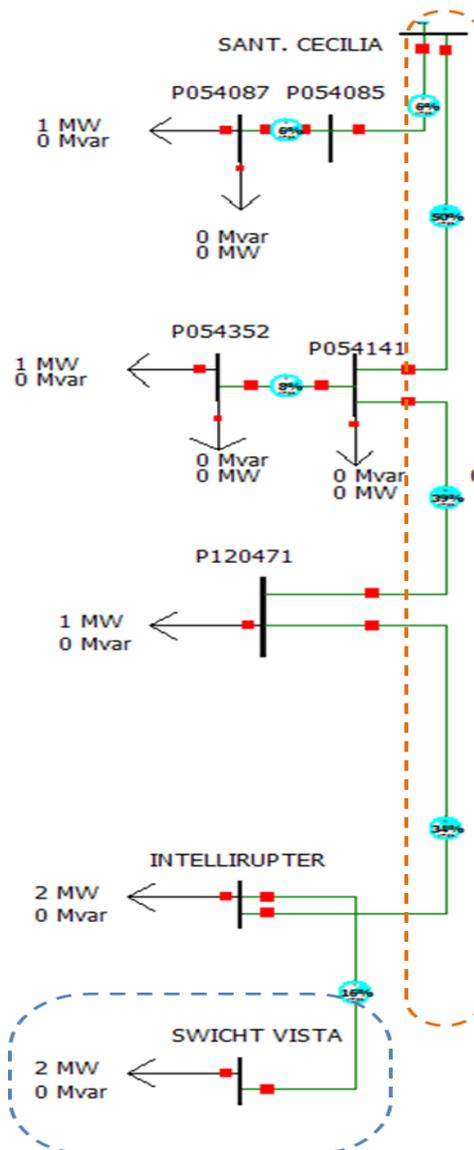


Fig. 6 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconector y Fusibles Alimentadora Santa Cecilia – Rama 2

Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
1-Fusible S&C POSITROL K SPEED					
13.80	P054352	Fase	Nominal:	50.00 [A]	
2-Fusible KEARNEY K					
13.80	P054141	Fase/A tierra	Nominal:	140.0 [A]	
3-Disy. VWE,VWVE,PWE,PWVE					
13.80		Fase/A tierra			
		Elemento de fase	Umbral de disparo:	400 [A]	
			Rápido:	104	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar bloqueo TCC:	4	
			Ajuste rápido (100p):	Adic. tiempo const.(102)	[s]
				Multiplicador(103):	[cycle]
				Tiempo Resp. Mín.(104):	
			Disparo por sobrecorriente Fase(130):	TCC#1	ON
				TCC#2	ON
				Mult. disparo sobrecorriente (132):	25
				Tiempo disparo por sobrecorriente(133):	1 [cycle]
		Elemento de tierra	Umbral de disparo:	200 [A]	
			Rápido:	102	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar para bloquear TCC:	4	
		Secuencia	Tiempo de reposición	30.00 [s]	
			Tiempo de reconexión:	2.0 /2.0 /5.0 [s]	
4-Relé ABB DPU 2000R EI					
13.80		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Invervalo de derivaciones:	[1.0 / 12.0]	
			Derivación:	6	
			CT:	1200 :5	
			Puesta en trabajo:	831.40 [A]	
Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
			Puesta en trabajo:	9990.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
5-Transformador					
69.00		N/A	P:	18000 [kVA]	
			Z:	7.00 [%]	
			FLA	1004.09 [A]	
6-Relé ABB DPU 2000R EI					
69.00		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Invervalo de derivaciones:	[1.0 / 4.0]	
			Derivación:	1.4	
			CT:	600 :5	
			Puesta en trabajo:	168.00 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
			Puesta en trabajo:	2000.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
7-Fusible S&C SMD1A V SLO 69KV					
69.00		Fase	Nominal:	200.0 [A]	

Tabla 42. Resumen coordinación Santa Cecilia – Rama 2

4.3.4.3. SANTA CECILIA – COORDINACIÓN RAMA 3



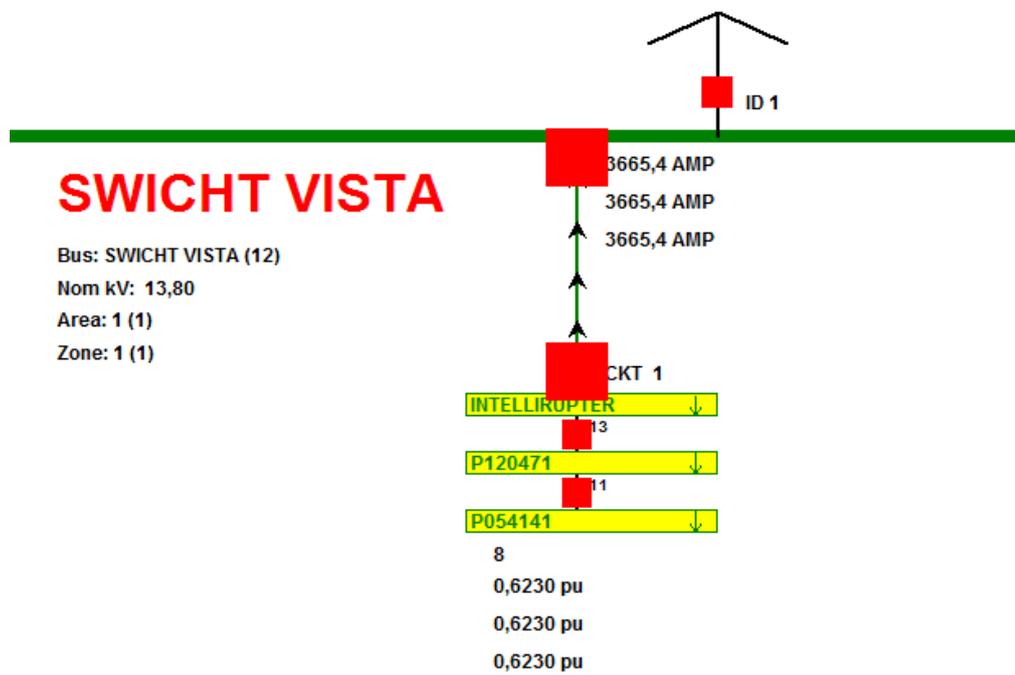


Fig. 14.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 3 Sta. Cecilia

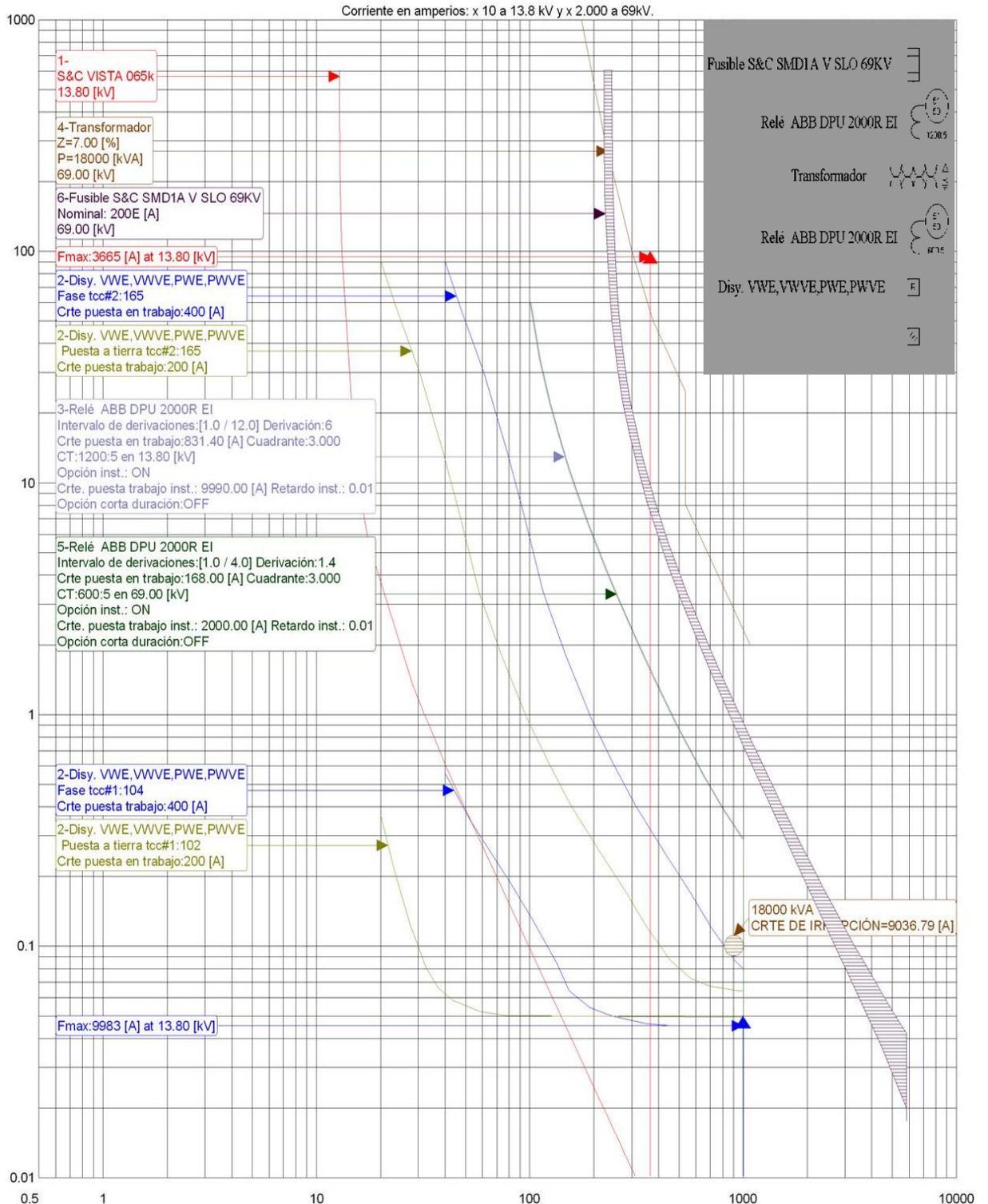
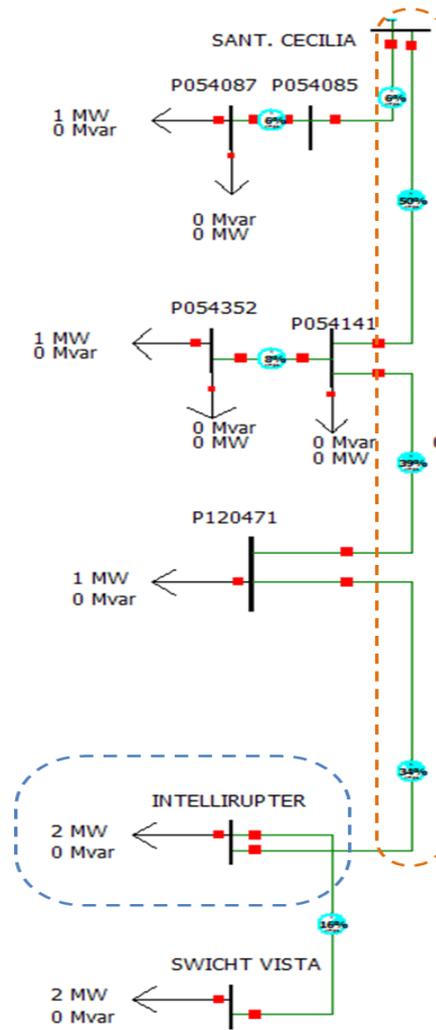


Fig. 75.4 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconectador y Switch Vista de la Alimentadora Santa Cecilia – Rama 3

Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
Curva personalizada					
13.80					
2-Disy. VWE,VWVE,PWE,PWVE					
13.80		Fase/A tierra			
		Elemento de fase	Umbral de disparo:	400 [A]	
			Rápido:	104	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar bloqueo TCC:	4	
			Ajuste rápido (100p):	Adic. tiempo const.(102)	[s]
				Multiplicador(103):	[cycle]
				Tiempo Resp. Mín.(104):	
			Disparo por sobrecorriente Fase(130):	TCC#1	ON
				TCC#2	ON
				Mult. disparo sobrecorriente (132):	25
				Tiempo disparo por sobrecorriente(133):	1 [cycle]
		Elemento de tierra	Umbral de disparo:	200 [A]	
			Rápido:	102	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar para bloquear TCC:	4	
		Secuencia	Tiempo de reposición	30.00 [s]	
			Tiempo de reconexión:	2.0 /2.0 /5.0 [s]	
3-Relé ABB DPU 2000R EI					
13.80		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Intervalo de derivaciones:	[1.0 / 12.0]	
			Derivación:	6	
			CT:	1200 :5	
			Puesta en trabajo:	831.40 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
			Puesta en trabajo:	9990.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
4-Transformador					
69.00		N/A	P:	18000 [kVA]	
			Z:	7.00 [%]	
			FLA	1004.09 [A]	
5-Relé ABB DPU 2000R EI					
69.00		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Intervalo de derivaciones:	[1.0 / 4.0]	
			Derivación:	1.4	
			CT:	600 :5	
			Puesta en trabajo:	168.00 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
			Puesta en trabajo:	2000.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
6-Fusible S&C SMD1A V SLO 69KV					
69.00		Fase	Nominal:	200.0 [A]	

Tabla 43. Resumen coordinación Santa Cecilia – Rama 3

4.3.4.4. SANTA CECILIA – COORDINACIÓN RAMA 4



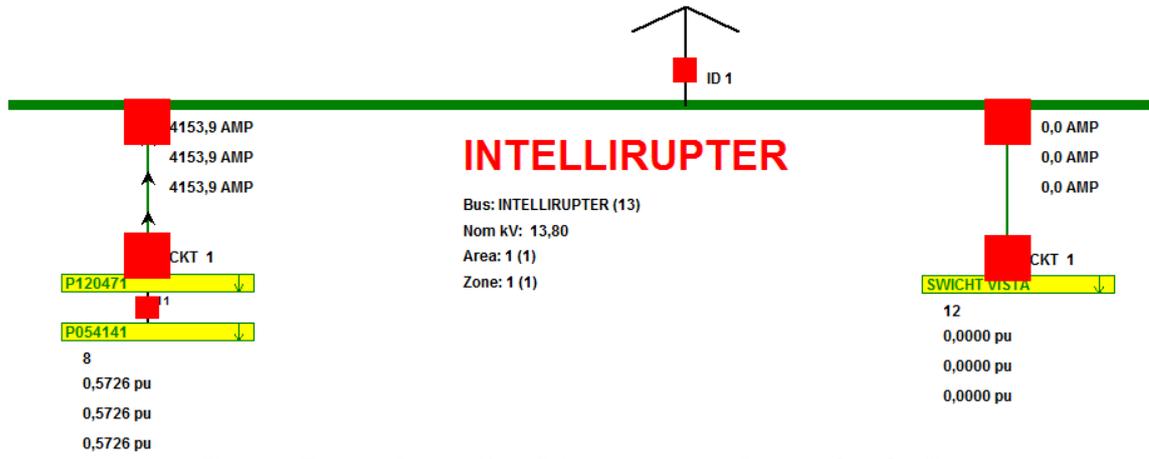
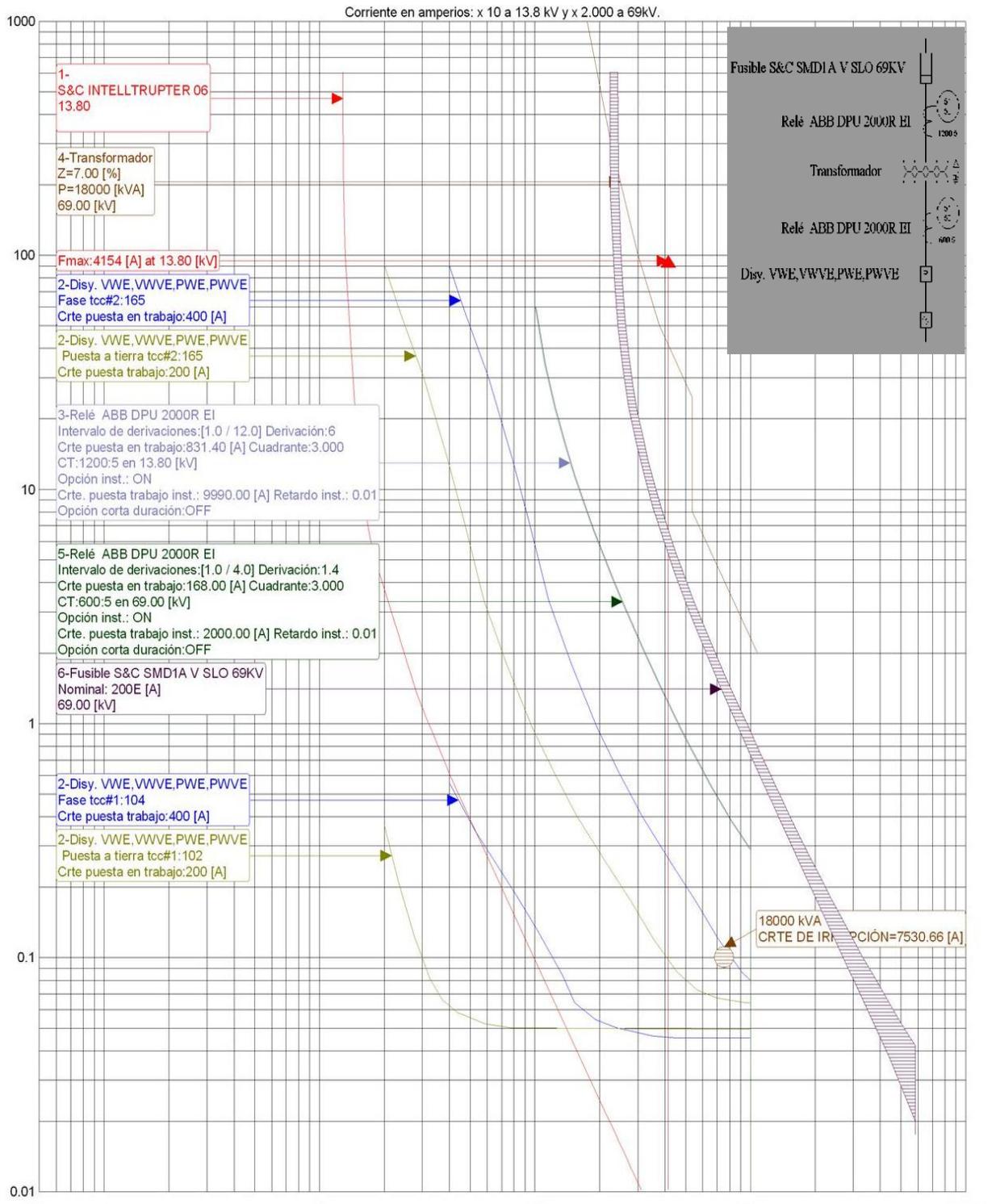


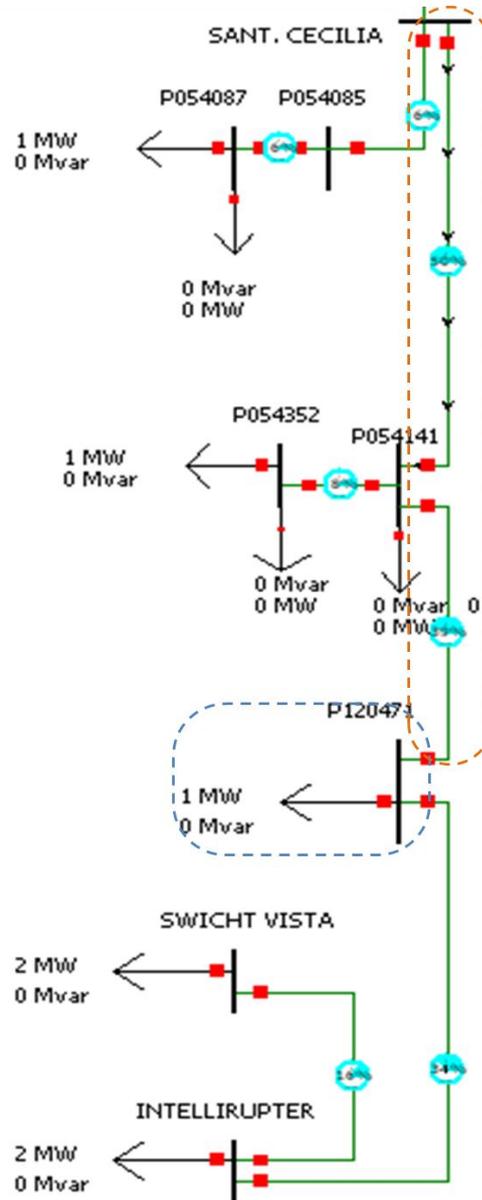
Fig. 16.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 4 Sta. Cecilia



Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
Curva personalizada					
13.80					
2-Disy. VWE,VWVE,PWE,PWVE					
13.80		Fase/A tierra			
		Elemento de fase	Umbral de disparo:	400 [A]	
			Rápido:	104	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar bloqueo TCC:	4	
			Ajuste rápido (100p):	Adic. tiempo const.(102)	[s]
				Multiplicador(103):	[cycle]
				Tiempo Resp. Mín.(104):	
			Disparo por sobrecorriente Fase(130):	TCC#1	ON
				TCC#2	ON
				Mult. disparo sobrecorriente (132):	25
				Tiempo disparo por sobrecorriente(133):	1 [cycle]
		Elemento de tierra	Umbral de disparo:	200 [A]	
			Rápido:	102	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar para bloquear TCC:	4	
		Secuencia	Tiempo de reposición	30.00 [s]	
			Tiempo de reconexión:	2.0 /2.0 /5.0 [s]	
3-Relé ABB DPU 2000R EI					
13.80		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Intervalo de derivaciones:	[1.0 / 12.0]	
			Derivación:	6	
			CT:	1200 :5	
			Puesta en trabajo:	831.40 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
			Puesta en trabajo:	9990.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
4-Transformador					
69.00		N/A	P:	18000 [kVA]	
			Z:	7.00 [%]	
			FLA	1004.09 [A]	
5-Relé ABB DPU 2000R EI					
69.00		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Intervalo de derivaciones:	[1.0 / 4.0]	
			Derivación:	1.4	
			CT:	600 :5	
			Puesta en trabajo:	168.00 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
			Puesta en trabajo:	2000.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
6-Fusible S&C SMD1A V SLO 69KV					
69.00		Fase	Nominal:	200.0 [A]	

Tabla 44. Resumen coordinación Santa Cecilia – Rama 4

4.3.4.5. SANTA CECILIA – COORDINACIÓN RAMA 5



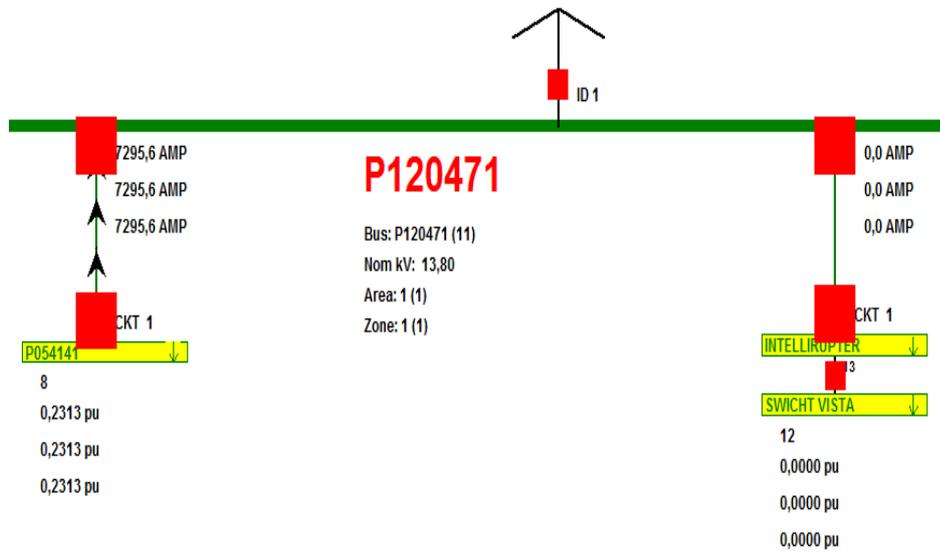


Fig. 18.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 5 Sta. Cecilia

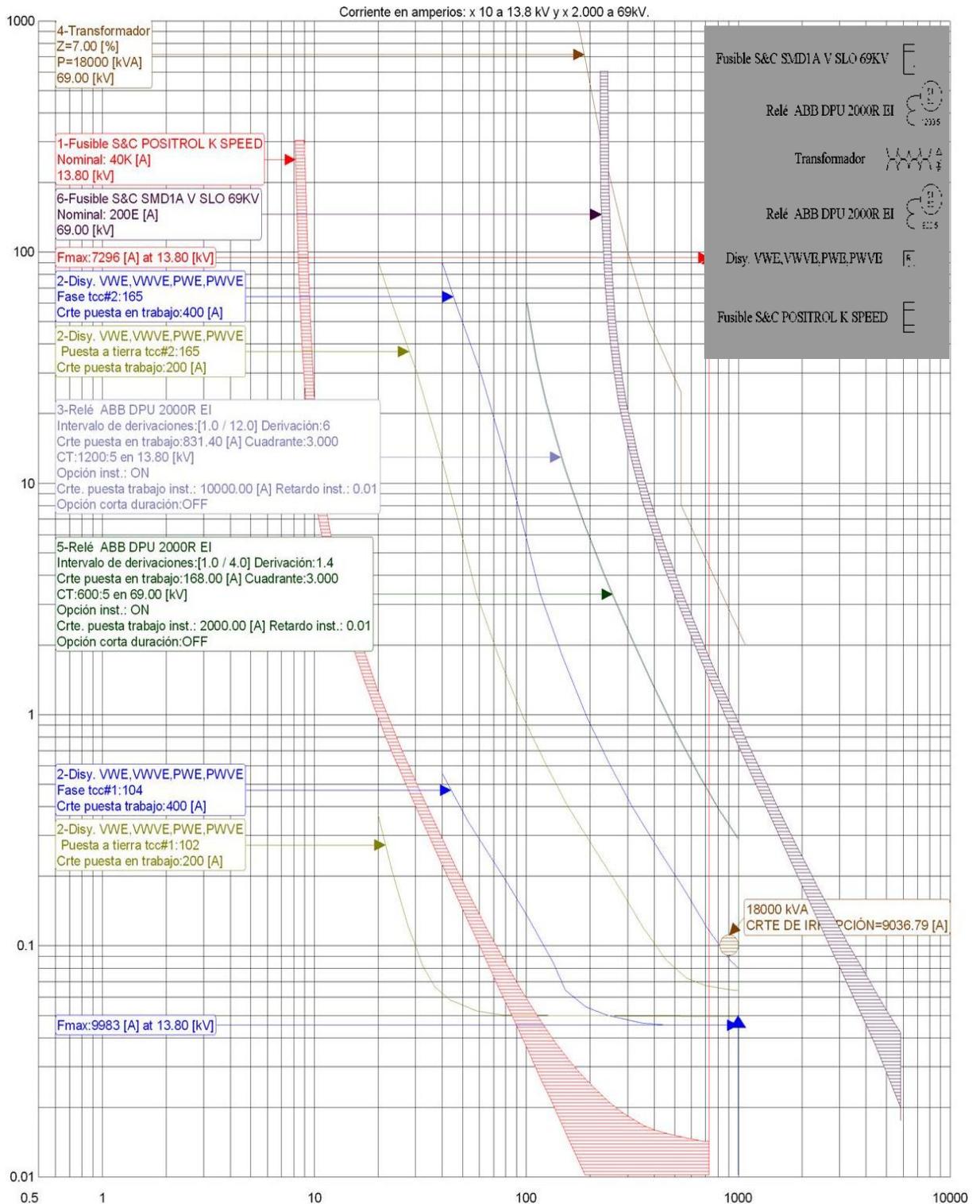
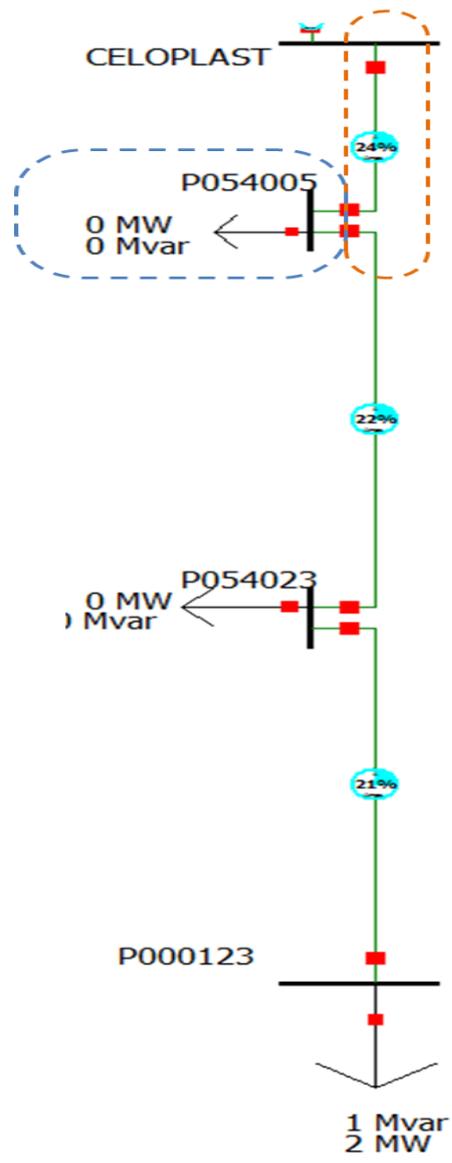


Fig. 19.4 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconector y Fusibles Alimentadora Santa Cecilia – Rama 5

Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
1-Fusible S&C POSITROL K SPEED					
13.80	P120471	Fase/A tierra	Nominal:	40.00 [A]	
2-Disy. VWE,VWVE,PWE,PWVE					
13.80		Fase/A tierra			
		Elemento de fase	Umbral de disparo:	400 [A]	
			Rápido:	104	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar bloqueo TCC:	4	
			Ajuste rápido (100p):	Adic. tiempo const.(102)	[s]
				Multiplicador(103):	[cycle]
				Tiempo Resp. Mín.(104):	
			Disparo por sobrecorriente Fase(130):	TCC#1	ON
				TCC#2	ON
				Mult. disparo sobrecorriente (132):	25
				Tiempo disparo por sobrecorriente(133):	1 [cycle]
		Elemento de tierra	Umbral de disparo:	200 [A]	
			Rápido:	102	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar para bloquear TCC:	4	
		Secuencia	Tiempo de reposición	30.00 [s]	
			Tiempo de reconexión:	2.0 /2.0 /5.0 [s]	
3-Relé ABB DPU 2000R EI					
13.80		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Intervalo de derivaciones:	[1.0 / 12.0]	
			Derivación:	6	
			CT:	1200 :5	
			Puesta en trabajo:	831.40 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
			Puesta en trabajo:	10000.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
4-Transformador					
69.00		N/A	P:	18000 [kVA]	
			Z:	7.00 [%]	
			FLA	1004.09 [A]	
5-Relé ABB DPU 2000R EI					
69.00		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Intervalo de derivaciones:	[1.0 / 4.0]	
			Derivación:	1.4	
			CT:	600 :5	
			Puesta en trabajo:	168.00 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
			Puesta en trabajo:	2000.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
6-Fusible S&C SMD1A V SLO 69KV					
69.00		Fase	Nominal:	200.0 [A]	

Tabla 45. Resumen coordinación Santa Cecilia – Rama 5

4.3.4.6. CELOPLAST – COORDINACIÓN RAMA 1



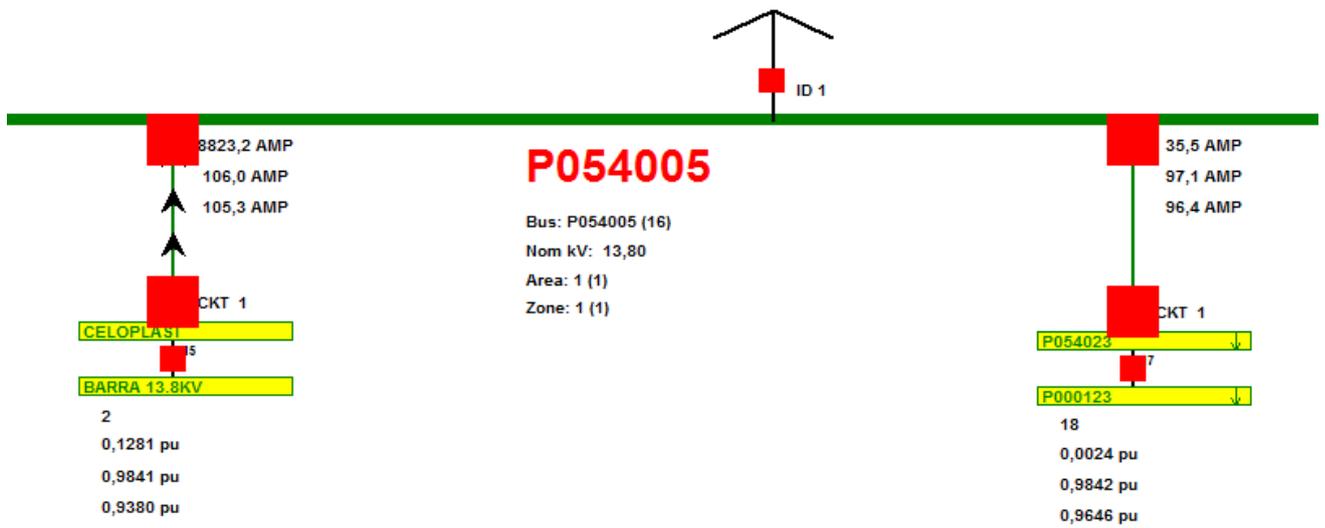


Fig. 20.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 1 Celoplast

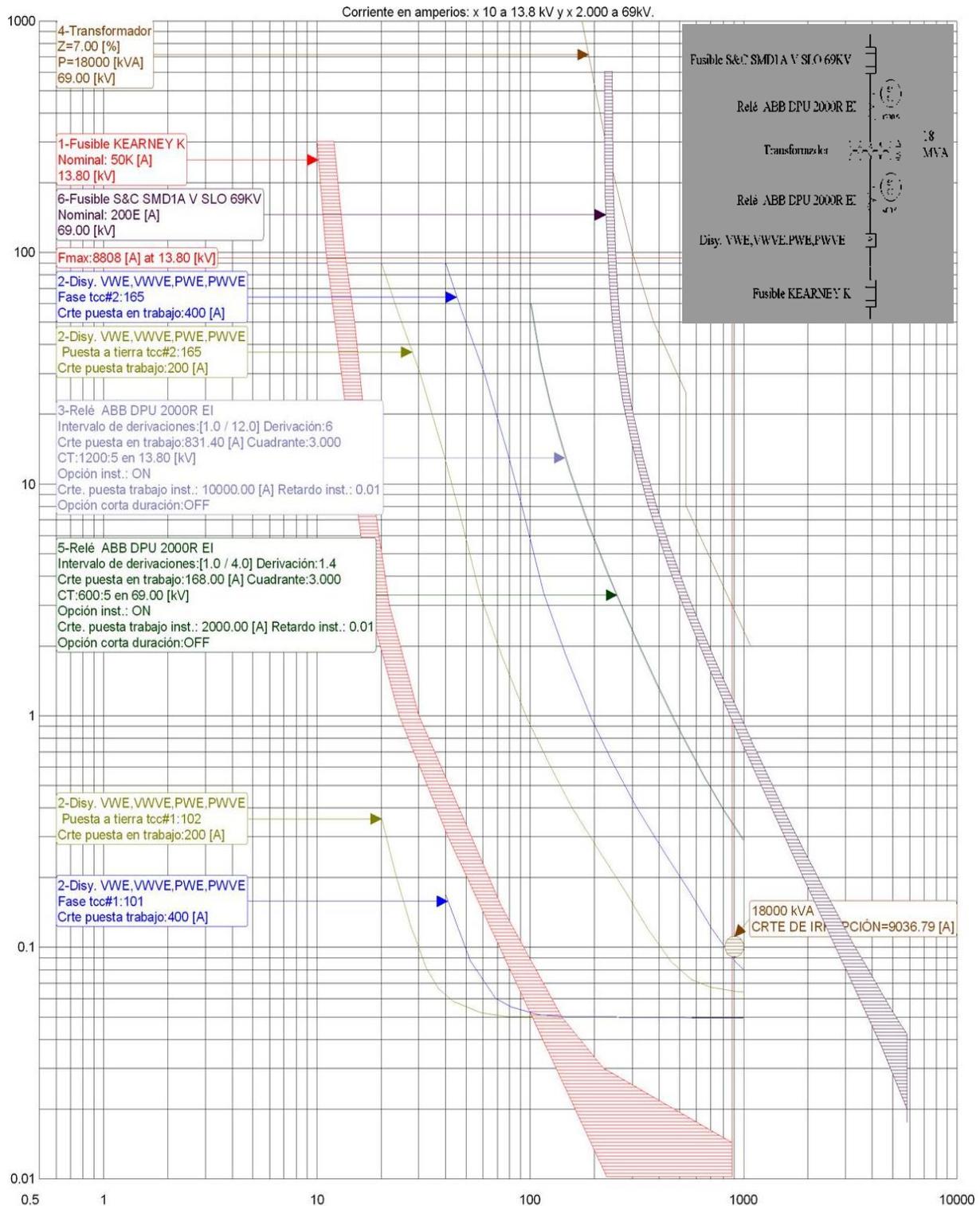
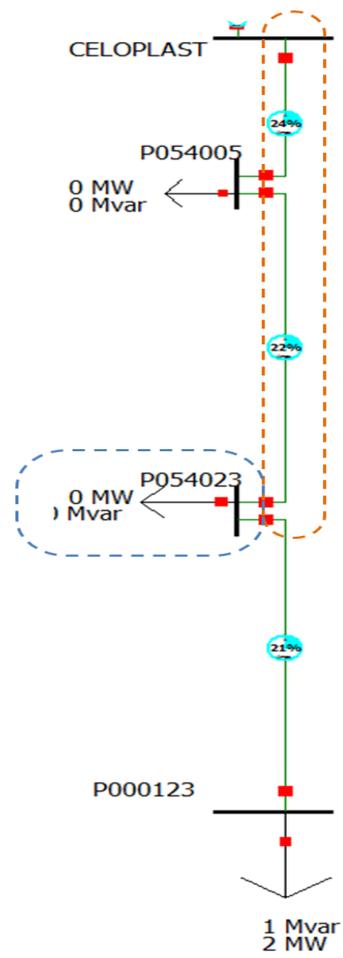


Fig. 21.4 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconector y Fusibles Alimentadora Celoplast – Rama 1

Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
1-Fusible KEARNEY K					
13.80	P054005	Fase/A tierra	Nominal:	50.00 [A]	
2-Disy. VWE,VWVE,PWE,PWVE					
13.80		Fase/A tierra			
		Elemento de fase	Umbral de disparo:	400 [A]	
			Rápido:	101	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar bloqueo TCC:	4	
			Ajuste rápido (100p):	Adic. tiempo const.(102)	[s]
				Multiplicador(103):	[cycle]
				Tiempo Resp. Mín.(104):	
			Disparo por sobrecorriente Fase(130):	TCC#1	ON
				TCC#2	ON
				Mult. disparo sobrecorriente (132):	25
				Tiempo disparo por sobrecorriente(133):	1 [cycle]
		Elemento de tierra	Umbral de disparo:	200 [A]	
			Rápido:	102	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar para bloquear TCC:	4	
		Secuencia	Tiempo de reposición:	30.00 [s]	
			Tiempo de reconexión:	2.0 /2.0 /5.0 [s]	
3-Relé ABB DPU 2000R EI					
13.80		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Invervalo de derivaciones:	[1.0 / 12.0]	
			Derivación:	6	
			CT:	1200 :5	
			Puesta en trabajo:	831.40 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
			Puesta en trabajo:	10000.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
4-Transformador					
69.00		N/A	P:	18000 [kVA]	
			Z:	7.00 [%]	
			FLA	1004.09 [A]	
5-Relé ABB DPU 2000R EI					
69.00		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Invervalo de derivaciones:	[1.0 / 4.0]	
			Derivación:	1.4	
			CT:	600 :5	
			Puesta en trabajo:	168.00 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
			Puesta en trabajo:	2000.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
6-Fusible S&C SMD1A V SLO 69KV					
69.00		Fase	Nominal:	200.0 [A]	

Tabla 46. Resumen coordinación Celoplast – Rama 1

4.3.4.7. CELOPLAST – COORDINACIÓN RAMA 2



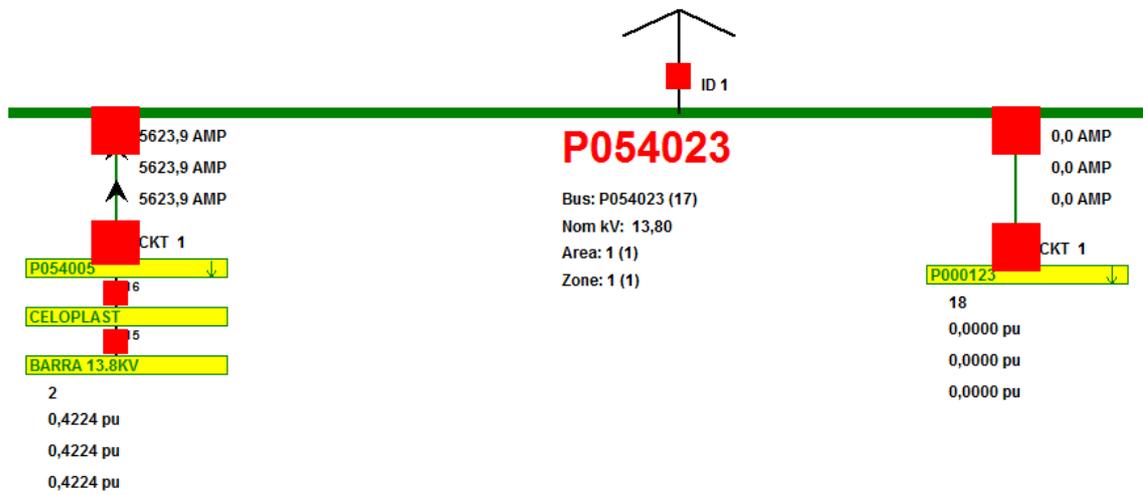


Fig. 22.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 2 Celoplast

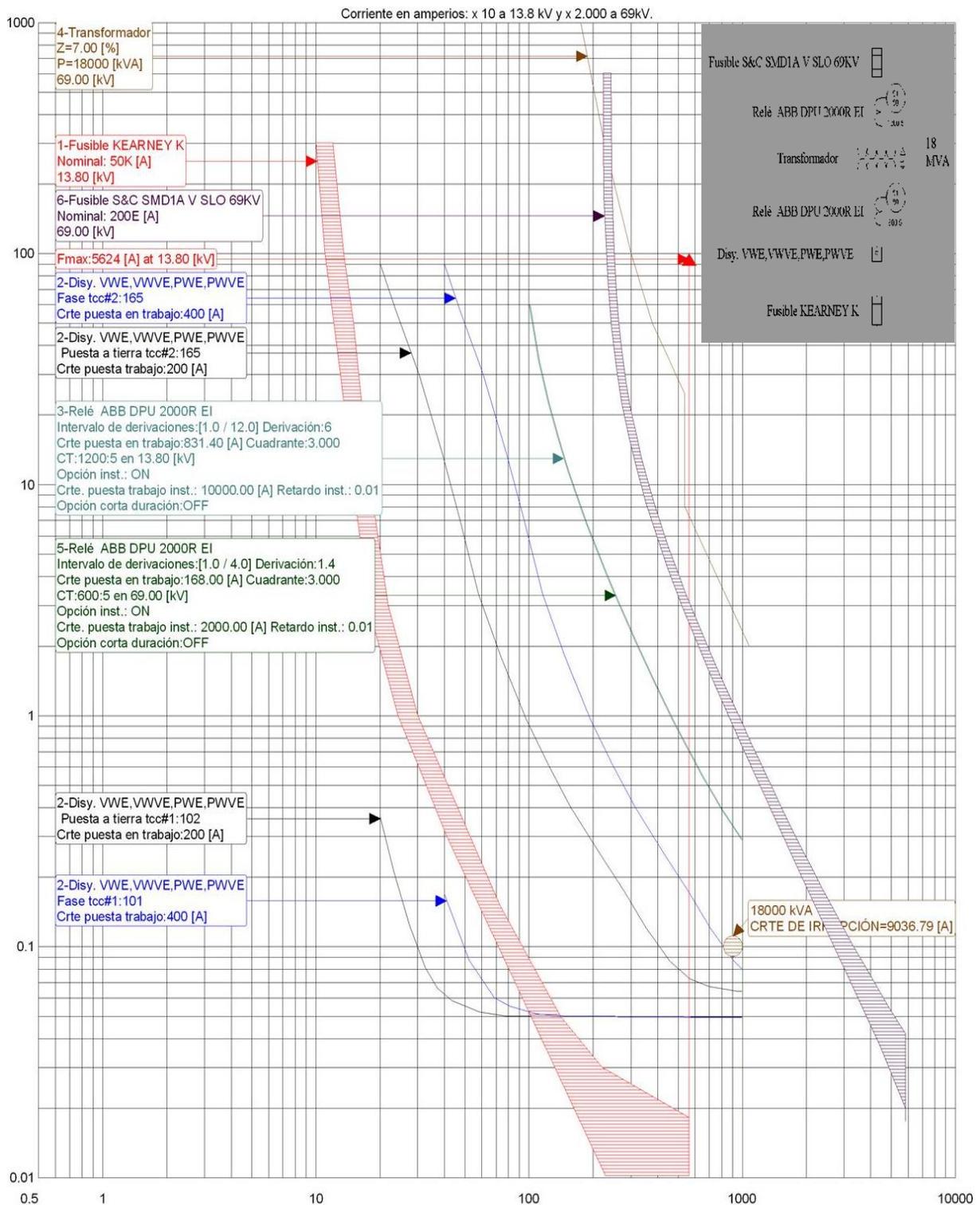
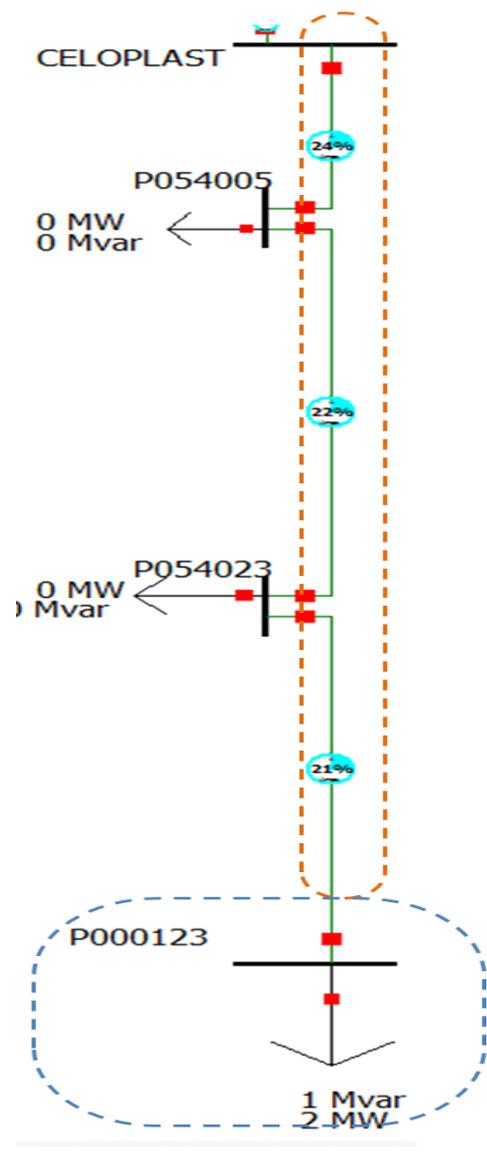


Fig 23.4 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconector y Fusibles Alimentadora Celoplast – Rama 2

Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
1-Fusible KEARNEY K					
13.80	P054023	Fase/A tierra	Nominal:	50.00 [A]	
2-Disy. VWE,VWVE,PWE,PWVE					
13.80		Fase/A tierra			
		Elemento de fase	Umbral de disparo:	400 [A]	
			Rápido:	101	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar bloqueo TCC:	4	
			Ajuste rápido (100p):	Adic. tiempo const.(102)	[s]
				Multiplicador(103):	[cycle]
				Tiempo Resp. Mín.(104):	
			Disparo por sobrecorriente Fase(130):	TCC#1	ON
				TCC#2	ON
				Mult. disparo sobrecorriente (132):	25
				Tiempo disparo por sobrecorriente(133):	1 [cycle]
		Elemento de tierra	Umbral de disparo:	200 [A]	
			Rápido:	102	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar para bloquear TCC:	4	
		Secuencia	Tiempo de reposición	30.00 [s]	
			Tiempo de reconexión:	2.0 /2.0 /5.0 [s]	
3-Relé ABB DPU 2000R EI					
13.80		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Intervalo de derivaciones:	[1.0 / 12.0]	
			Derivación:	6	
			CT:	1200 :5	
			Puesta en trabajo:	831.40 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
			Puesta en trabajo:	10000.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
4-Transformador					
69.00		N/A	P:	18000 [kVA]	
			Z:	7.00 [%]	
			FLA	1004.09 [A]	
5-Relé ABB DPU 2000R EI					
69.00		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Intervalo de derivaciones:	[1.0 / 4.0]	
			Derivación:	1.4	
			CT:	600 :5	
			Puesta en trabajo:	168.00 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
			Puesta en trabajo:	2000.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
6-Fusible S&C SMD1A V SLO 69KV					
69.00		Fase	Nominal:	200.0 [A]	

Tabla 47. Resumen coordinación Celoplast – Rama 2

4.3.4.8. CELOPLAST – COORDINACIÓN RAMA 3



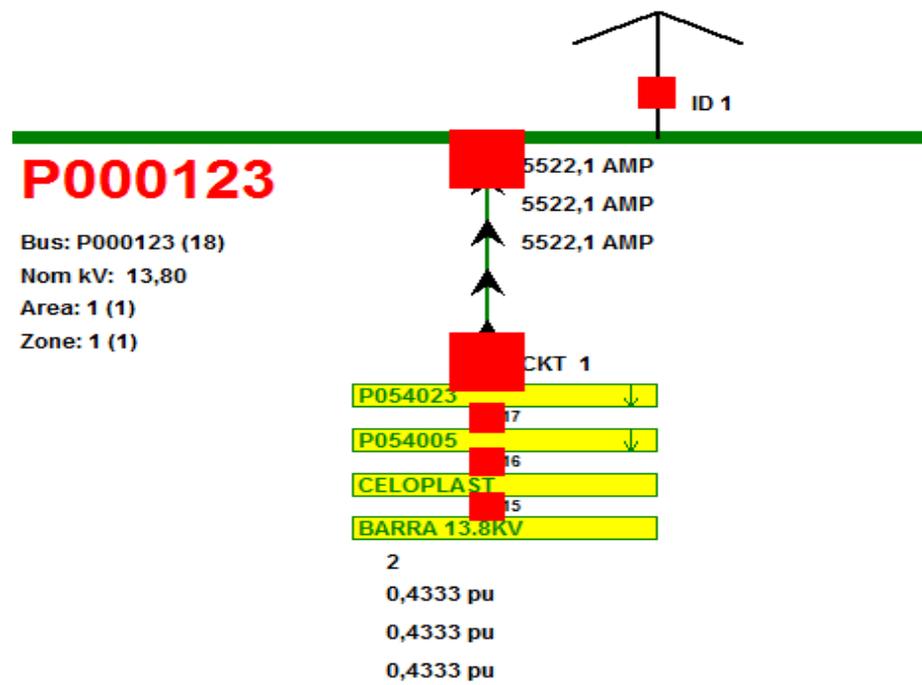


Fig. 24.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 3 Celoplast

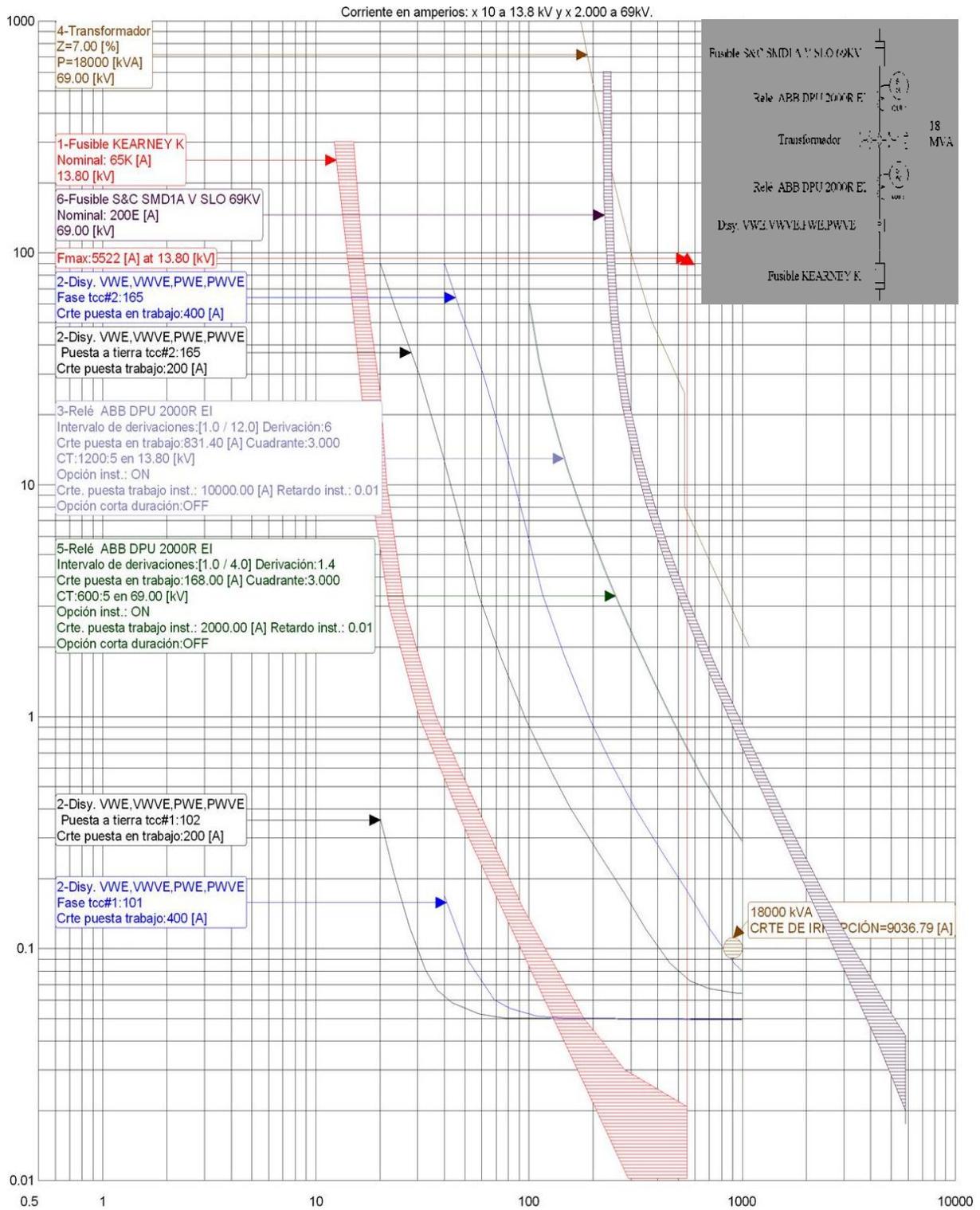
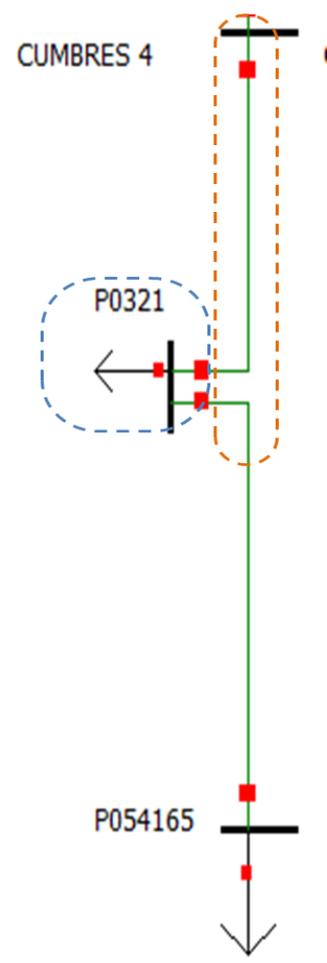


Fig. 25.4 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconector y Fusibles Alimentadora Celoplast – Rama 3

Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
1-Fusible KEARNEY K					
13.80	P000123	Fase/A tierra	Nominal:	65.00 [A]	
2-Disy. VWE,VWVE,PWE,PWVE					
13.80		Fase/A tierra			
		Elemento de fase	Umbral de disparo:	400 [A]	
			Rápido:	101	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar bloqueo TCC:	4	
			Ajuste rápido (100p):	Adic. tiempo const.(102)	[s]
				Multiplicador(103):	[cycle]
				Tiempo Resp. Mín.(104):	
			Disparo por sobrecorriente Fase(130):	TCC#1	ON
				TCC#2	ON
				Mult. disparo sobrecorriente (132):	25
				Tiempo disparo por sobrecorriente(133):	1 [cycle]
		Elemento de tierra	Umbral de disparo:	200 [A]	
			Rápido:	102	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar para bloquear TCC:	4	
		Secuencia	Tiempo de reposición	30.00 [s]	
			Tiempo de reconexión:	2.0 /2.0 /5.0 [s]	
3-Relé ABB DPU 2000R EI					
13.80		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Intervalo de derivaciones:	[1.0 / 12.0]	
			Derivación:	6	
			CT:	1200 :5	
			Puesta en trabajo:	831.40 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
			Puesta en trabajo:	10000.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
4-Transformador					
69.00		N/A	P:	18000 [kVA]	
			Z:	7.00 [%]	
			FLA	1004.09 [A]	
5-Relé ABB DPU 2000R EI					
69.00		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Intervalo de derivaciones:	[1.0 / 4.0]	
			Derivación:	1.4	
			CT:	600 :5	
			Puesta en trabajo:	168.00 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
			Puesta en trabajo:	2000.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
6-Fusible S&C SMD1A V SLO 69KV					
69.00		Fase	Nominal:	200.0 [A]	

Tabla 48. Resumen coordinación Celoplast – Rama 3

4.3.4.9. CUMBRES 4 – COORDINACIÓN RAMA 1



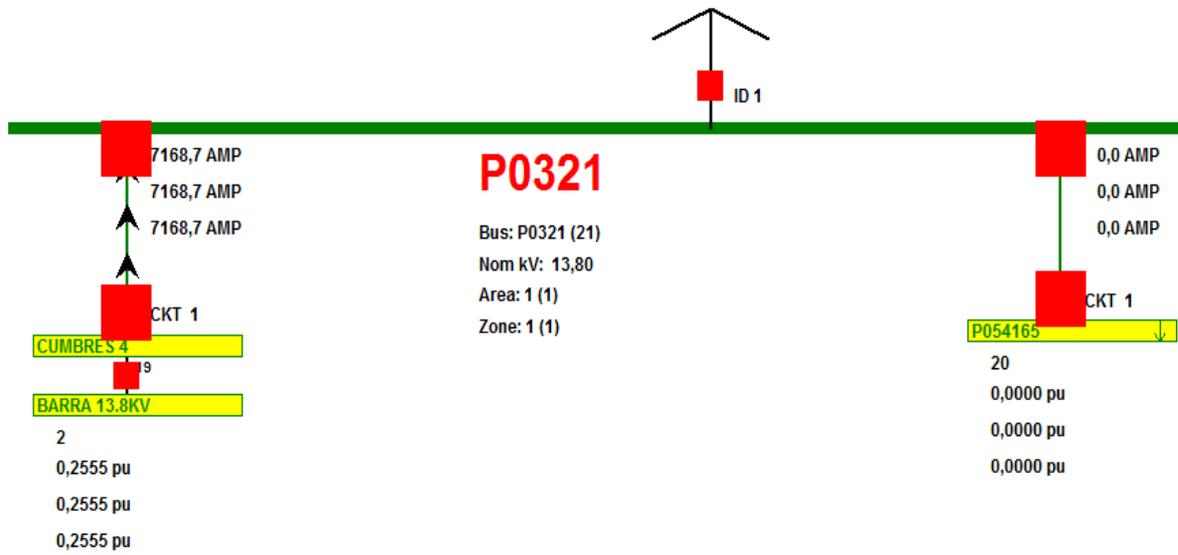


Fig. 26.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 1 Cumbres 4

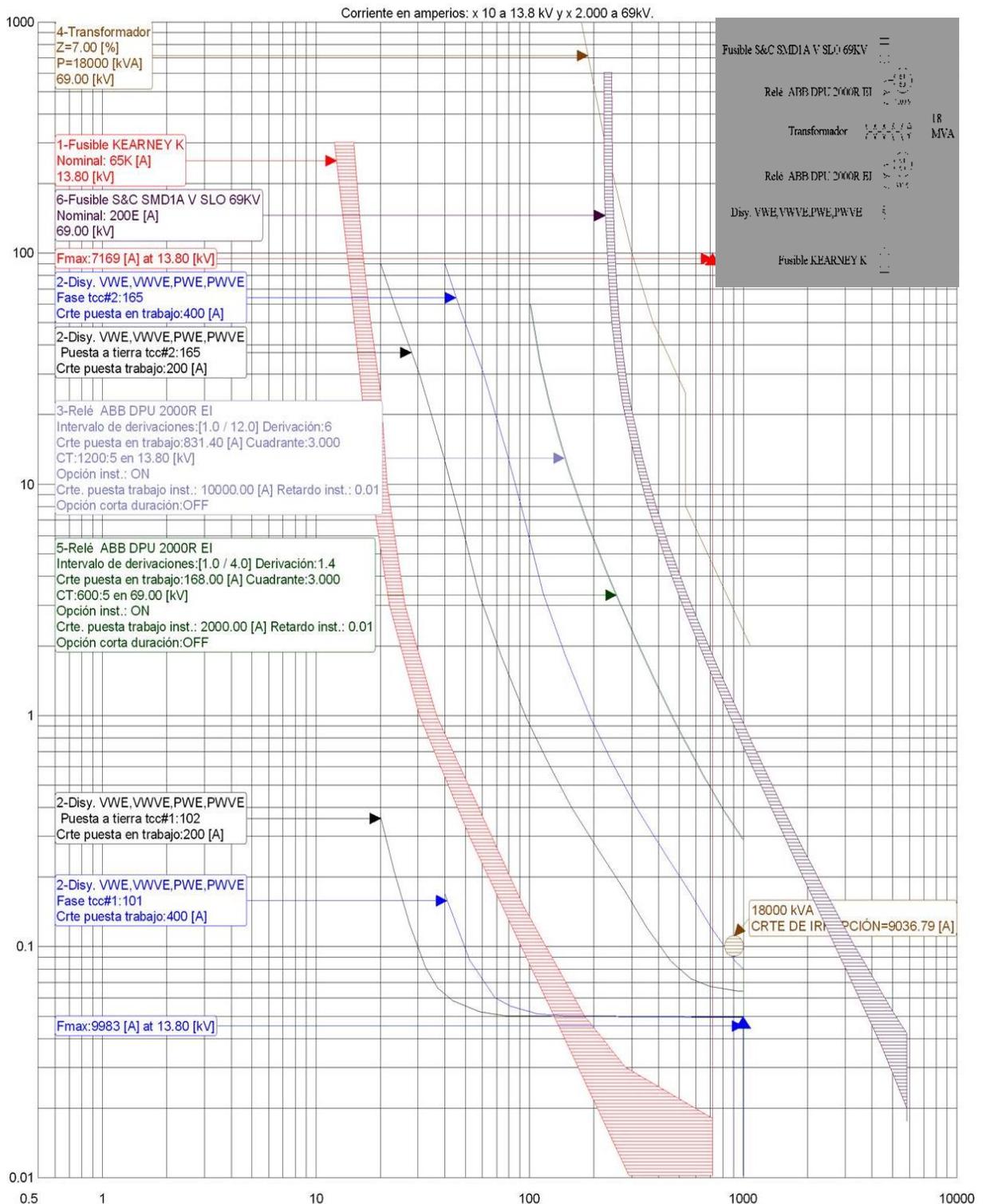
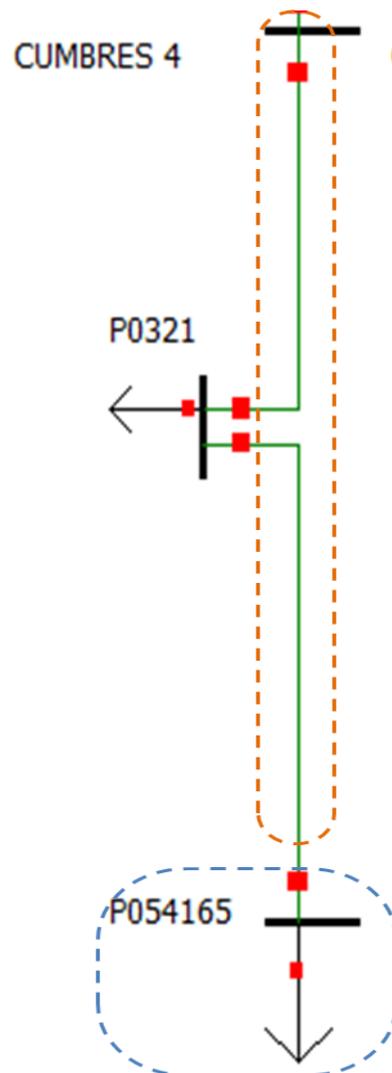


Fig. 27.4 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconector y Fusibles Alimentadora Cumbres 4 – Rama 1

Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
1-Fusible KEARNEY K					
13.80	P0321	Fase/A tierra	Nominal:	65.00 [A]	
2-Disy. VWE,VWVE,PWE,PWVE					
13.80		Fase/A tierra			
		Elemento de fase	Umbral de disparo:	400 [A]	
			Rápido:	101	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar bloqueo TCC:	4	
			Ajuste rápido (100p):	Adic. tiempo const.(102)	[s]
				Multiplicador(103):	[cycle]
				Tiempo Resp. Mín.(104):	
			Disparo por sobrecorriente Fase(130):	TCC#1	ON
				TCC#2	ON
				Mult. disparo sobrecorriente (132):	25
				Tiempo disparo por sobrecorriente(133):	1 [cycle]
		Elemento de tierra	Umbral de disparo:	200 [A]	
			Rápido:	102	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar para bloquear TCC:	4	
		Secuencia	Tiempo de reposición	30.00 [s]	
			Tiempo de reconexión:	2.0 /2.0 /5.0 [s]	
3-Relé ABB DPU 2000R EI					
13.80		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Intervalo de derivaciones:	[1.0 / 12.0]	
			Derivación:	6	
			CT:	1200 :5	
			Puesta en trabajo:	831.40 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
			Puesta en trabajo:	10000.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
4-Transformador					
69.00		N/A	P:	18000 [kVA]	
			Z:	7.00 [%]	
			FLA	1004.09 [A]	
5-Relé ABB DPU 2000R EI					
69.00		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Intervalo de derivaciones:	[1.0 / 4.0]	
			Derivación:	1.4	
			CT:	600 :5	
			Puesta en trabajo:	168.00 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
			Puesta en trabajo:	2000.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
6-Fusible S&C SMD1A V SLO 69KV					
69.00		Fase	Nominal:	200.0 [A]	

Tabla 49. Resumen coordinación Cumbres 4 – Rama 1

4.3.4.10. CUMBRES 4 – COORDINACIÓN RAMA 2



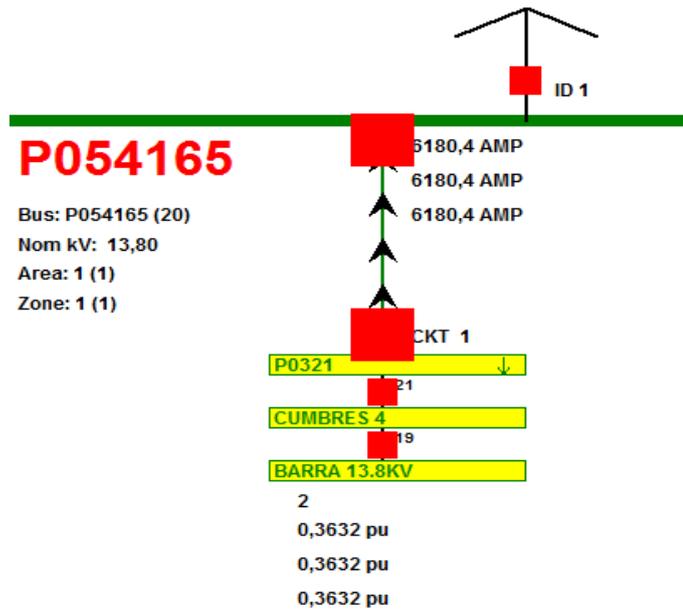


Fig. 28.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 2 Cumbres 4

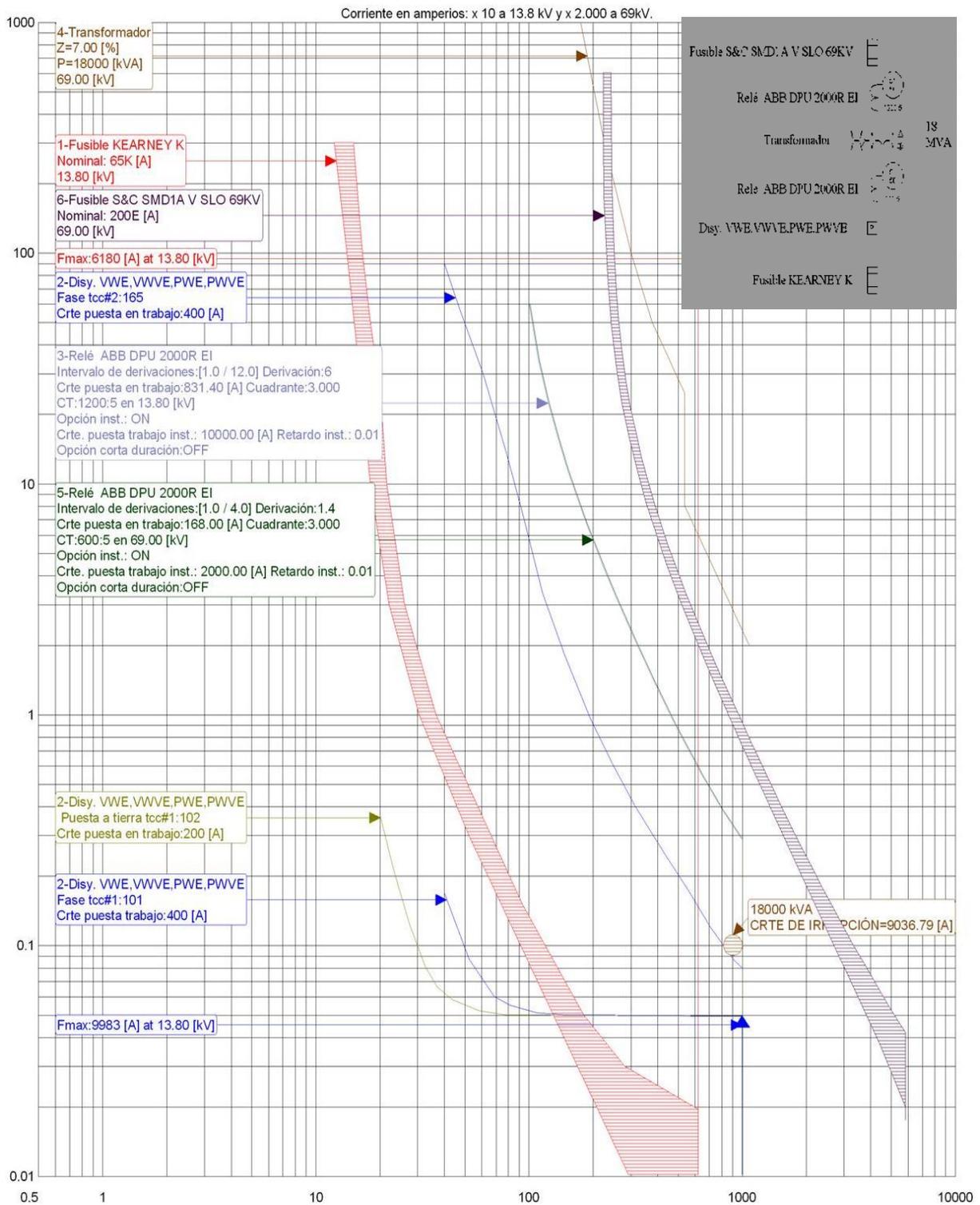
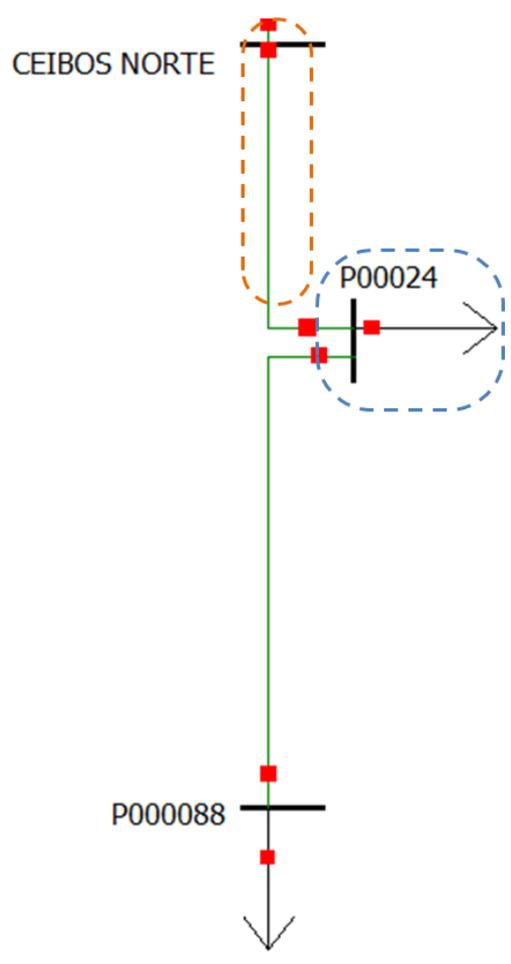


Fig. 29.4 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconector y Fusibles Alimentadora Cumbres 4 – Rama 2

Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
1-Fusible KEARNEY K					
13.80	P054165	Fase/A tierra	Nominal:	65.00 [A]	
2-Disy. VWE,VWVE,PWE,PWVE					
13.80		Fase/A tierra			
		Elemento de fase	Umbral de disparo:	400 [A]	
			Rápido:	101	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar bloqueo TCC:	4	
			Ajuste rápido (100p):	Adic. tiempo const.(102)	[s]
				Multiplicador(103):	[cycle]
				Tiempo Resp. Mín.(104):	
			Disparo por sobrecorriente Fase(130):	TCC#1	ON
				TCC#2	ON
				Mult. disparo sobrecorriente (132):	25
				Tiempo disparo por sobrecorriente(133):	1 [cycle]
		Elemento de tierra	Umbral de disparo:	200 [A]	
			Rápido:	102	
			Lento:		
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar para bloquear TCC:	4	
		Secuencia	Tiempo de reposición	30.00 [s]	
			Tiempo de reconexión:	2.0 /2.0 /5.0 [s]	
3-Relé ABB DPU 2000R EI					
13.80		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Intervalo de derivaciones:	[1.0 / 12.0]	
			Derivación:	6	
			CT:	1200 :5	
			Puesta en trabajo:	831.40 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
			Puesta en trabajo:	10000.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
4-Transformador					
69.00		N/A	P:	18000 [kVA]	
			Z:	7.00 [%]	
			FLA	1004.09 [A]	
5-Relé ABB DPU 2000R EI					
69.00		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Intervalo de derivaciones:	[1.0 / 4.0]	
			Derivación:	1.4	
			CT:	600 :5	
			Puesta en trabajo:	168.00 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
			Puesta en trabajo:	2000.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
6-Fusible S&C SMD1A V SLO 69KV					
69.00		Fase	Nominal:	200.0 [A]	

Tabla 50. Resumen coordinación Cumbres 4 – Rama 2

4.3.4.11. CEIBOS NORTE – COORDINACIÓN RAMA 1



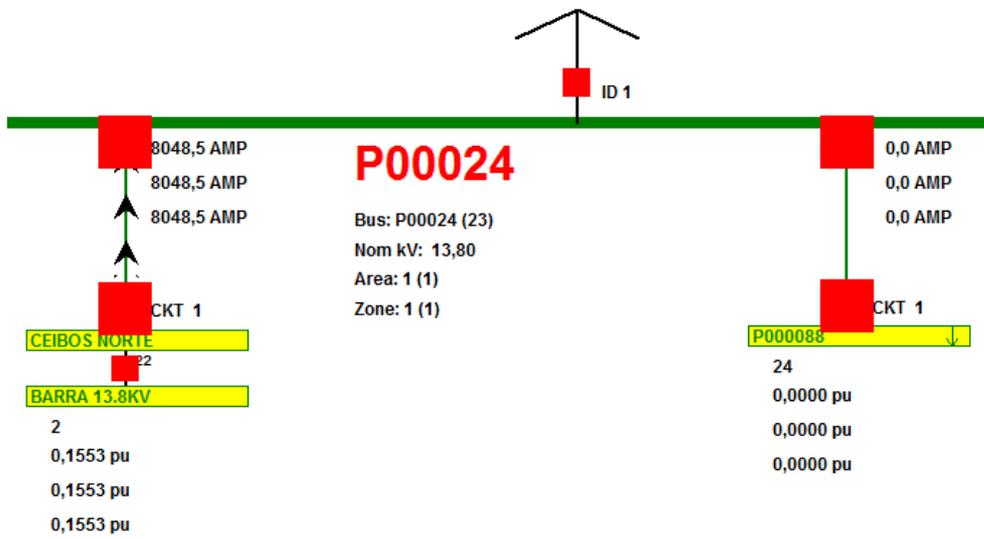


Fig. 30.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 1Ceibos Norte

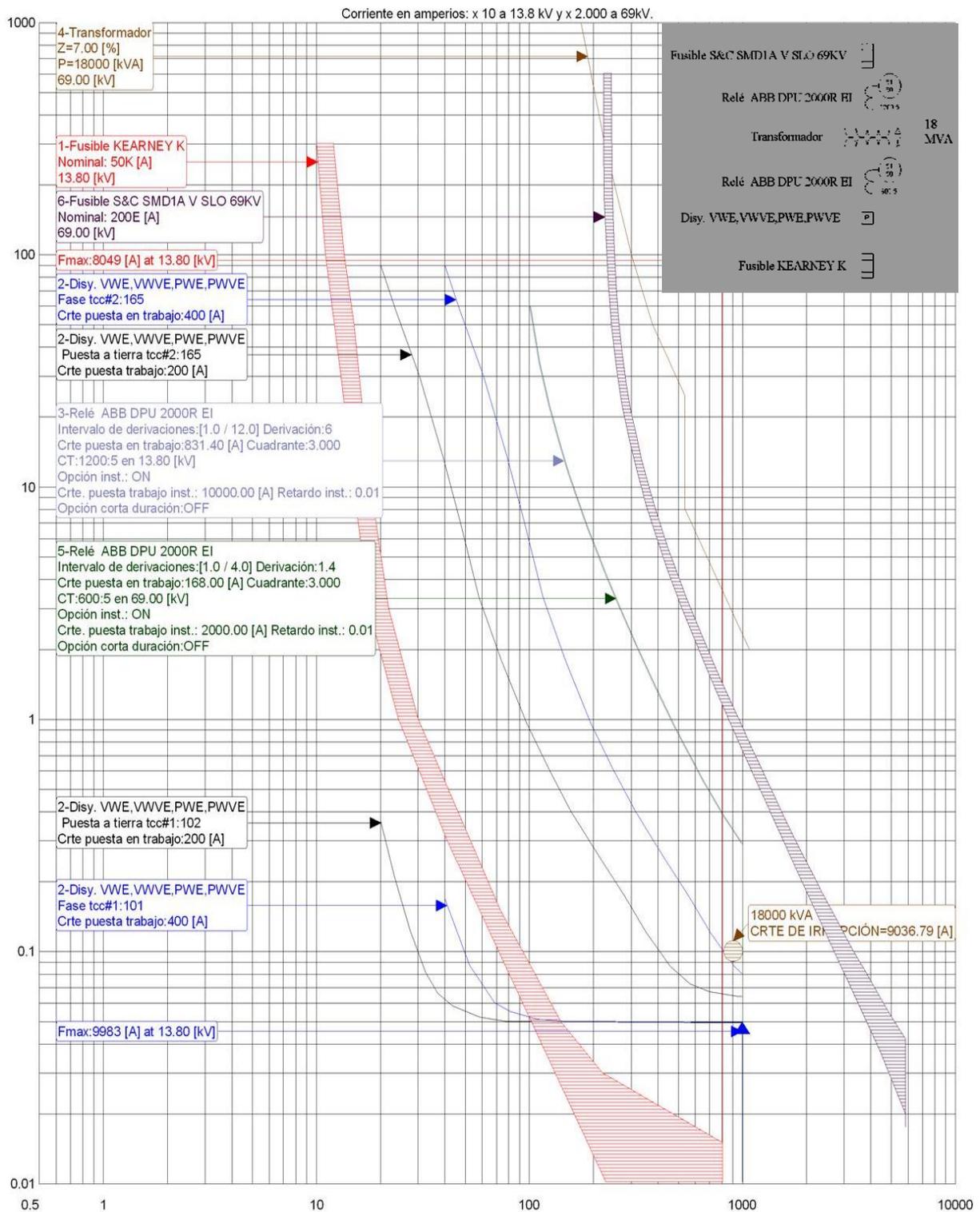
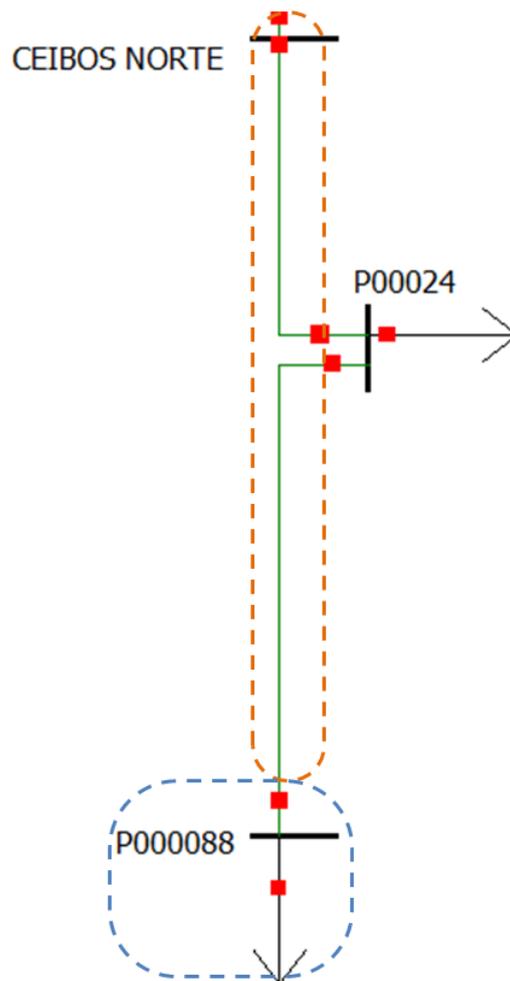


Fig. 31.4 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconectador y Fusibles Alimentadora Ceibos Norte – Rama 1

Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
1-Fusible KEARNEY K					
13.80	P00024	Fase/A tierra	Nominal:	50.00 [A]	
2-Disy. VWE,VWVE,PWE,PWVE					
13.80		Fase/A tierra			
		Elemento de fase	Umbral de disparo:	400 [A]	
			Rápido:	101	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar bloqueo TCC:	4	
			Ajuste rápido (100p):	Adic. tiempo const.(102)	[s]
				Multiplicador(103):	[cycle]
				Tiempo Resp. Mín.(104):	
			Disparo por sobrecorriente Fase(130):	TCC#1	ON
				TCC#2	ON
				Mult. disparo sobrecorriente (132):	25
				Tiempo disparo por sobrecorriente(133):	1 [cycle]
		Elemento de tierra	Umbral de disparo:	200 [A]	
			Rápido:	102	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar para bloquear TCC:	4	
		Secuencia	Tiempo de reposición:	30.00 [s]	
			Tiempo de reconexión:	2.0 /2.0 /5.0 [s]	
3-Relé ABB DPU 2000R EI					
13.80		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Invervalo de derivaciones:	[1.0 / 12.0]	
			Derivación:	6	
			CT:	1200 :5	
			Puesta en trabajo:	831.40 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
			Puesta en trabajo:	10000.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
4-Transformador					
69.00		N/A	P:	18000 [kVA]	
			Z:	7.00 [%]	
			FLA	1004.09 [A]	
5-Relé ABB DPU 2000R EI					
69.00		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Invervalo de derivaciones:	[1.0 / 4.0]	
			Derivación:	1.4	
			CT:	600 :5	
			Puesta en trabajo:	168.00 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
			Puesta en trabajo:	2000.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
6-Fusible S&C SMD1A V SLO 69KV					
69.00		Fase	Nominal:	200.0 [A]	

Tabla 51. Resumen coordinación Ceibos Norte – Rama 1

4.3.4.12. CEIBOS NORTE – COORDINACIÓN RAMA 2



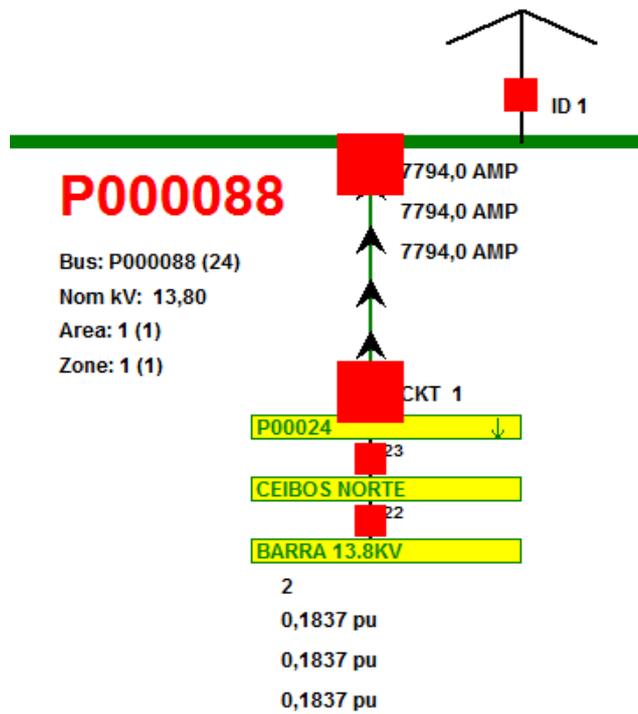


Fig. 32.4 Zona de Protección y flujo de corriente – Rama 2

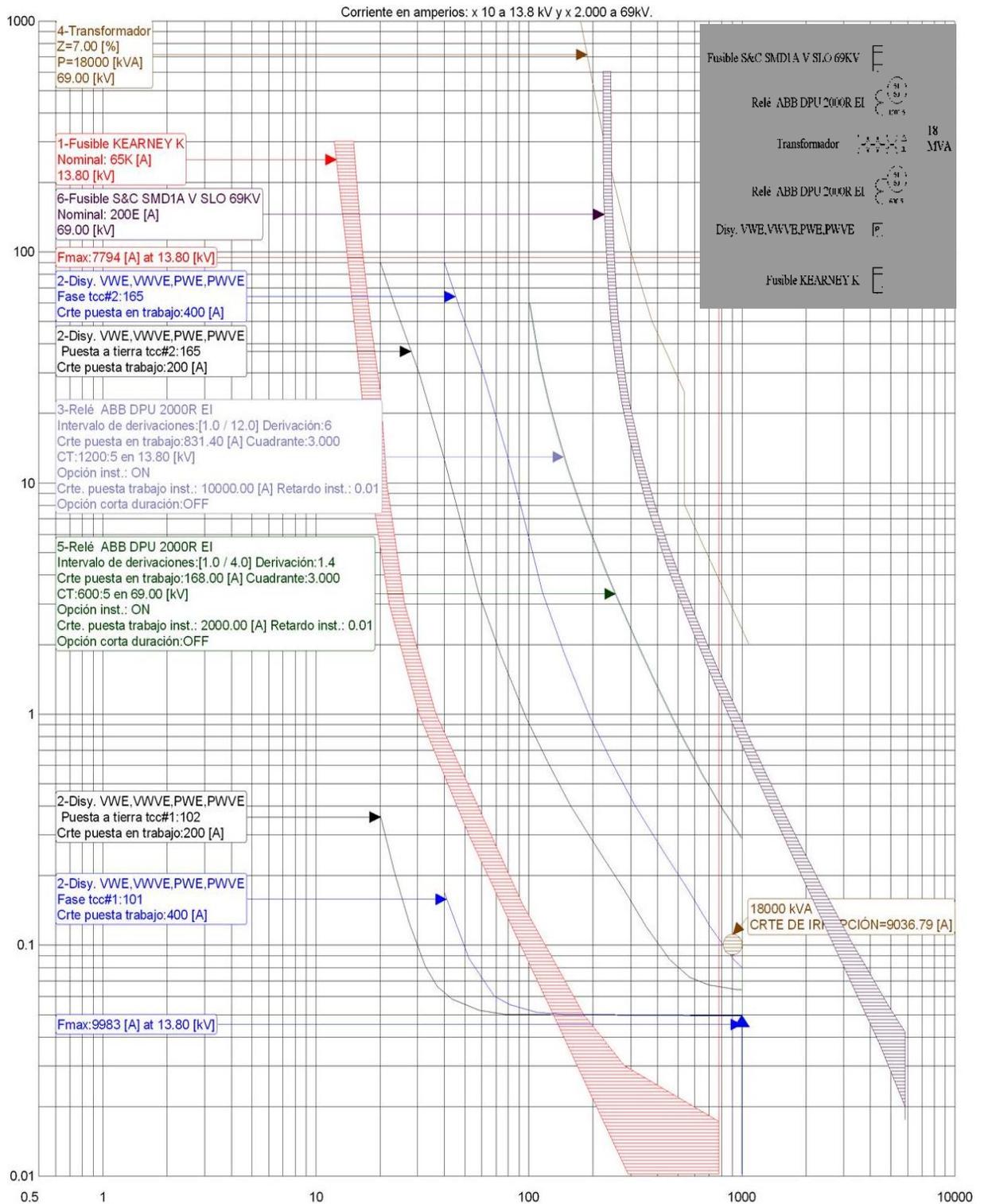


Fig. 33.4 Coordinación entre las Protecciones del Transformador de Poder, Reconector y Fusibles Alimentadora Ceibos Norte – Rama 2

Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
1-Fusible KEARNEY K					
13.80	P00088	Fase/A tierra	Nominal:	65.00 [A]	
2-Disy. VWE,VWVE,PWE,PWVE					
13.80		Fase/A tierra			
		Elemento de fase	Umbral de disparo:	400 [A]	
			Rápido:	101	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar bloqueo TCC:	4	
			Ajuste rápido (100p):	Adic. tiempo const.(102)	[s]
				Multiplicador(103):	[cycle]
				Tiempo Resp. Mín.(104):	
			Disparo por sobrecorriente Fase(130):	TCC#1	ON
				TCC#2	ON
				Mult. disparo sobrecorriente (132):	25
				Tiempo disparo por sobrecorriente(133):	1 [cycle]
		Elemento de tierra	Umbral de disparo:	200 [A]	
			Rápido:	102	
			Lento:	165	
			Accionar primer TCC:	2	
			Accionar para bloquear TCC:	4	
		Secuencia	Tiempo de reposición	30.00 [s]	
			Tiempo de reconexión:	2.0 /2.0 /5.0 [s]	
3-Relé ABB DPU 2000R EI					
13.80		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Intervalo de derivaciones:	[1.0 / 12.0]	
			Derivación:	6	
			CT:	1200 :5	
			Puesta en trabajo:	831.40 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
Tensión del disp.	Id Disp.	Tipo de protección	Option	Ajustes	Límites
			Puesta en trabajo:	10000.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
4-Transformador					
69.00		N/A	P:	18000 [kVA]	
			Z:	7.00 [%]	
			FLA	1004.09 [A]	
5-Relé ABB DPU 2000R EI					
69.00		Fase	Cuadrante:	3.000	
			Intervalo de derivaciones:	[1.0 / 4.0]	
			Derivación:	1.4	
			CT:	600 :5	
			Puesta en trabajo:	168.00 [A]	
			Opción inst.:	ON	
			Derivación:	0.5 / 4.0 (INST)	
			Puesta en trabajo:	2000.00 [A]	
			Tiempo puesta en trabajo:	0.01 [s]	
6-Fusible S&C SMD1A V SLO 69KV					
69.00		Fase	Nominal:	200.0 [A]	

Tabla 52.Resumen coordinación Ceibos Norte – Rama 2

4.4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El Estudio las Coordinaciones se las realizaron tomando en cuenta las corrientes de falla, los conceptos, cálculos preliminares y recomendaciones generales, normas para el ajuste de los relés; así como los criterios de coordinación, como es el aislamiento selectivo de la falla en protección primaria y de respaldo y los requerimientos de Operación del Sistema Eléctrico.

Los Estudios de Coordinación de Protecciones son necesarios para seleccionar o verificar las características de los dispositivos de protección tales como fusibles, interruptores en baja tensión, restauradores y relevadores que se usan en los esquemas de protección para liberar las fallas.

Con los Estudios de Flujo de Potencia y de Cortocircuito se determinan los ajustes que proporcionen selectividad cuando se requiera aislar una falla en cada punto del estudio base.

En los Esquemas de Coordinación se nota que por motivos de las corrientes de fallas del orden de los 10KA obtenidas en el Capítulo III. La coordinación entre los ramales de la troncal principal no existirá (Fusible-Reconectador), como se indica gráficamente en las figuras previas a cada ajuste.

Esto conlleva a que las fallas sucedidas en los ramales serán despejadas por el fusible más cercano, en caso de no ser así, esta falla permanente podría sacar la alimentadora por completo.

Los elementos de interrupción automática como el Intellirupter y el SwitchVista evitaban pérdidas de cargas importantes por fallas externas en nuestro caso las urbanizaciones privadas.

El Relé 87T está ajustado para soportar cambios como la Corriente de Magnetización, cambios de Taps, saturaciones en los CT'S y fallas externas; evitando así su operación errónea en estos posibles eventos.

El error debido a las restricciones que afectan a los CT`s es bueno, debido al amplio rango de taps que presenta el relé TPU2000R.

Los ajustes de los relés 46, 81, fueron ajustados en base a las normas ANSI/IEEE, para alarma y protección del transformador respectivamente.

Los Relés Instantáneos y de Tiempo Definido 50 y 51 respectivamente, han sido ajustados para despejes de la máxima corriente de falla en el menor tiempo posible, evitando daños en los equipos y de pérdidas humanas.

Teniendo en cuenta la recomendación del Capítulo III, la utilización de una impedancia de falla ayudaría a que la coordinación sea más selectiva entre la troncal principal y sus ramales.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al finalizar el proyecto y después de analizar los diferentes Estudios Eléctricos se plantea lo siguiente:

1. De acuerdo al Estudio de Flujo de Carga, la Subestación Las Cumbres trabaja sin inconvenientes de sobrecarga, con sus voltajes y capacidades dentro de los rangos normales.
2. Las sobrecargas en los Elementos de Distribución del Sistema se encuentran dentro de las capacidades óptimas de funcionamiento. Para el caso del Transformador de Fuerza su cargabilidad es del 53% en mínima demanda con capacidad OA y de 62% para máxima demanda

con capacidad FA, siendo este último el 83% de la capacidad OA. En el caso de las líneas de distribución la mayor cargabilidad presente es del 48% también encontrándose dentro de los límites aceptables distribuyendo menos de 400A.

3. Durante la Operación en Estado Estable del Sistema, los valores de voltaje en las barras se encuentran entre 1 y 0.97 pu, lo que indica que el sistema está trabajando dentro de los niveles requeridos del $\pm 5\%$ del voltaje nominal.
4. Las Corrientes de Falla simuladas en los puntos más lejanos de la subestación se van amortiguando considerablemente por el hecho de que los Sistemas de Distribución son más resistivos que inductivos.
5. Se recomienda tomar en cuenta que actualmente las corrientes de falla son similares a la capacidad de interrupción de los reconectores a la salida de la barra de 13.8KV; por lo que en un futuro ante un eventual incremento de las corrientes de falla, dichos elementos deberán ser remplazados por otros de mayor capacidad de interrupción.
6. También se podría utilizar impedancia de fallas en el transformador de poder para disminuir la magnitud de las corrientes de fallas.

7. El Estudio de Coordinación se lo realizó para corrientes de fallas máximas obtenidas en el Estudio de Cortocircuito y la selección de los dispositivos de protección en base a las corrientes nominales proporcionadas por el Estudio de Flujo de potencia.
8. Los ajustes de los relés de protección fueron establecidos de acuerdo a las normas ANSI/IEEE, que obedecen a los criterios de protección para una buena coordinación.
9. Para la Coordinación, en los esquemas de protección se tomó en cuenta el fusible de alta SMD-1A ya que se tendría un sistema más confiable; pero vale recalcar que no está conectado, consta físicamente pero no está conectado aunque entran en el esquema de conexiones de la Subestación.
10. En los Esquemas de Coordinación se nota que por motivos de las corrientes de fallas del orden de los 10KA, la coordinación entre los ramales de la troncal principal no existirá (Fusible-Reconectador), como se indica gráficamente en las figuras previas a cada ajuste. Esto conlleva a que las fallas sucedidas en los ramales serán despejadas por el fusible más cercano, en caso de no ser así, esta falla permanente podría sacar la alimentadora por completo.

11. Los elementos de interrupción automática como el Intellirupter y el SwitchVista evitarán pérdidas de cargas importantes por fallas externas en nuestro caso las urbanizaciones privadas.
12. El Relé 87T está ajustado para soportar cambios como la Corriente de Magnetización, cambios de taps, saturaciones en los CT'S y fallas externas; evitando así su operación errónea en estos posibles eventos.
13. El error debido a las restricciones que afectan a los CT's es bueno, debido al amplio rango de taps que presenta el relé TPU2000R.
14. Los ajustes de los relés 46, 81, fueron ajustados en base a las normas ANSI/IEEE, para alarma y protección del transformador respectivamente.
15. Los Relés Instantáneos y de Tiempo Definido 50 y 51 respectivamente, han sido ajustados para despejes de la máxima corriente de falla en el menor tiempo posible, evitando daños en los equipos y de pérdidas humanas.
16. Para que el Sistema sea más selectivo y así brindar una mejor continuidad de servicio de calidad; se deben monitorear constantemente todo el sistema para evitar sobrecargas en los elementos, teniendo en cuenta las recomendaciones dadas en los capítulos desarrollados.
17. El uso de los programas computacionales aplicados a estudios de Protecciones de Sistemas Eléctricos son de gran utilidad para

desarrollo y estudios de proyectos ya realizados, simulando todos los eventos posibles a los que puede estar expuesto el sistema, siendo desarrollados en el menor tiempo posible y sin pérdidas económicas.

BIBLIOGRAFÍA

[1] J.Lewis Blackburn y Thomas J. Domin, Protective Relaying Principles and Applications, Editorial Taylor & Francis, 2006.

[2] ALSTOM (Firm), Network protection & automation guide, Editorial Levallois-Perret, 2002.

[3] Mason Russell, El Arte y La Ciencia de la Protección por Relevadores, Editorial Continental S.A., 1971

[4] Standard IEEE, Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis, IEEE STD 399-1990.

[5] ABB, Manual Unidad de Protección de Transformadores TPU2000R, USA 2001.

[6] ANSI/IEEE C37.13-1990. Standard for Low-Voltage AC Power Circuit Breakers Used in Enclosures.

[7] ANSI/IEEE C57.110. IEEE Recommended Practice for Establishing Transformer Capability When Supplying Non-sinusoidal Load Currents.

[8] IEC 60044. Electronic current transformers.

[9] ANSI/IEEE C37.102-1995. IEEE Guide for AC Generator Protection

[10] ANSI/IEEE Std. 1547-2003. Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems

ANEXOS 1

NORMA ANSI/IEEE C37.13-1990

Las normas de ANSI que se dirigen al cálculo de fallas en cortocircuito para el medio y alto voltaje son:

ANSI Std 37. 010-1979

ANSI Std 37. 5-1979

Las normas de ANSI que se dirigen al cálculo de fallas en cortocircuito para bajo voltaje son:

ANSI Std 37. 13-1990

NORMA ANSI/IEEE C57.110

ÍNDICES DE ARMÓNICOS PARA TRANSFORMADORES

La norma ANSI/IEEE C57.110 de 1998 establece los criterios de cargabilidad de transformadores de potencia que alimentan cargas no lineales. Se asume que se trata de la energización del transformador y la protección es bloqueada para evitar una operación incorrecta.

El método más común para evitar estas operaciones incorrectas es el uso del contenido de armónicos para discriminar entre corrientes de magnetización y de cortocircuito, lo que se denomina restricción por armónicos.

NORMA IEC 60044

Esta parte de la norma IEC 60044 se aplica a los de nueva fabricación transformadora de corriente eléctrica para su uso con instrumentos de medición y dispositivos de protección eléctrica. Los núcleos de protección en transformadores de corriente se especificarán con un factor límite de precisión (ALF), igual a 20 y clase de precisión de 5%, utilizando la denominación 5P20, según la Norma IEC – 60044. En los núcleos destinados a protección, se deberá garantizar la clase de precisión para el burden nominal y hasta 20 veces la corriente nominal. Para núcleos de protección, el proveedor deberá garantizar la clase de precisión requerida en todas las relaciones de corriente.

NORMA IEEE C37.102

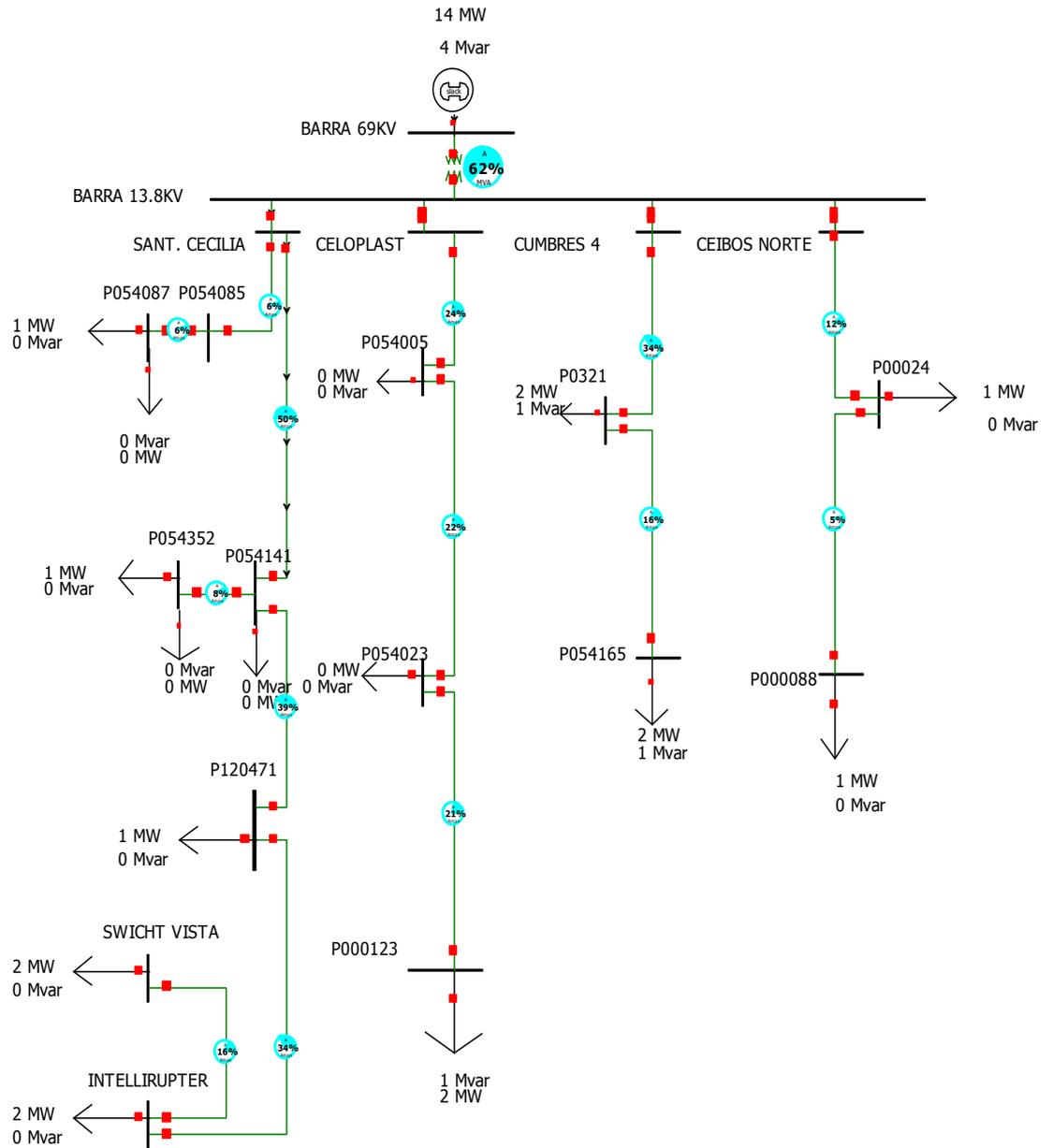
Esta norma aplicada establece que la protección de carga no balanceada se efectúa detectando las corrientes de secuencia negativa (46), cuya presencia indica que se tiene asimetrías eléctricas que reflejan la existencia de una asimetría mecánica en el eje del generador; es decir, que se tiene conectada una carga no balanceada.

NORMA IEEE Std. 1547-2003

Esta norma se aplica para casos en que se tienen sobre-frecuencias (81-o) que ocurren por disminución de carga del generador y la máquina no logra estabilizar su frecuencia oportunamente y para Bajas frecuencias (81-u) que ocurren por la pérdida de la capacidad del grupo de atender la carga conectada.

ANEXOS 2

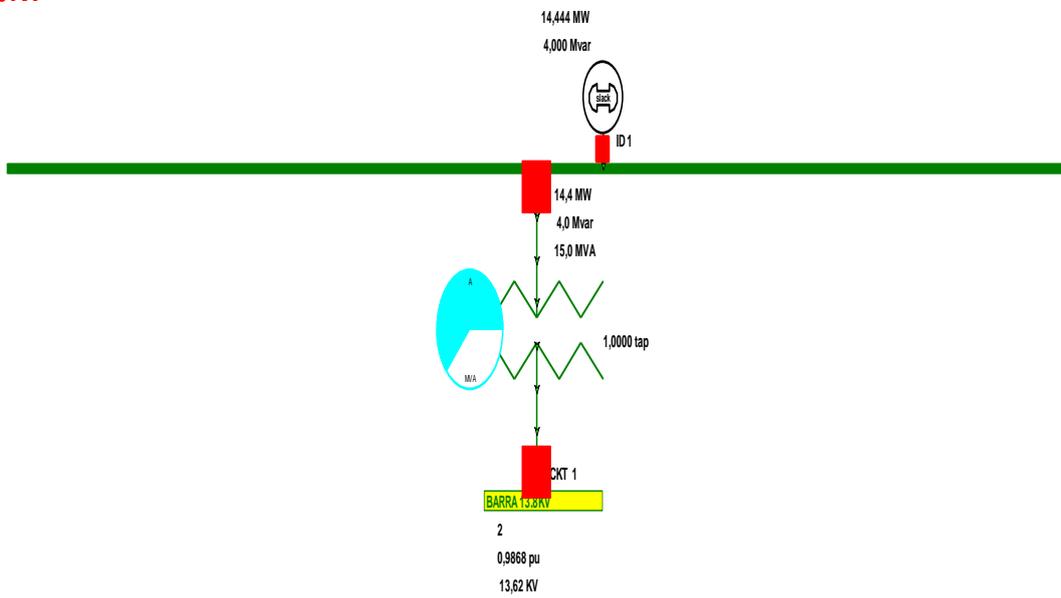
FLUJO DE POTENCIA EN CARGA MÁXIMA



BARRA 69KV

Bus: BARRA 69KV (1)
 Nom kV: 69,00
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

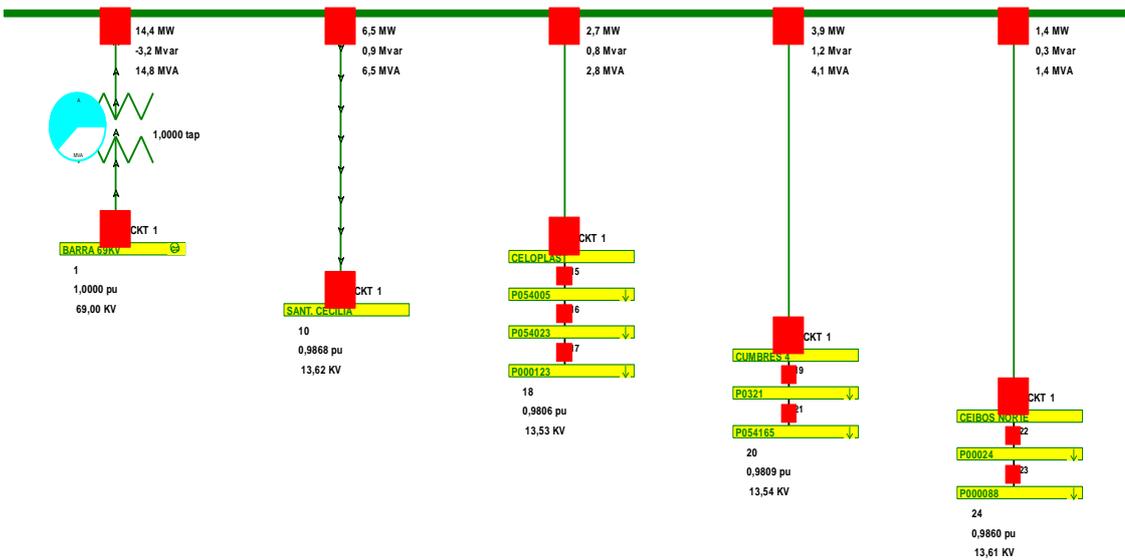
1,0000 pu
 69,00 KV
 0,00 Deg
 0,00 €/MWh



BARRA 13.8KV

Bus: BARRA 13.8KV (2)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9868 pu
 13,62 KV
 -3,06 Deg
 0,00 €/MWh

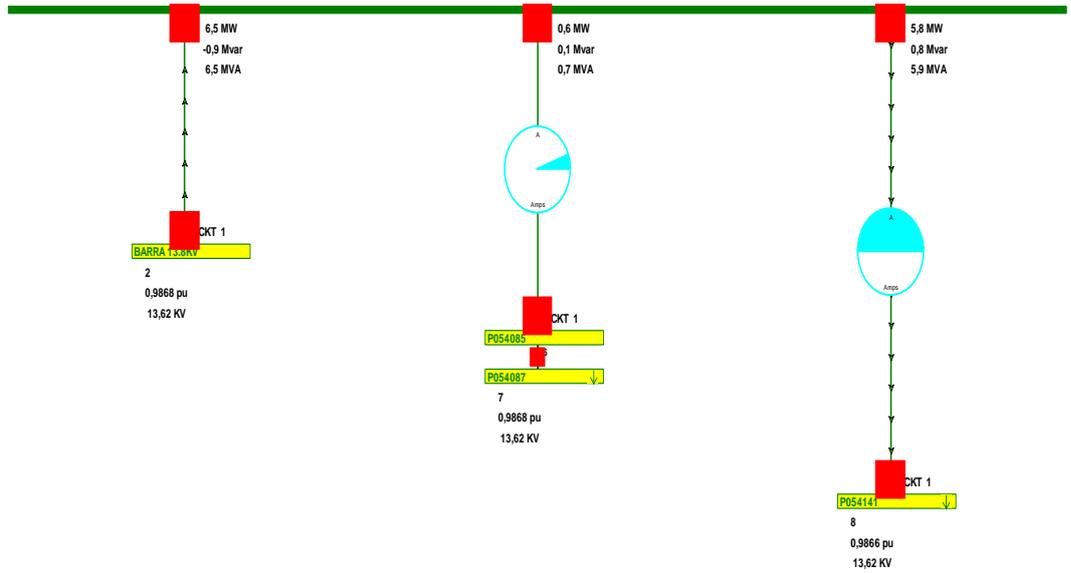


System State

SANT. CECILIA

Bus: SANT. CECILIA (10)
 Nom KV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9868 pu
 13,62 KV
 -3,06 Deg
 0,00 €/MWh

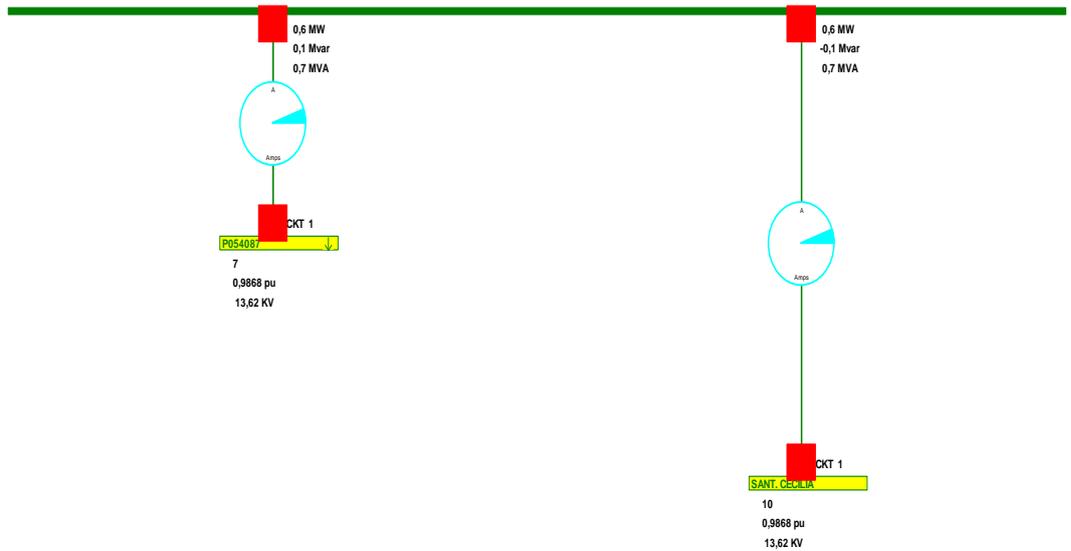


System State

P054085

Bus: P054085 (6)
 Nom KV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9868 pu
 13,62 KV
 -3,06 Deg
 0,00 €/MWh

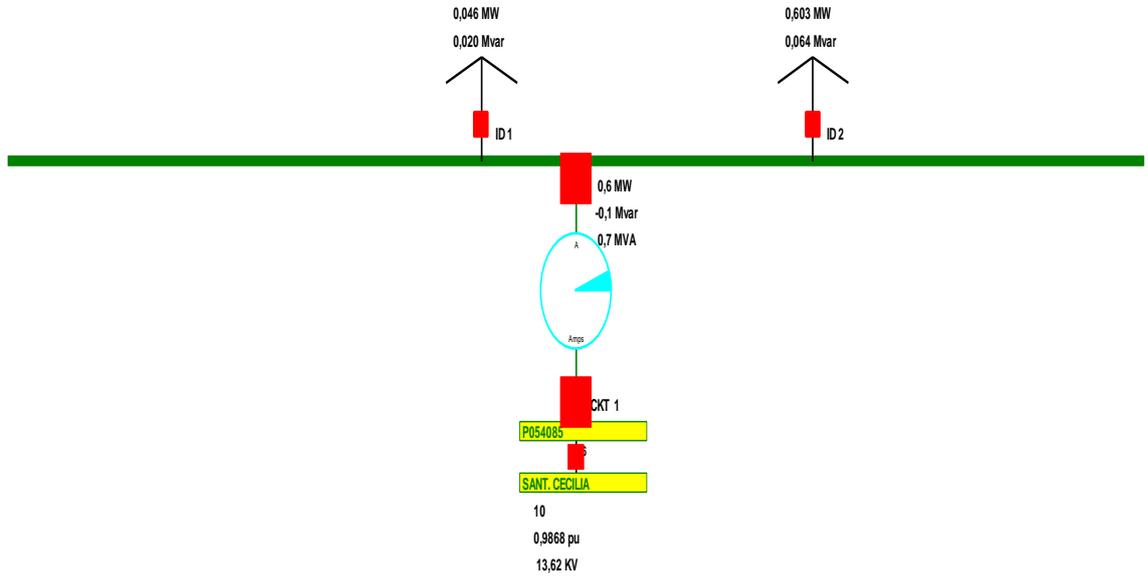


System State

P054087

Bus: P054087 (7)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

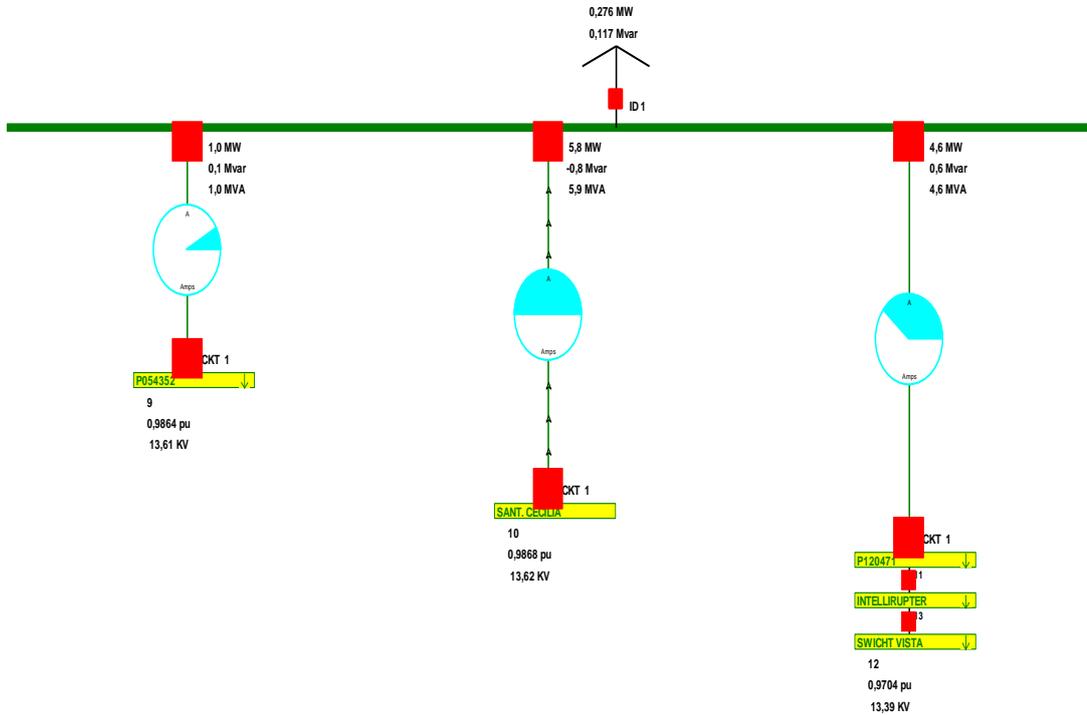
0,9868 pu
 13,62 KV
 -3,06 Deg
 0,00 €/MWh



P054141

Bus: P054141 (8)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9866 pu
 13,62 KV
 -3,07 Deg
 0,00 €/MWh

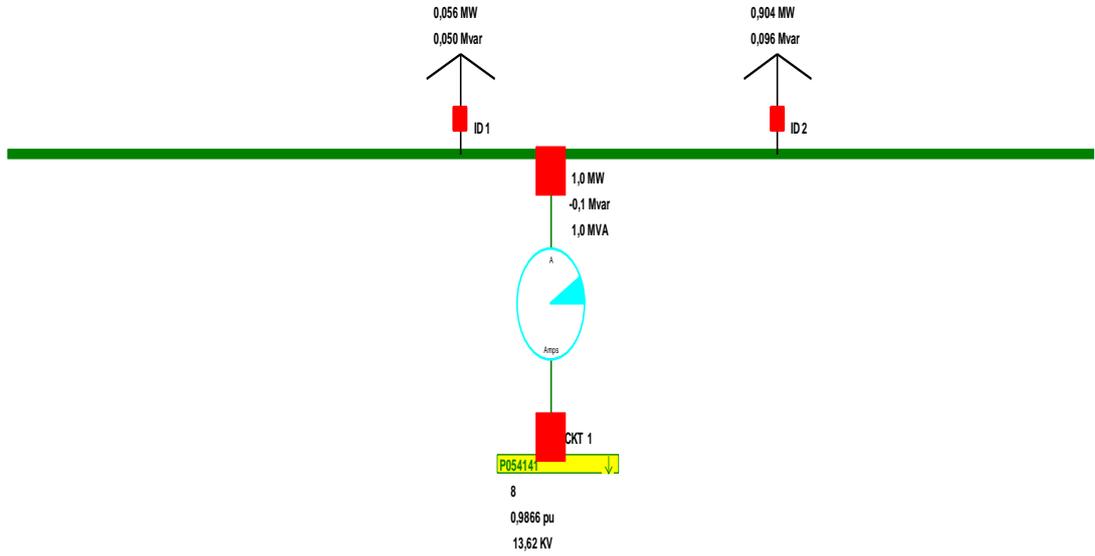


System State

P054352

Bus: P054352 (9)
Nom kV: 13,80
Area: 1 (1)
Zone: 1 (1)

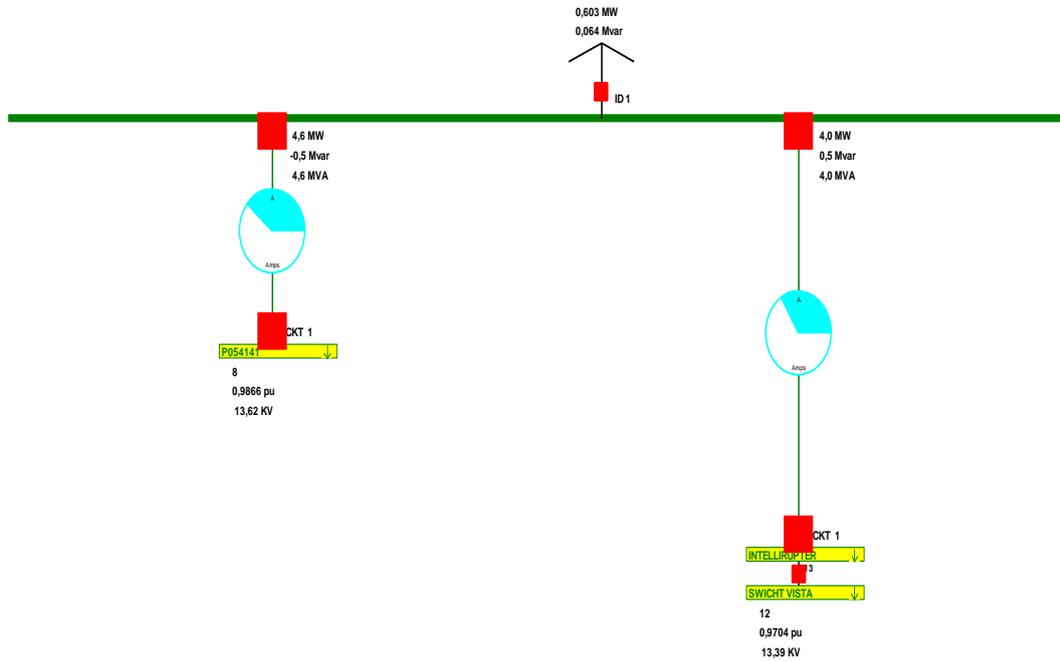
0,9864 pu
13,61 KV
-3,09 Deg
0,00 €/MWh



P120471

Bus: P120471 (11)
Nom kV: 13,80
Area: 1 (1)
Zone: 1 (1)

0,9828 pu
13,56 KV
-3,36 Deg
0,00 €/MWh

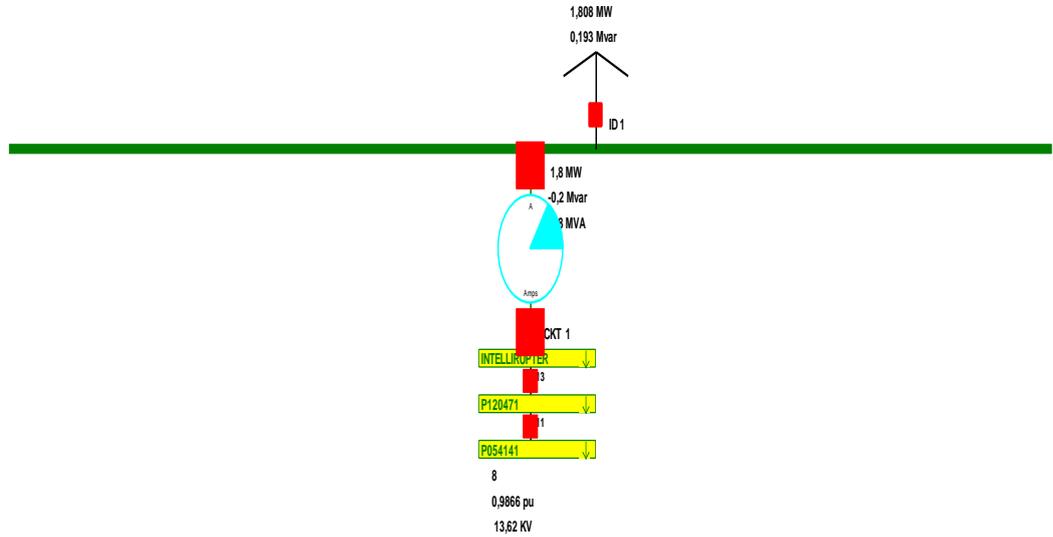


System State

SWICHT VISTA

Bus: SWICHT VISTA (12)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

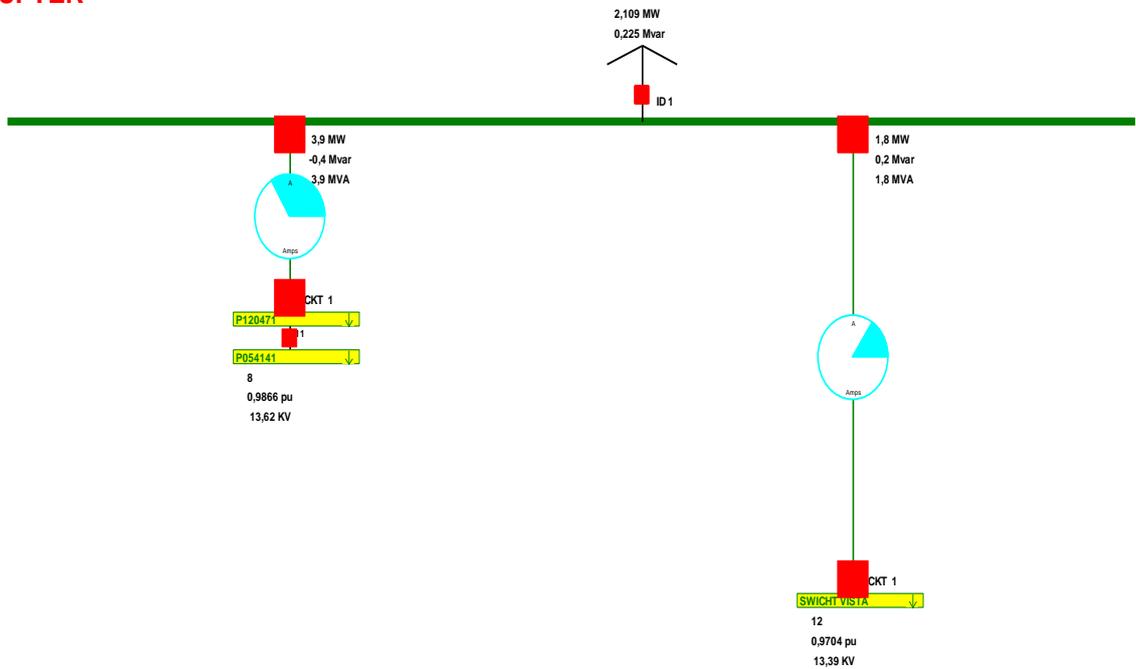
0,9704 pu
 13,39 KV
 -4,32 Deg
 0,00 €/MWh



INTELLIRUPTER

Bus: INTELLIRUPTER (13)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9719 pu
 13,41 KV
 -4,20 Deg
 0,00 €/MWh

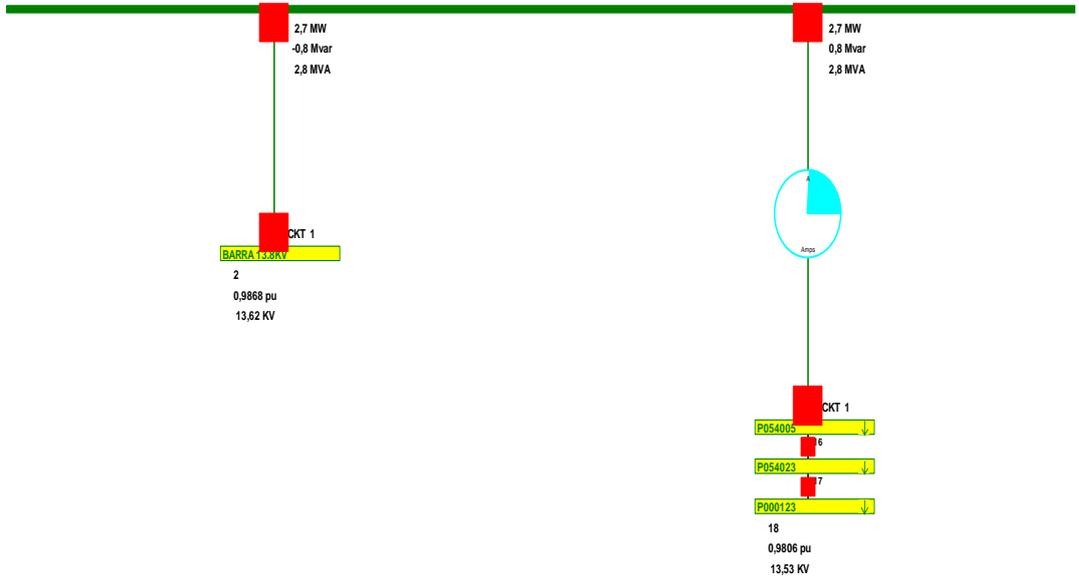


System State

CELOPLAST

Bus: CELOPLAST (15)
 Nom KV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9868 pu
 13,62 KV
 -3,06 Deg
 0,00 €/MWh

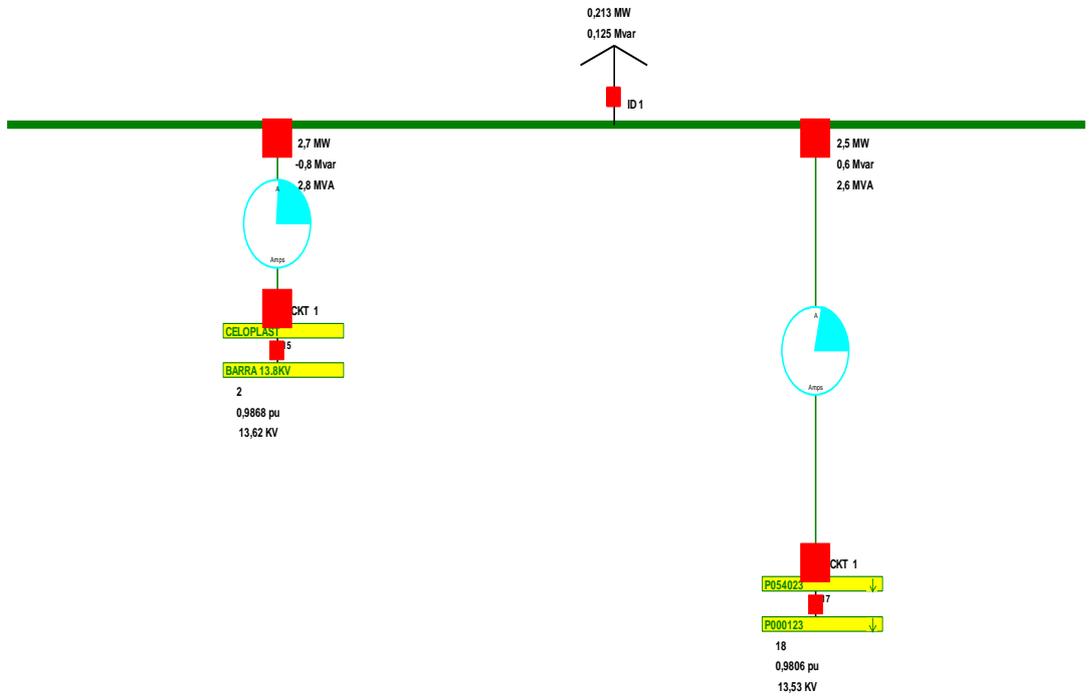


System State

P054005

Bus: P054005 (16)
 Nom KV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9860 pu
 13,61 KV
 -3,11 Deg
 0,00 €/MWh

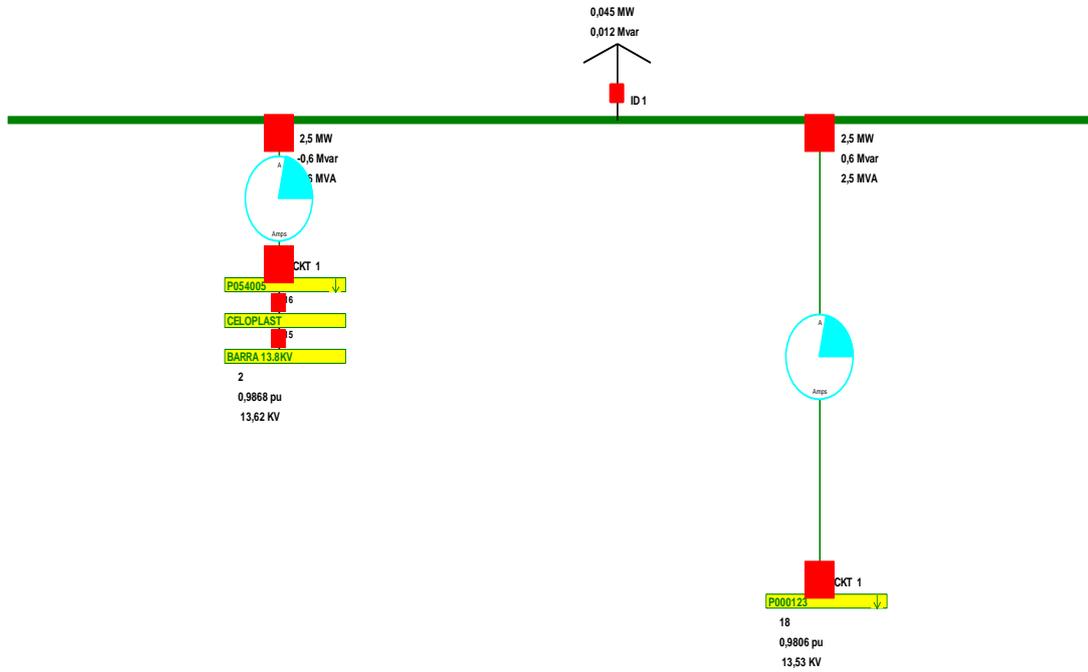


System State

P054023

Bus: P054023 (17)
Nom KV: 13,80
Area: 1 (1)
Zone: 1 (1)

0,9809 pu
13,54 KV
-3,40 Deg
0,00 €/MWh

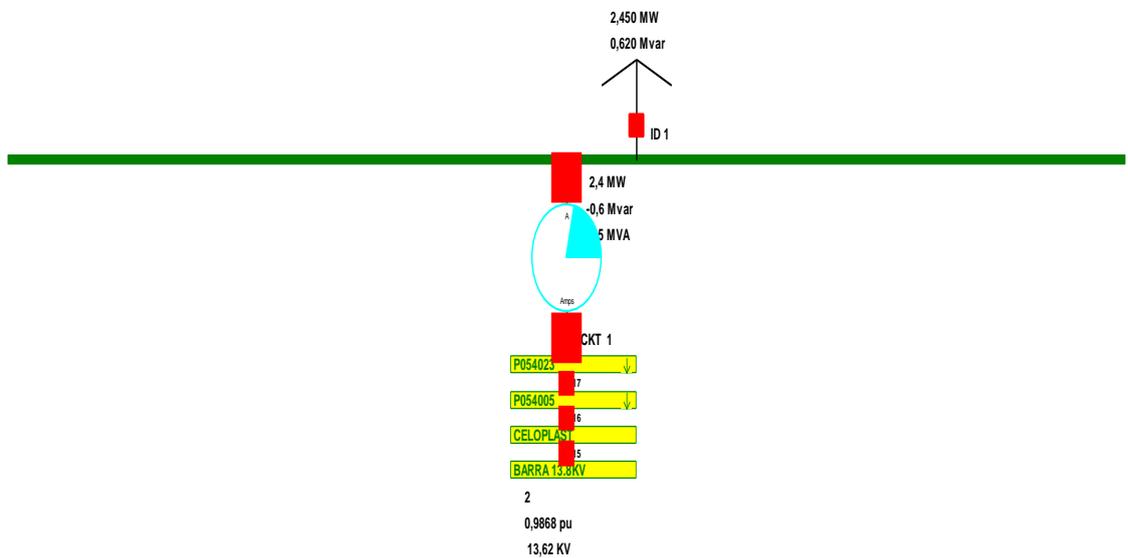


System State

P000123

Bus: P000123 (18)
Nom KV: 13,80
Area: 1 (1)
Zone: 1 (1)

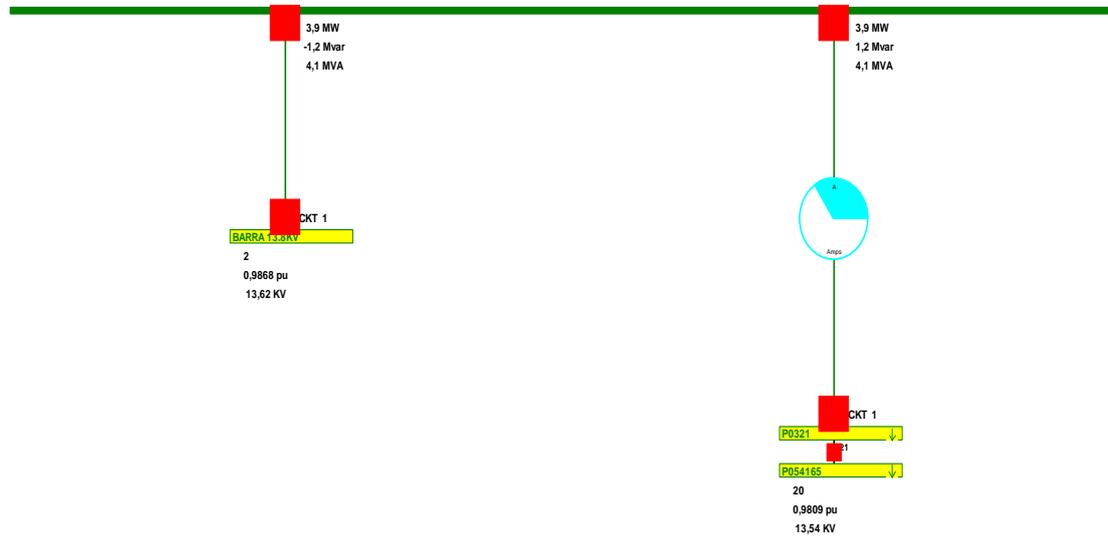
0,9806 pu
13,53 KV
-3,42 Deg
0,00 €/MWh



CUMBRES 4

Bus: CUMBRES 4 (19)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9868 pu
 13,62 KV
 -3,06 Deg
 0,00 €MWh

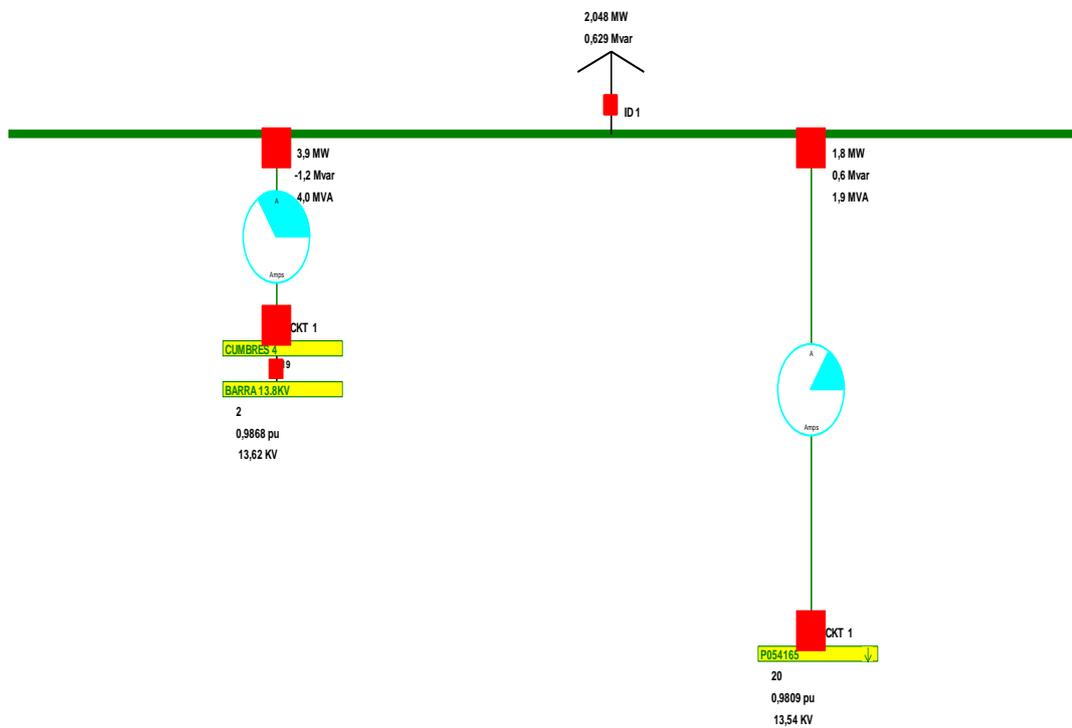


System State

P0321

Bus: P0321 (21)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9823 pu
 13,56 KV
 -3,30 Deg
 0,00 €MWh

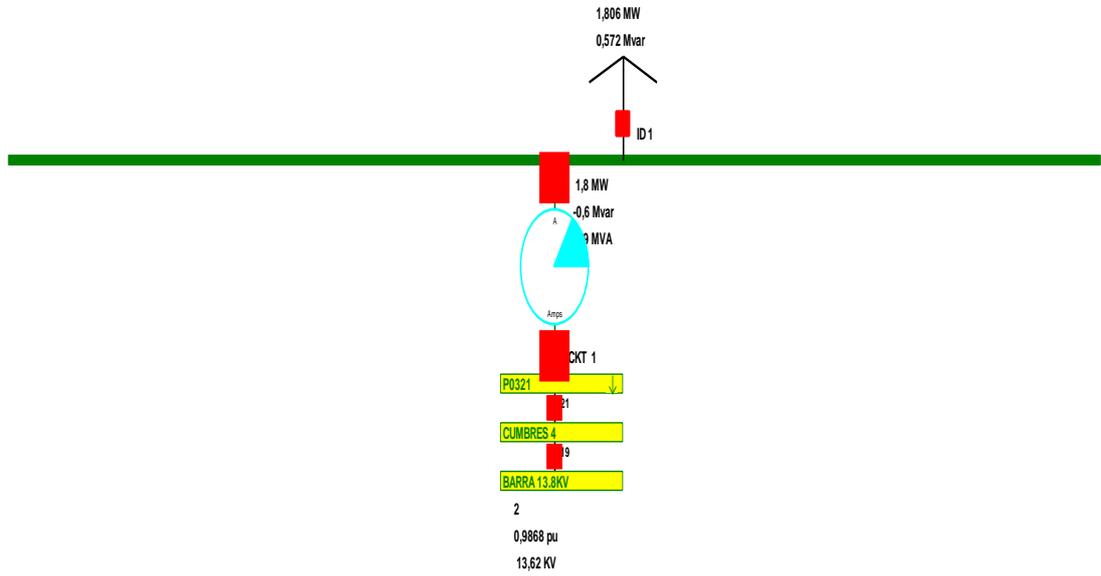


System State

P054165

Bus: P054165 (20)
 Nom KV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

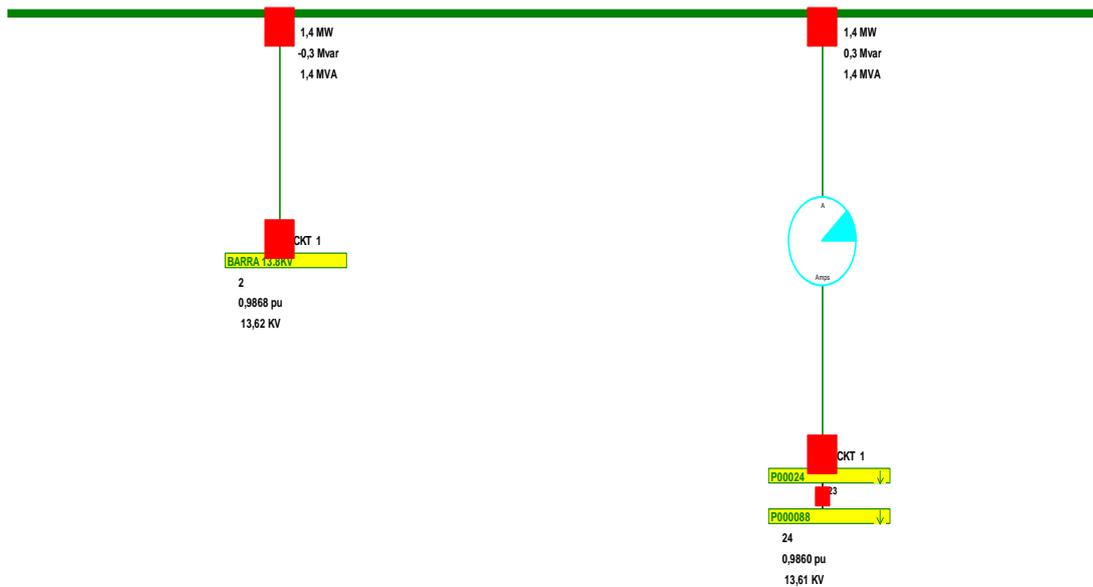
0,9809 pu
 13,54 KV
 -3,37 Deg
 0,00 €/MWh



CEIBOS NORTE

Bus: CEIBOS NORTE (22)
 Nom KV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9868 pu
 13,62 KV
 -3,06 Deg
 0,00 €/MWh

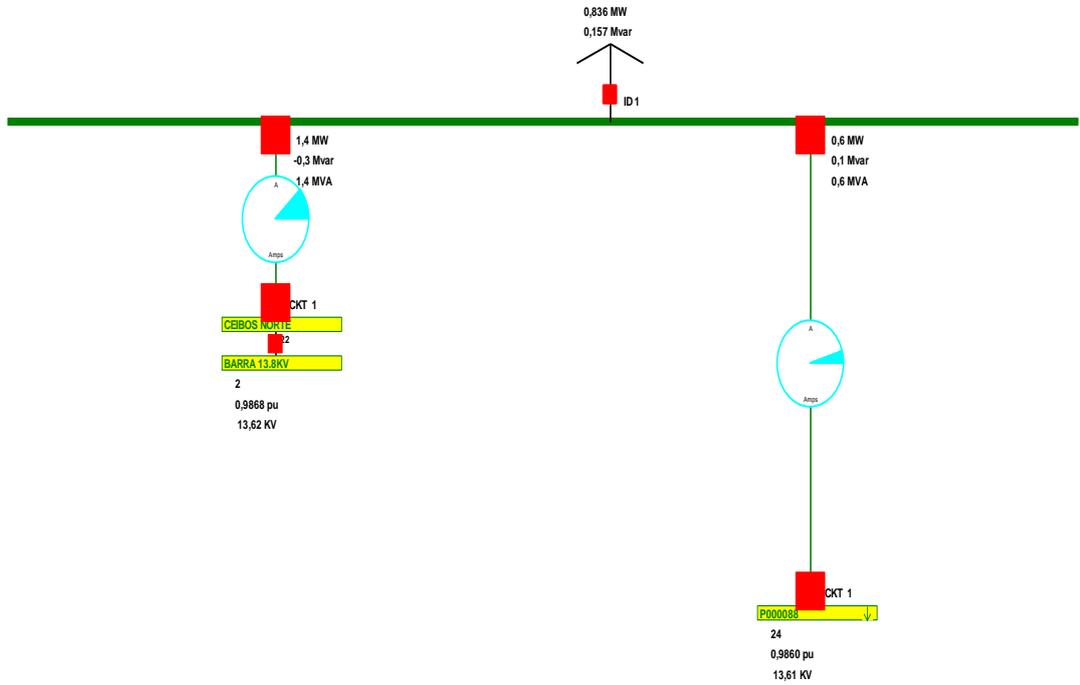


System State

P00024

Bus: P00024 (23)
Nom KV: 13,80
Area: 1 (1)
Zone: 1 (1)

0,9861 pu
13,61 KV
-3,11 Deg
0,00 €/MWh

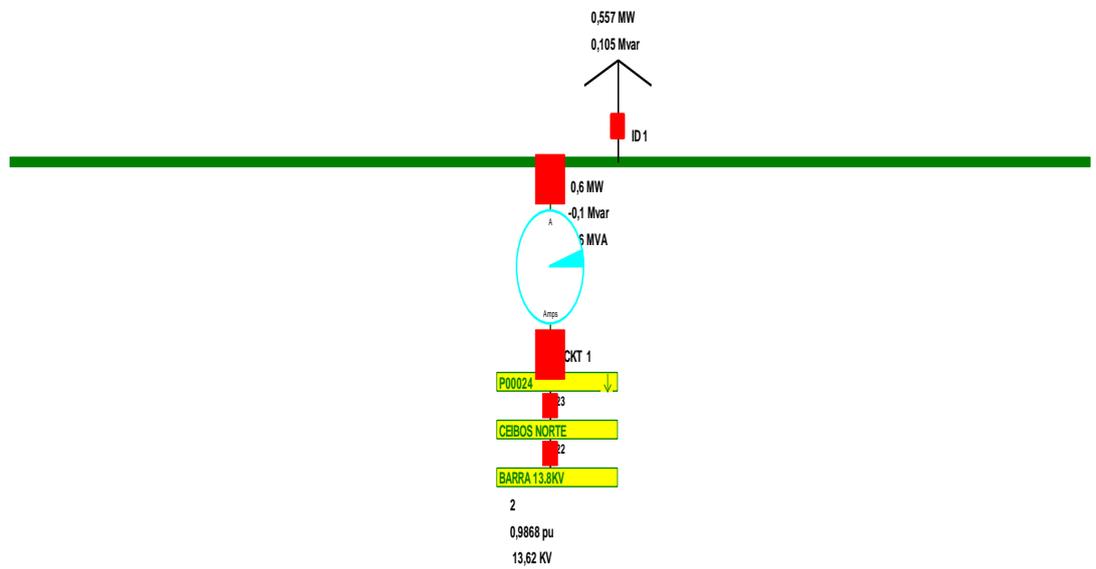


System State

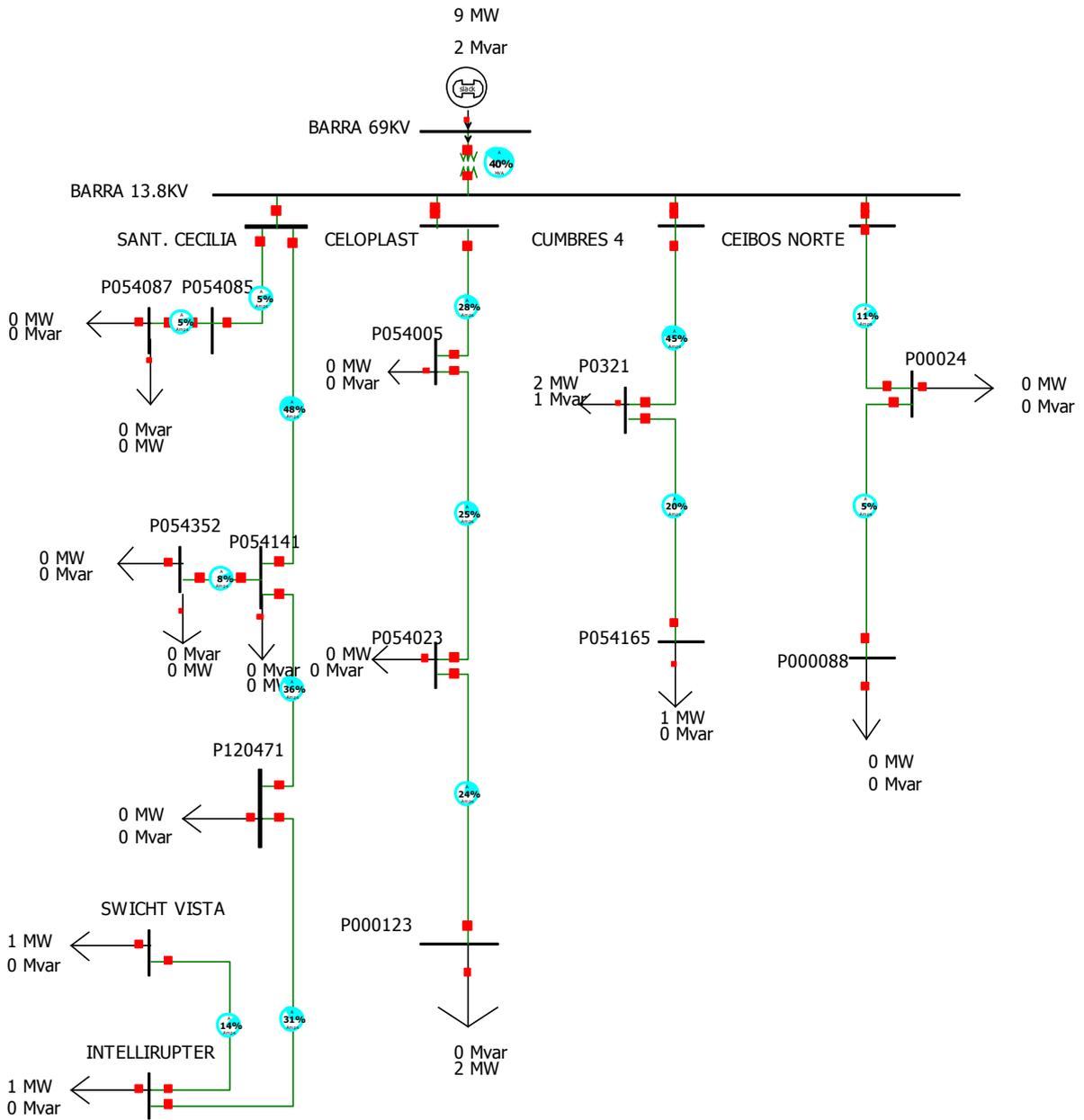
P000088

Bus: P000088 (24)
Nom KV: 13,80
Area: 1 (1)
Zone: 1 (1)

0,9860 pu
13,61 KV
-3,11 Deg
0,00 €/MWh



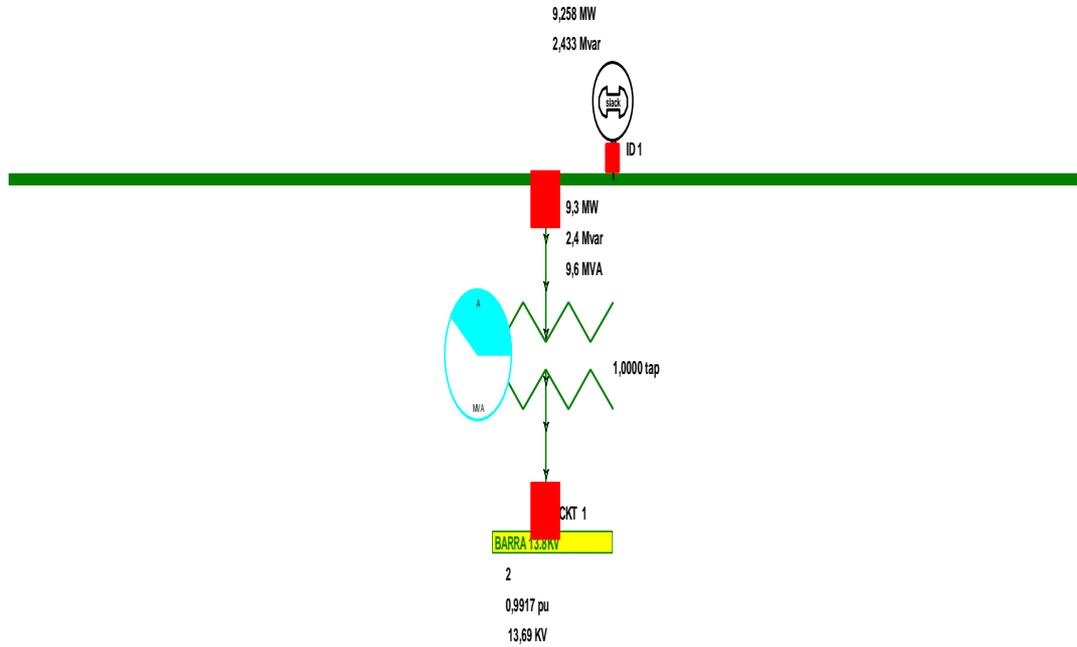
FLUJO DE POTENCIA EN CARGA MÍNIMA



BARRA 69KV

Bus: BARRA 69KV (1)
 Nom kV: 69,00
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

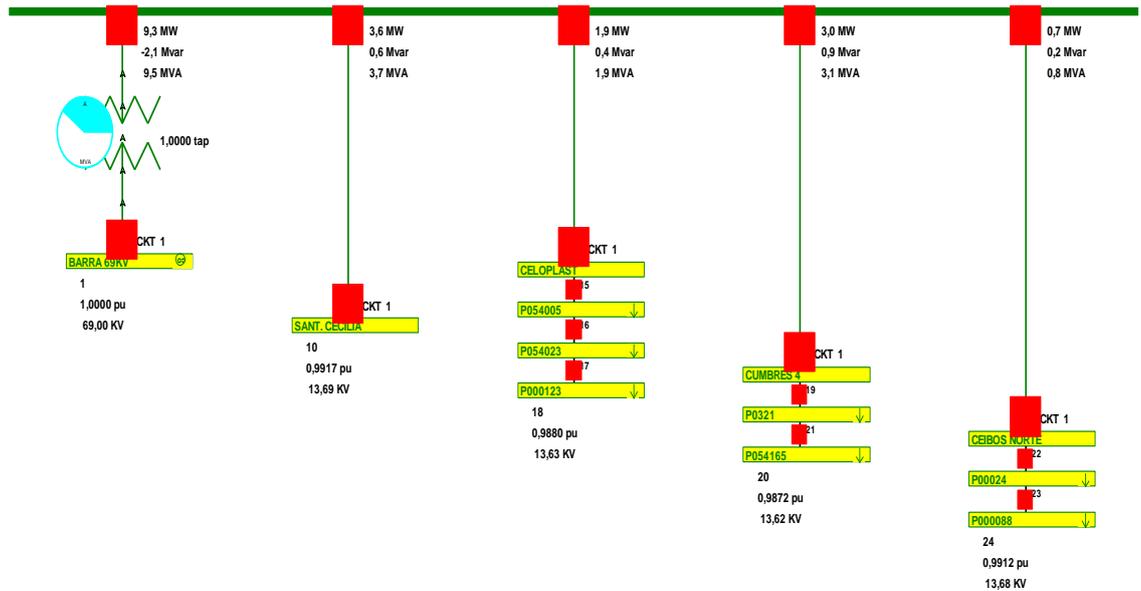
1,0000 pu
 69,00 KV
 0,00 Deg
 0,00 \$/MWh



BARRA 13.8KV

Bus: BARRA 13.8KV (2)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9917 pu
 13,69 KV
 -1,95 Deg
 0,00 \$/MWh

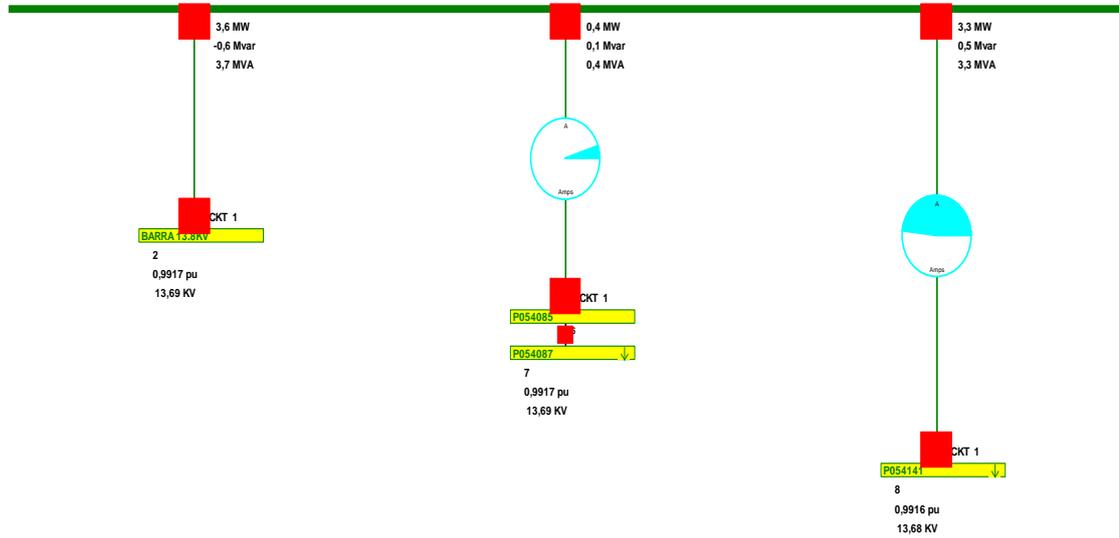


System State

SANT. CECILIA

Bus: SANT. CECILIA (10)
 Nom KV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

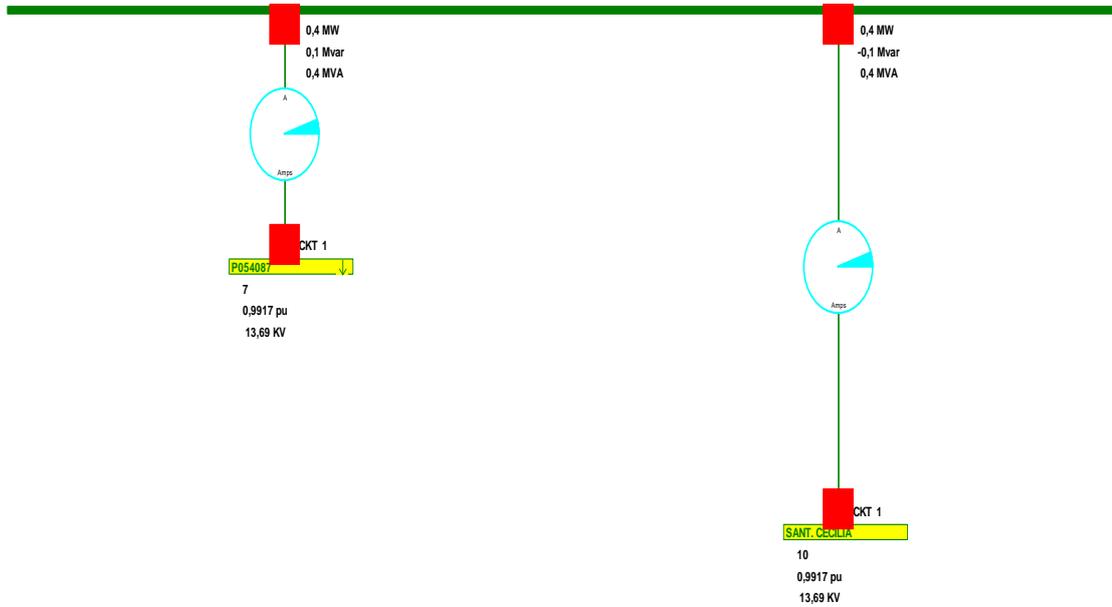
0,9917 pu
 13,69 KV
 -1,95 Deg
 0,00 \$MWh



P054085

Bus: P054085 (6)
 Nom KV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

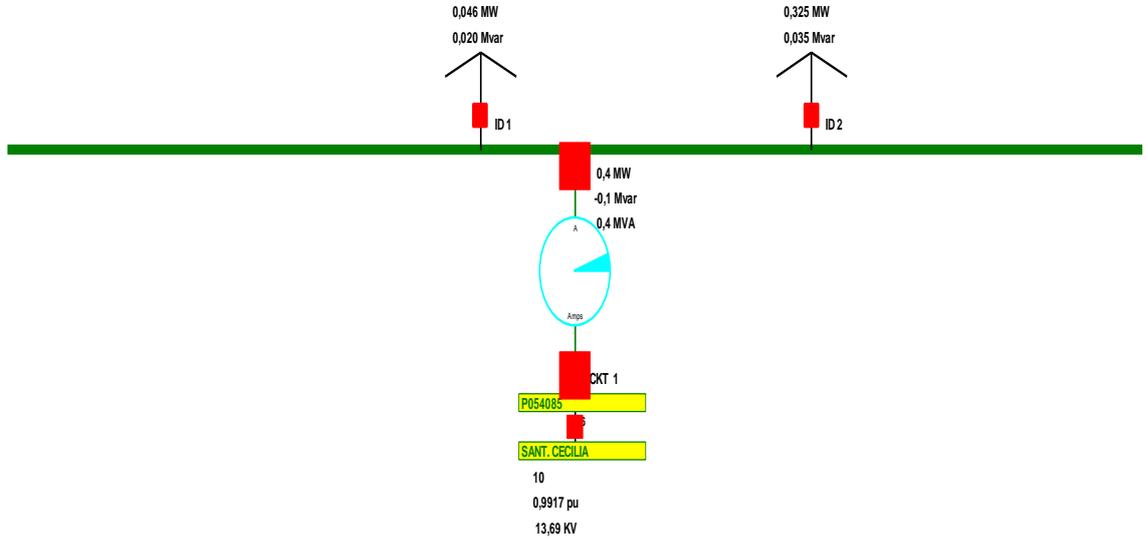
0,9917 pu
 13,69 KV
 -1,95 Deg
 0,00 \$MWh



P054087

Bus: P054087 (7)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

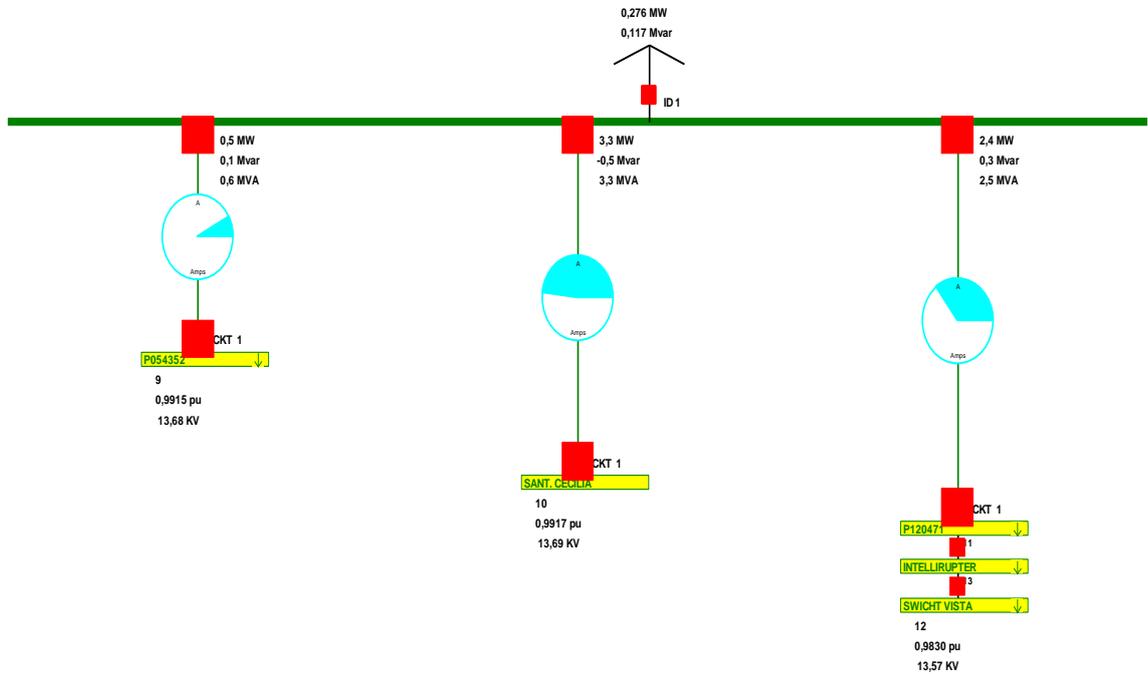
0,9917 pu
 13,69 KV
 -1,95 Deg
 0,00 SMWh



P054141

Bus: P054141 (8)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9916 pu
 13,68 KV
 -1,96 Deg
 0,00 SMWh

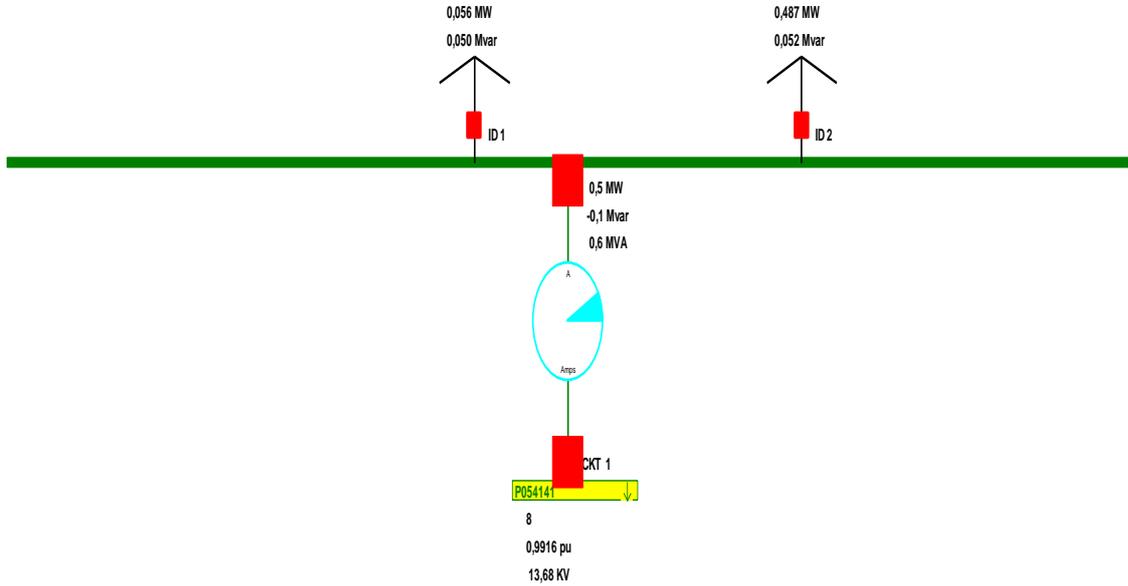


System State

P054352

Bus: P054352 (9)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

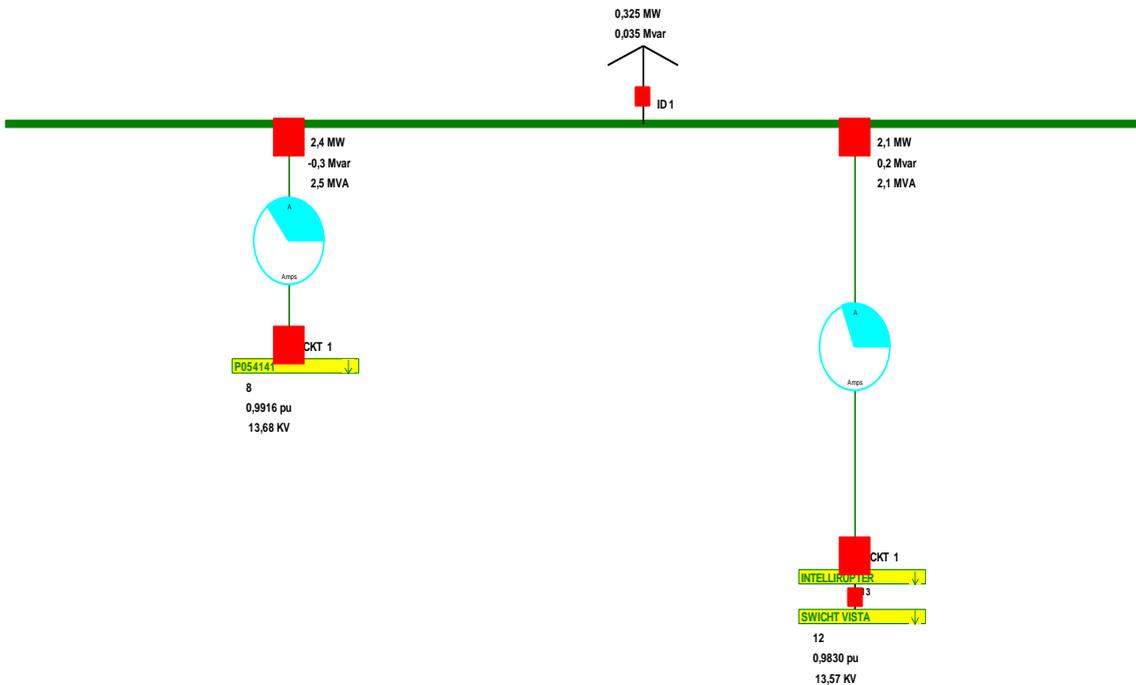
0,9915 pu
 13,68 KV
 -1,97 Deg
 0,00 \$/MWh



P120471

Bus: P120471 (11)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9896 pu
 13,66 KV
 -2,11 Deg
 0,00 \$/MWh

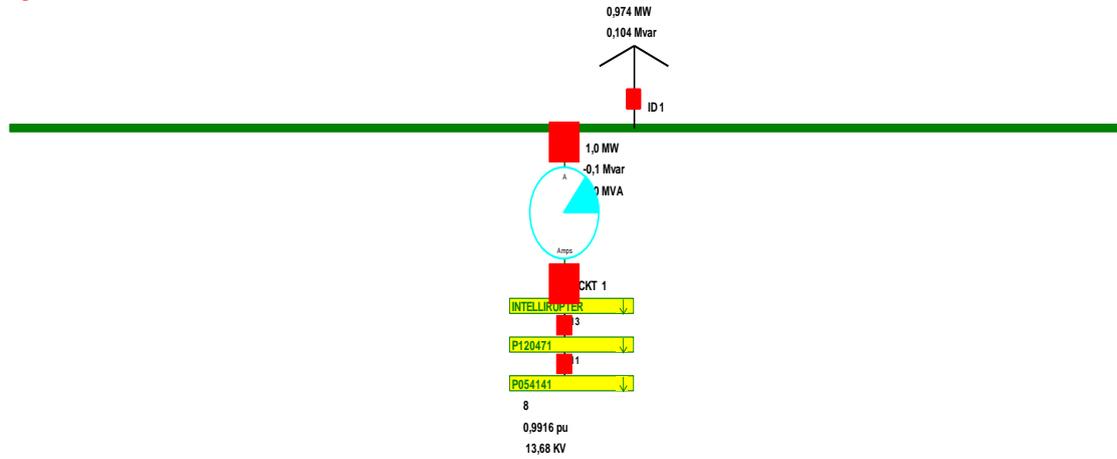


System State

SWICHT VISTA

Bus: SWICHT VISTA (12)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

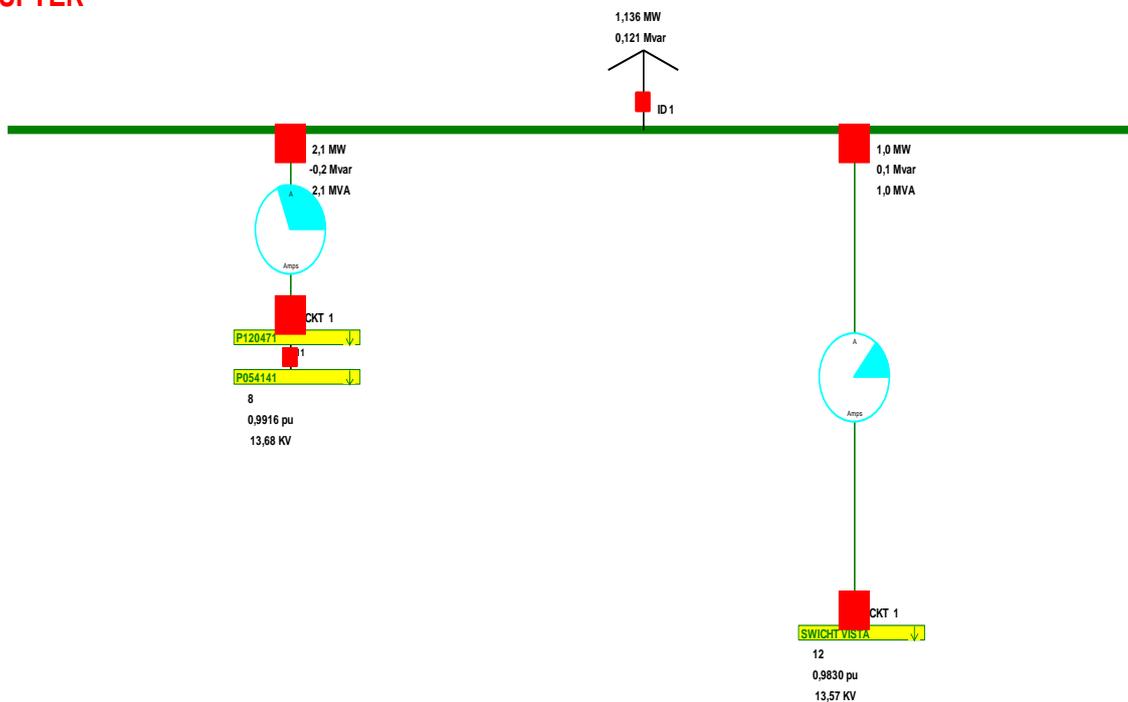
0,9830 pu
 13,57 KV
 -2,62 Deg
 0,00 \$/MWh



INTELLIRUPTER

Bus: INTELLIRUPTER (13)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9838 pu
 13,58 KV
 -2,55 Deg
 0,00 \$/MWh

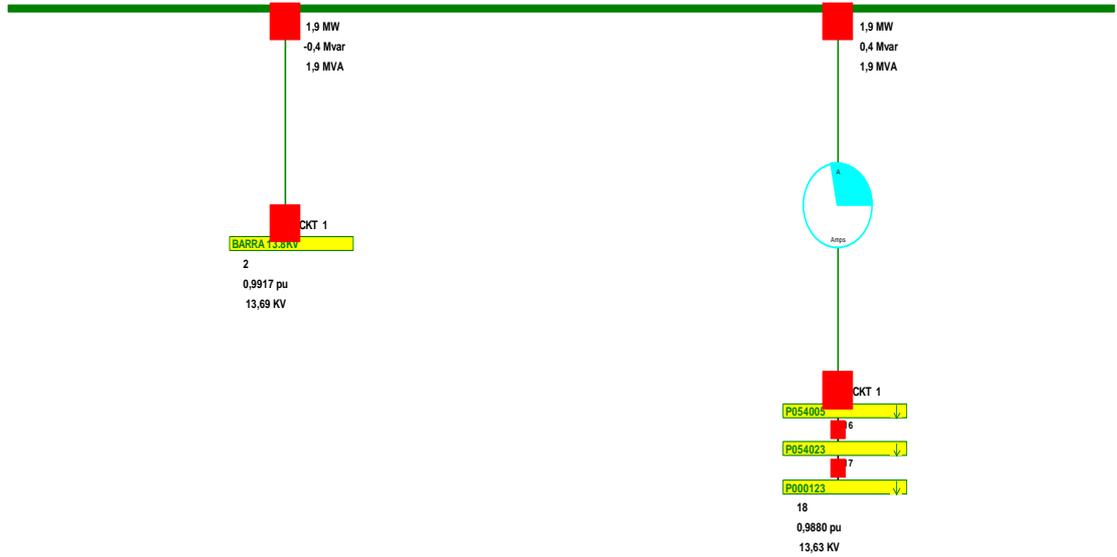


System State

CELOPLAST

Bus: CELOPLAST (15)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9917 pu
 13,69 KV
 -1,95 Deg
 0,00 \$MWh

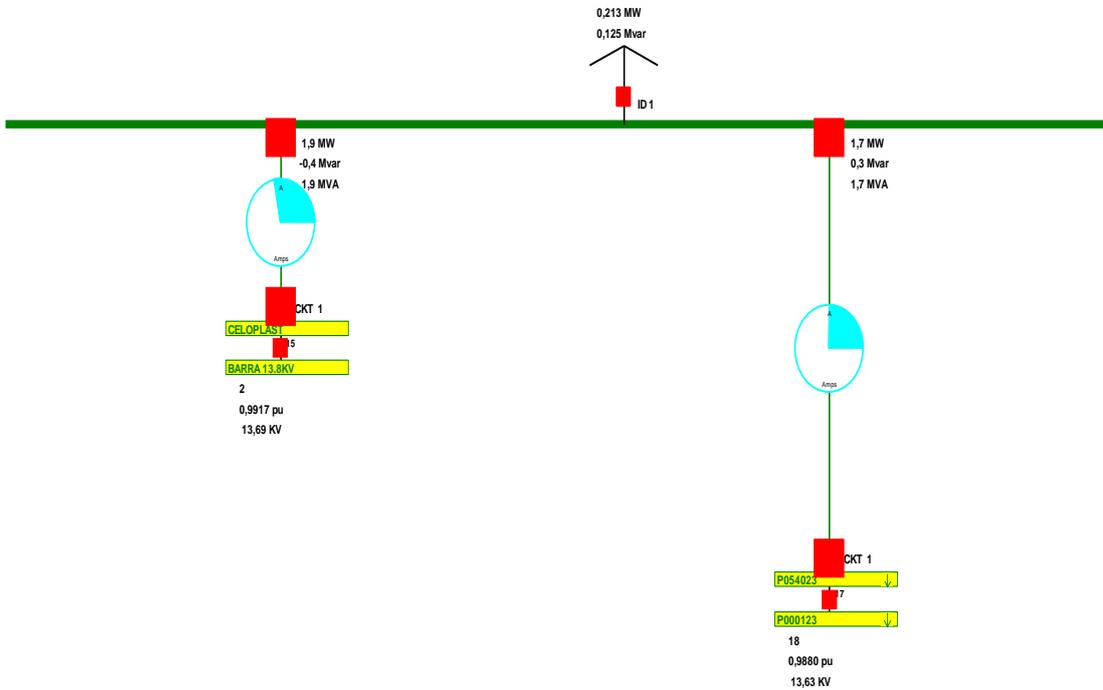


System State

P054005

Bus: P054005 (16)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9912 pu
 13,68 KV
 -1,98 Deg
 0,00 \$MWh

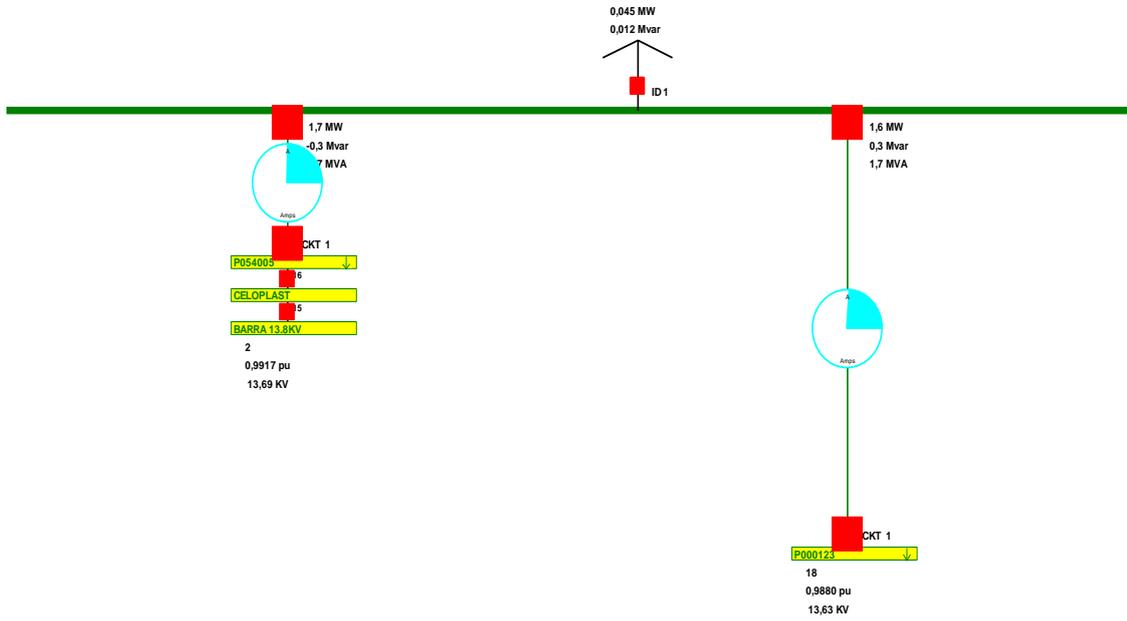


System State

P054023

Bus: P054023 (17)
 Nom KV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9881 pu
 13,64 KV
 -2,19 Deg
 0,00 \$/MWh

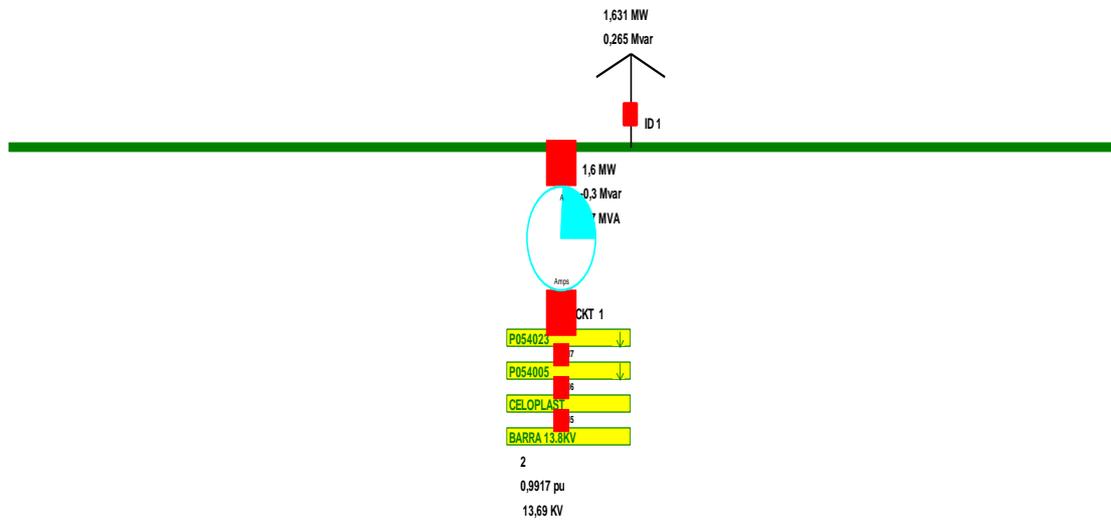


System State

P000123

Bus: P000123 (18)
 Nom KV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

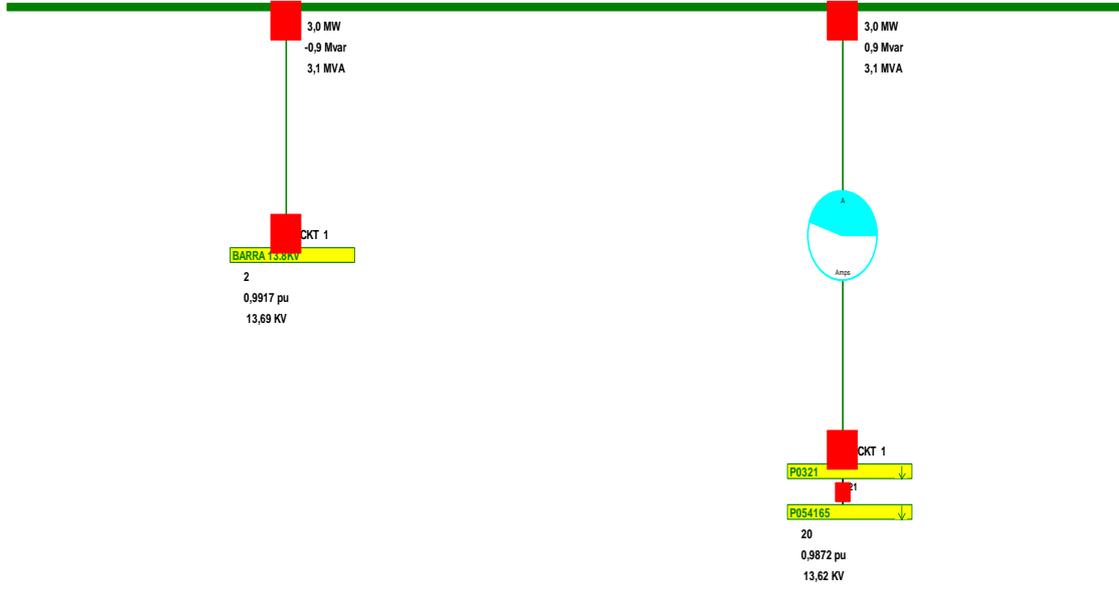
0,9880 pu
 13,63 KV
 -2,20 Deg
 0,00 \$/MWh



CUMBRES 4

Bus: CUMBRES 4 (19)
 Nom KV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9917 pu
 13,69 KV
 -1,95 Deg
 0,00 \$MWh

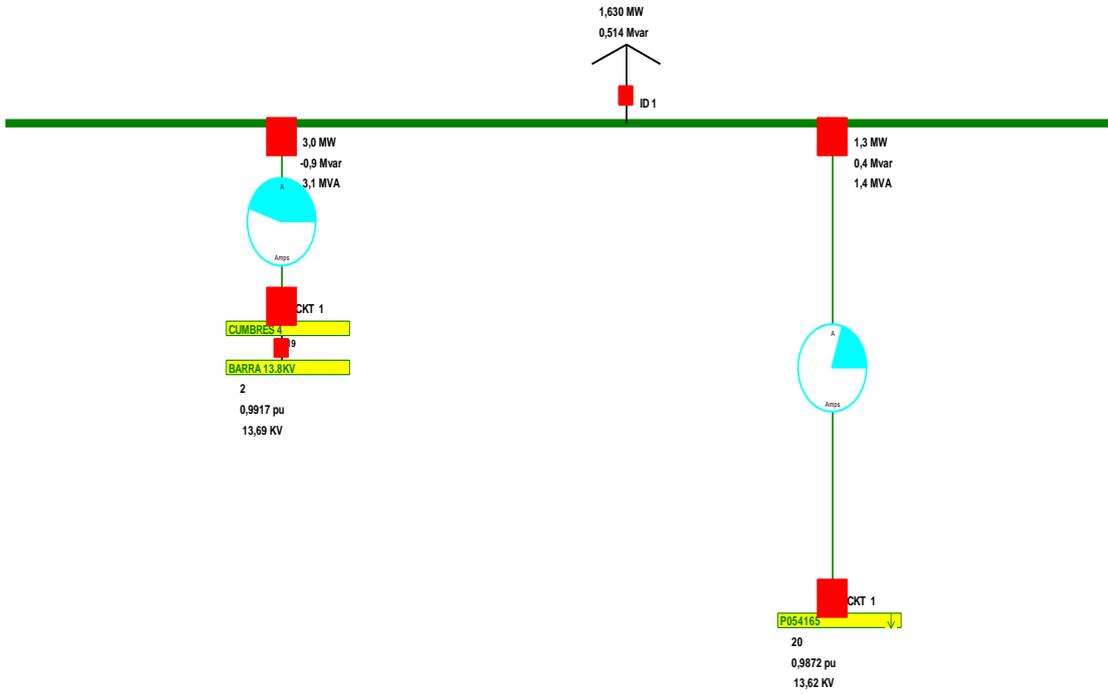


System State

P0321

Bus: P0321 (21)
 Nom KV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9882 pu
 13,64 KV
 -2,13 Deg
 0,00 \$MWh

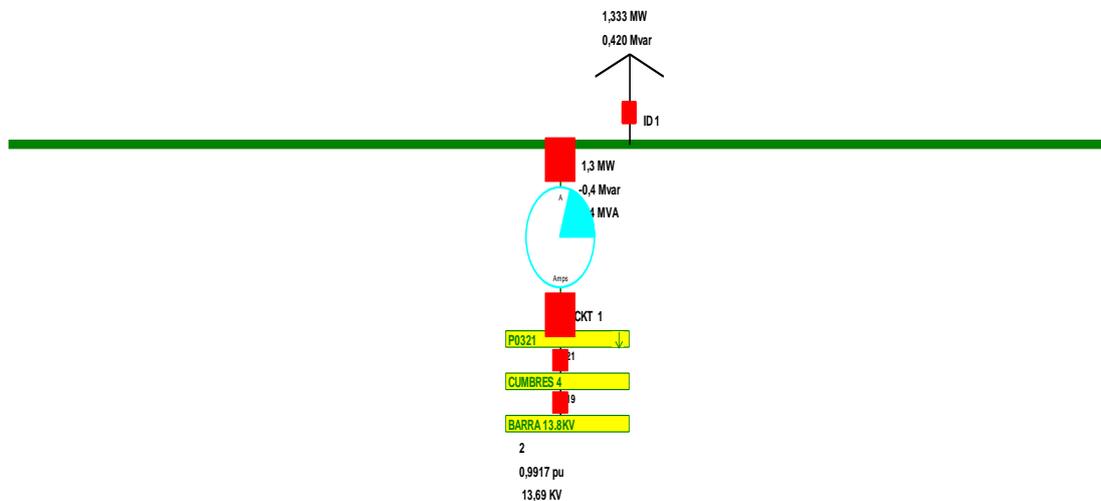


System State

P054165

Bus: P054165 (20)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

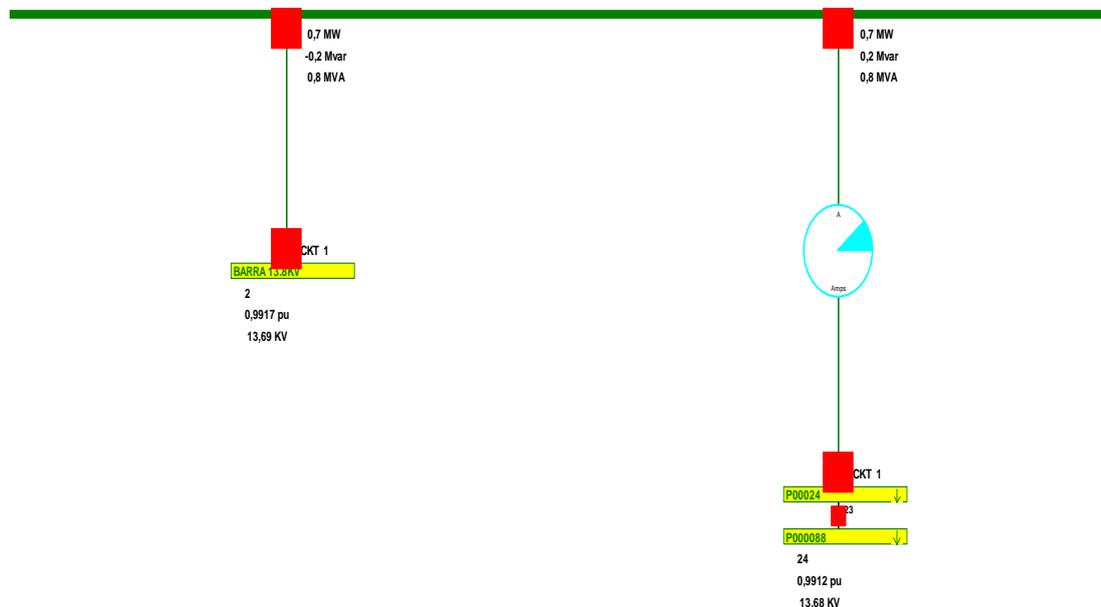
0,9872 pu
 13,62 KV
 -2,18 Deg
 0,00 \$/MWh



CEIBOS NORTE

Bus: CEIBOS NORTE (22)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9917 pu
 13,69 KV
 -1,95 Deg
 0,00 \$/MWh

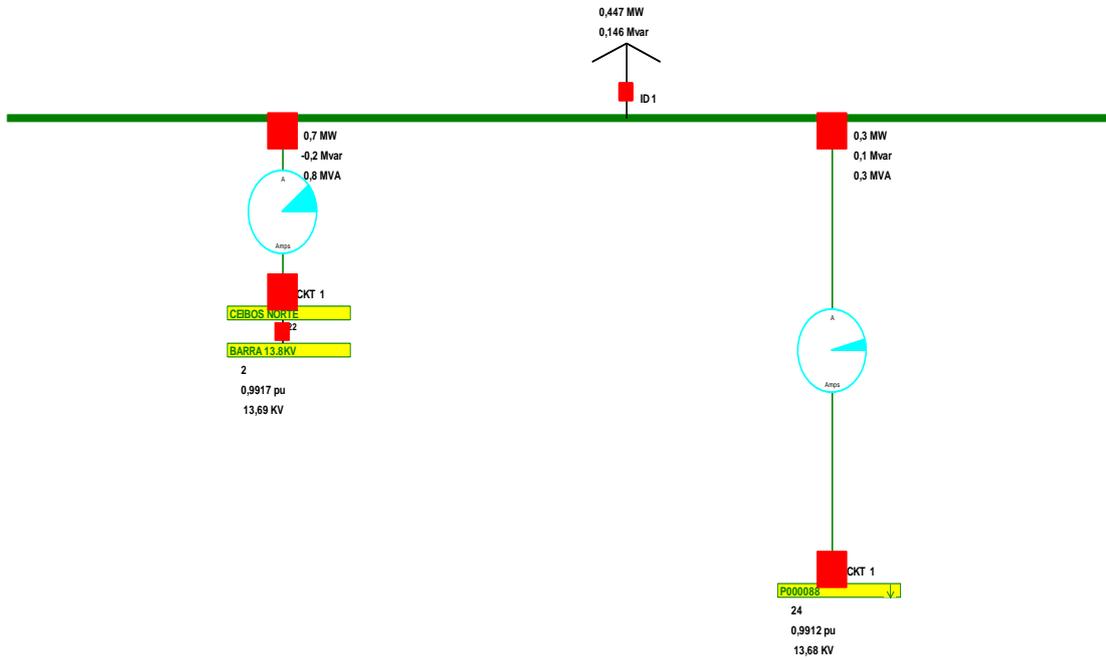


System State

P00024

Bus: P00024 (23)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9912 pu
 13,68 KV
 -1,97 Deg
 0,00 \$/MWh

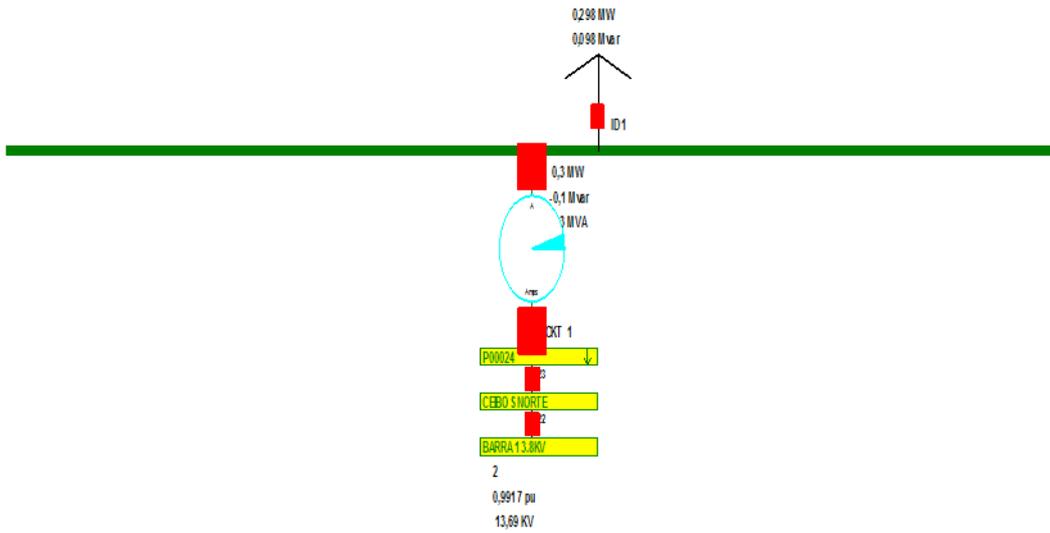


System State

P000088

Bus: P000088 (24)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9912 pu
 13,68 KV
 -1,98 Deg
 0,00 \$/MWh



ANEXOS 3

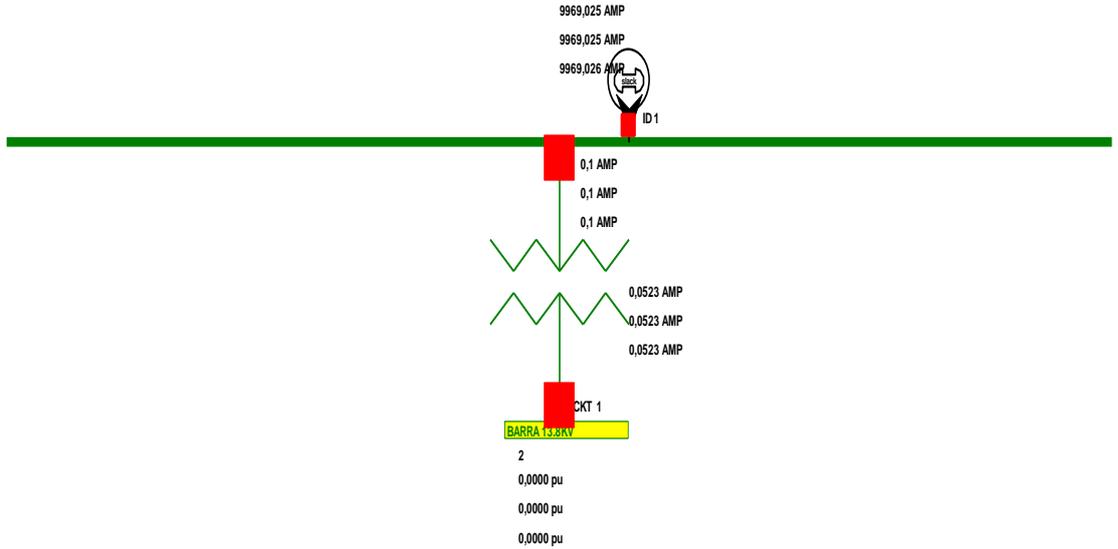
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO EN MÁXIMA CARGA

Primer caso.- *Falla Trifásica*

BARRA 69KV

Bus: BARRA 69KV (1)
 Nom kV: 69,00
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

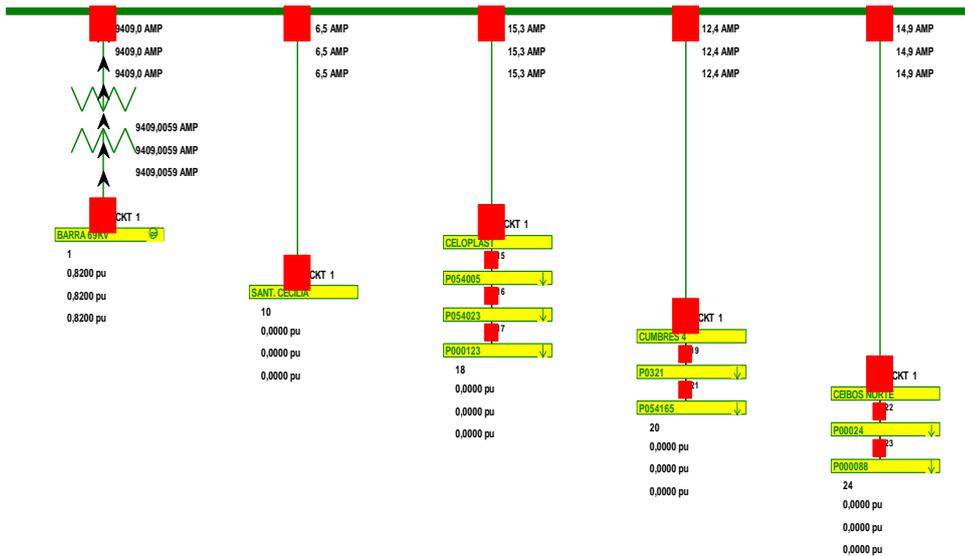
0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg



BARRA 13.8KV

Bus: BARRA 13.8KV (2)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg

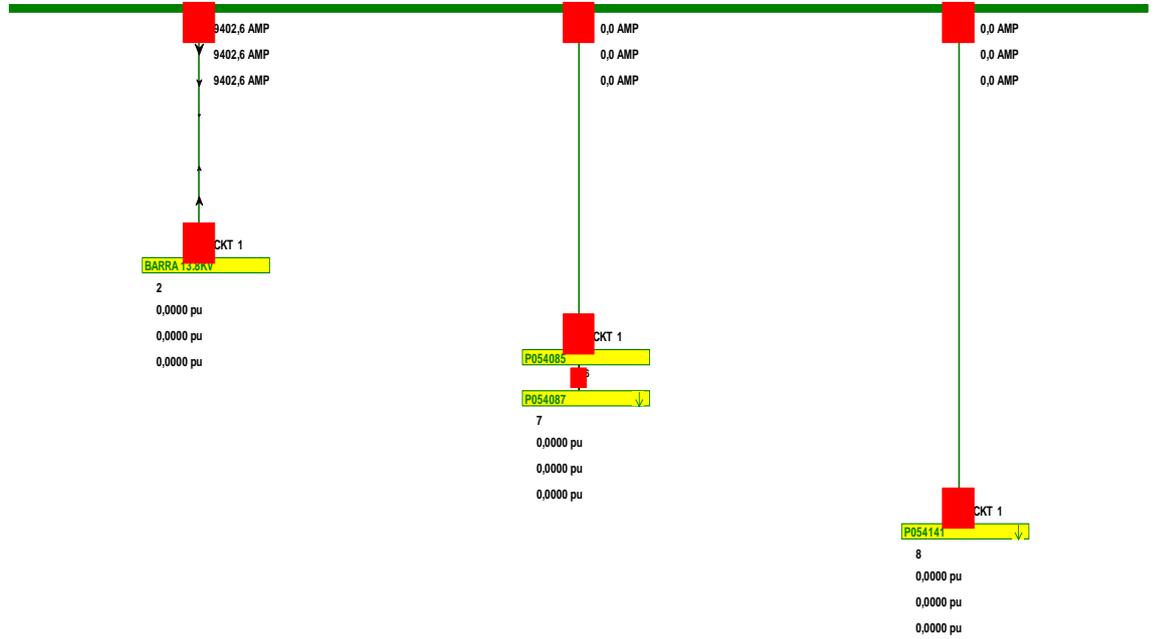


System State

SANT. CECILIA

Bus: SANT. CECILIA (10)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg

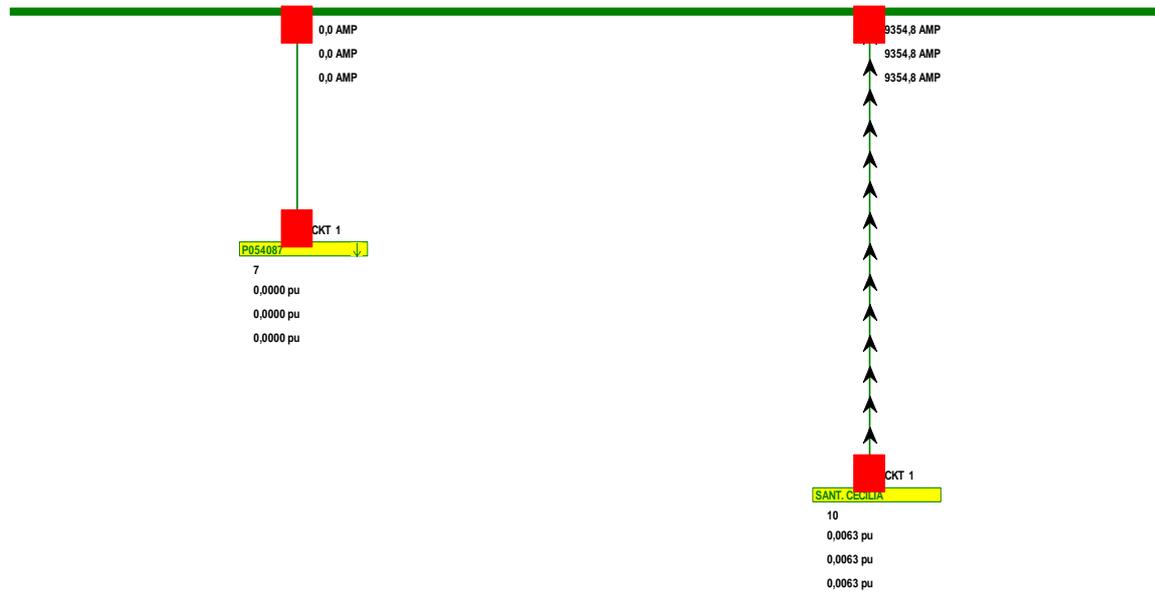


System State

P054085

Bus: P054085 (6)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg

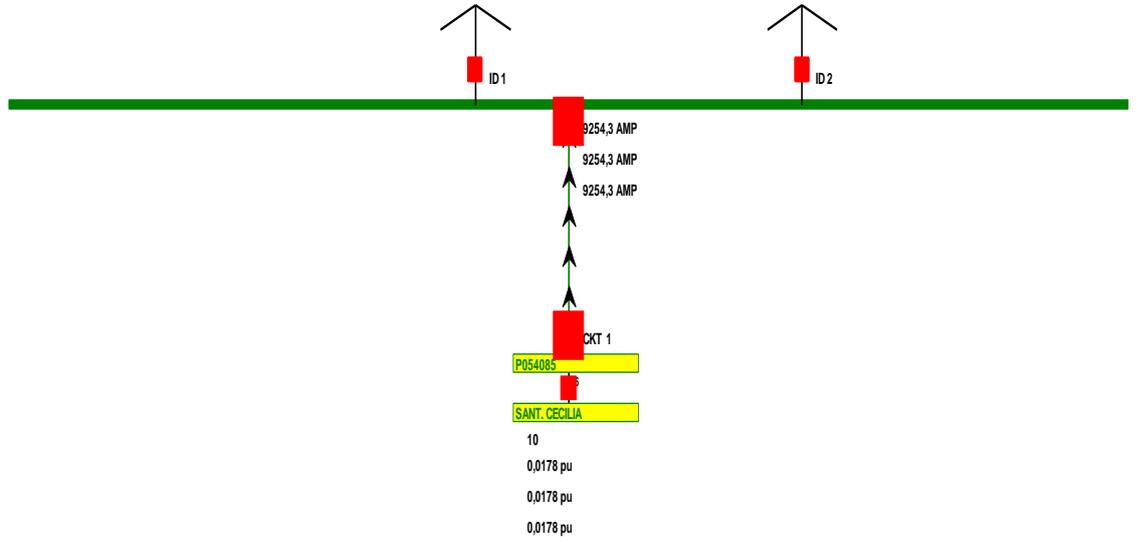


System State

P054087

Bus: P054087 (7)
 Nom KV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

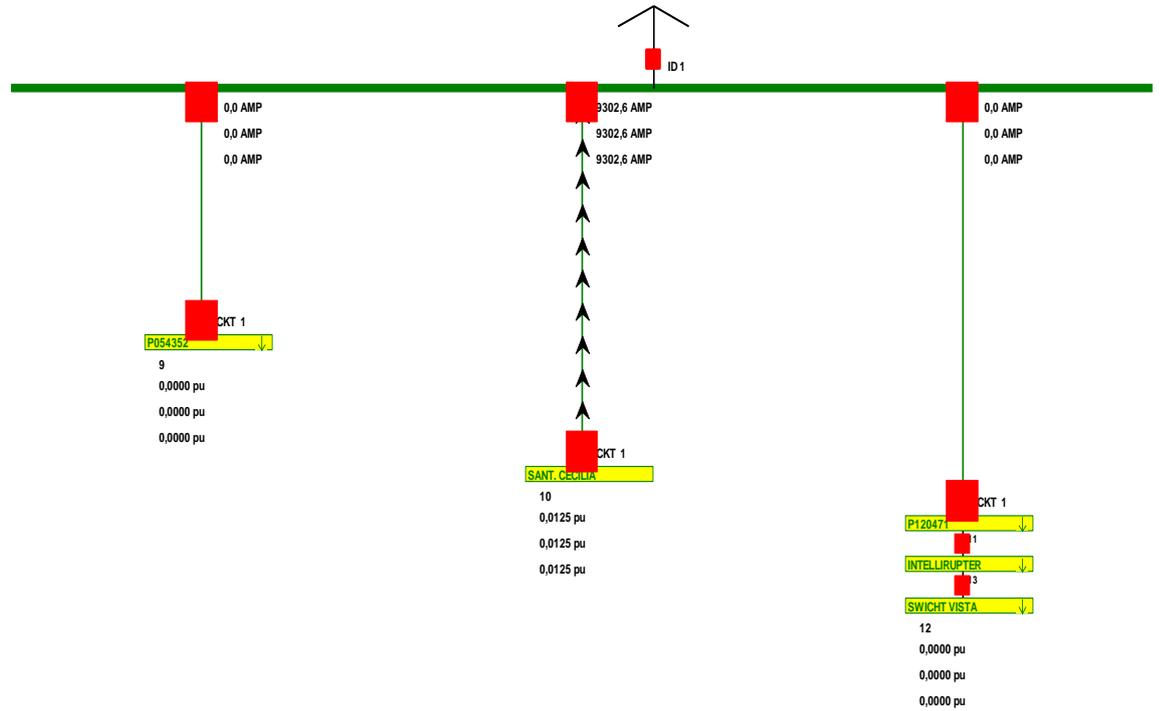
0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg



P054141

Bus: P054141 (8)
 Nom KV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg

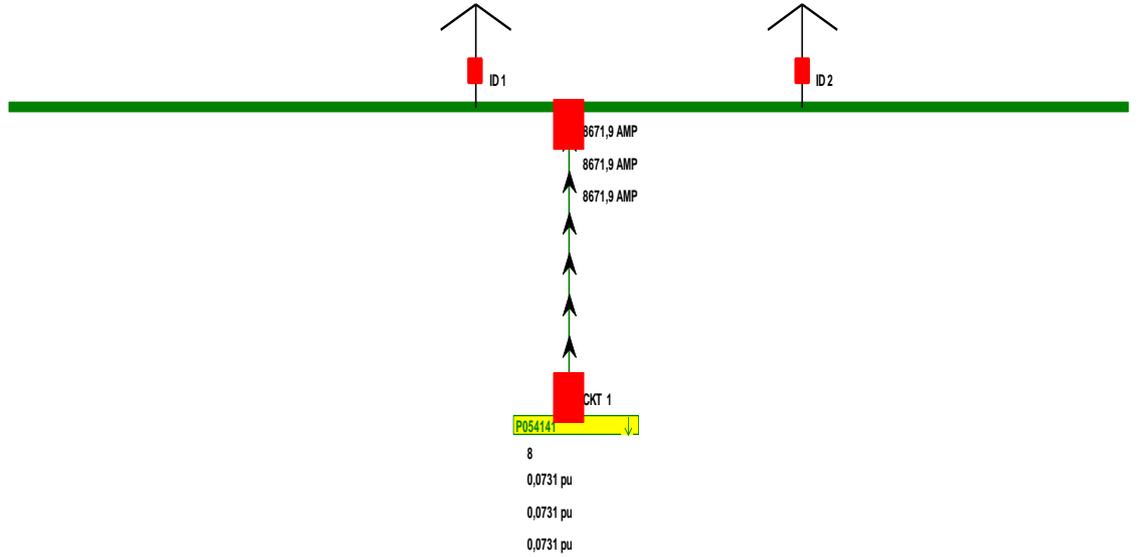


System State

P054352

Bus: P054352 (9)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

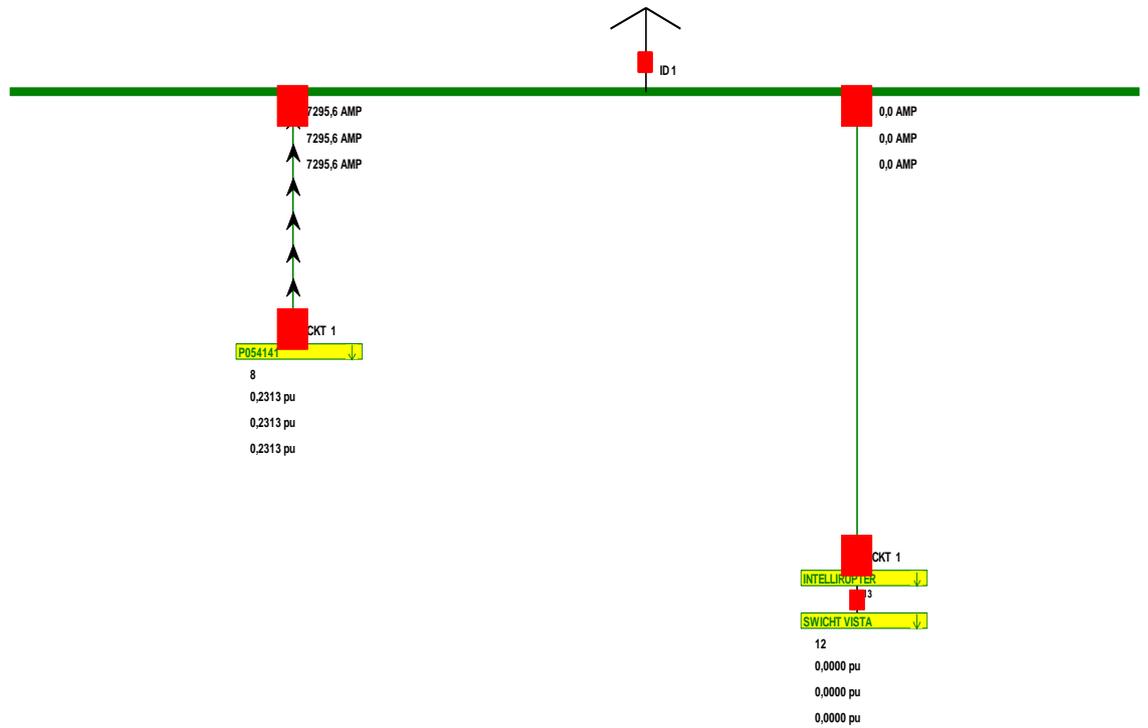
0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg



P120471

Bus: P120471 (11)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg



System State

SWICHT VISTA

Bus: SWICHT VISTA (12)

Nom kV: 13,80

Area: 1 (1)

Zone: 1 (1)

0,0000 pu

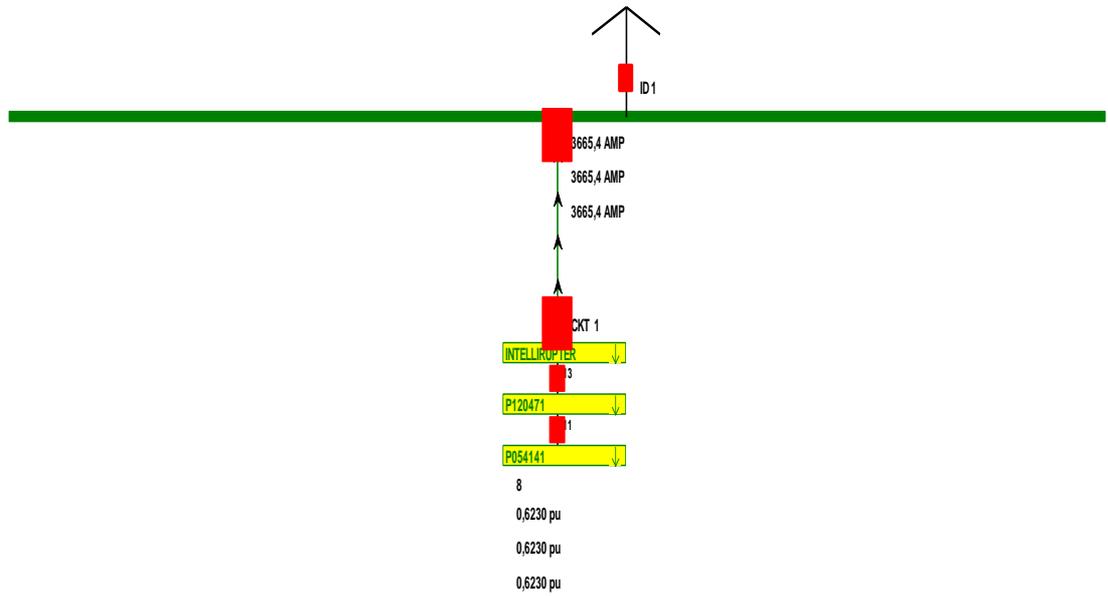
0,0000 pu

0,00 deg

0,0000 pu

0,00 deg

0,00 deg



INTELLIRUPTER

Bus: INTELLIRUPTER (13)

Nom kV: 13,80

Area: 1 (1)

Zone: 1 (1)

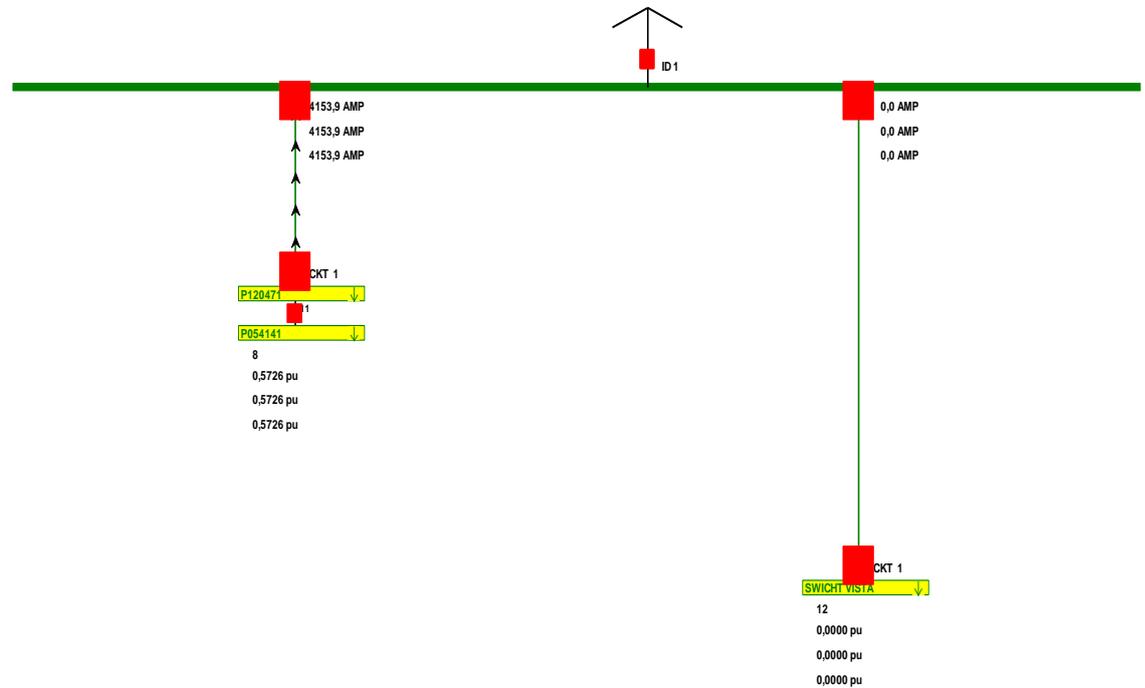
0,0000 pu

0,0000 pu

0,00 p.u.

0,00 deg

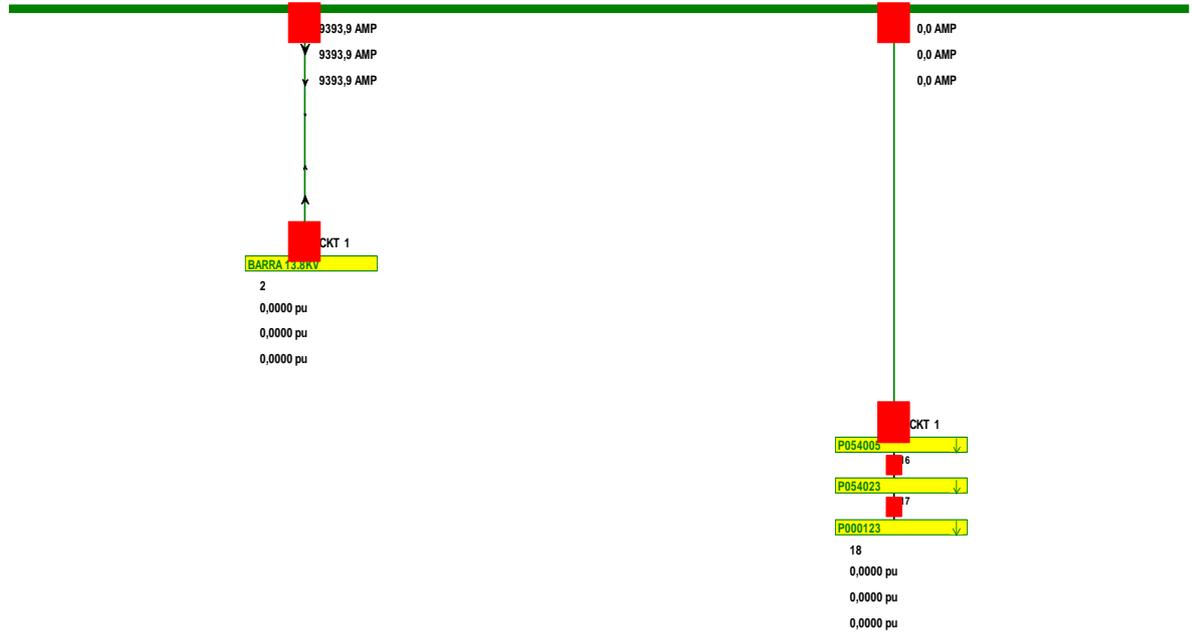
0,00 deg



CELOPLAST

Bus: CELOPLAST (15)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg

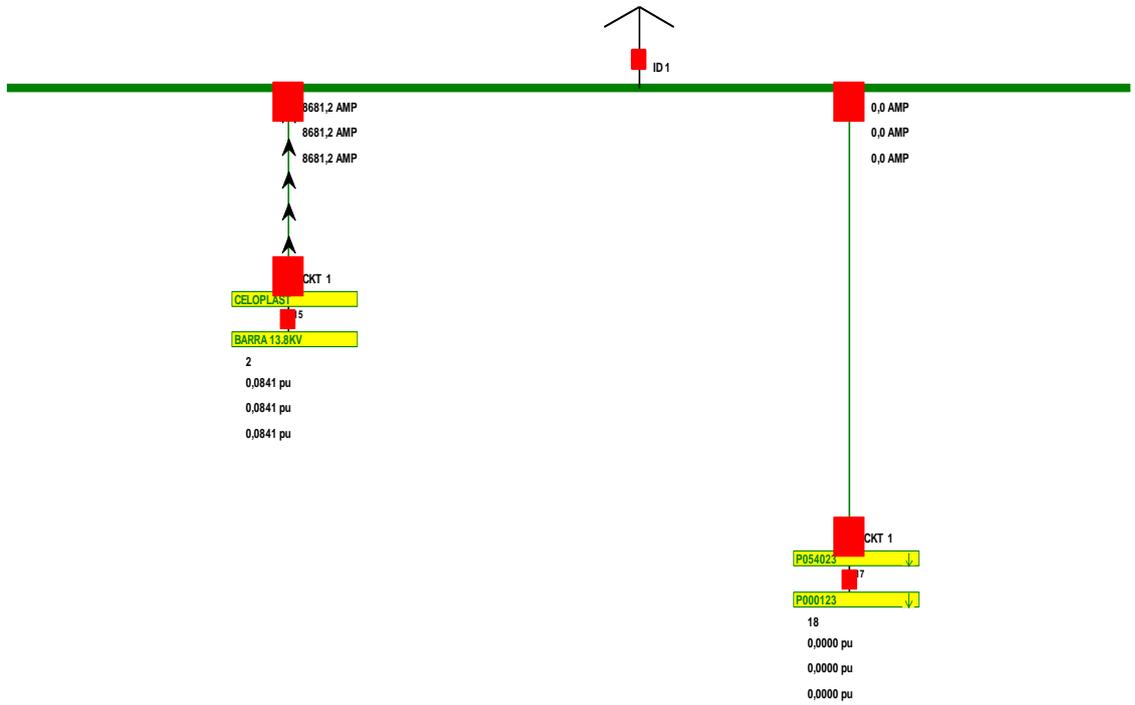


System State

P054005

Bus: P054005 (16)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg

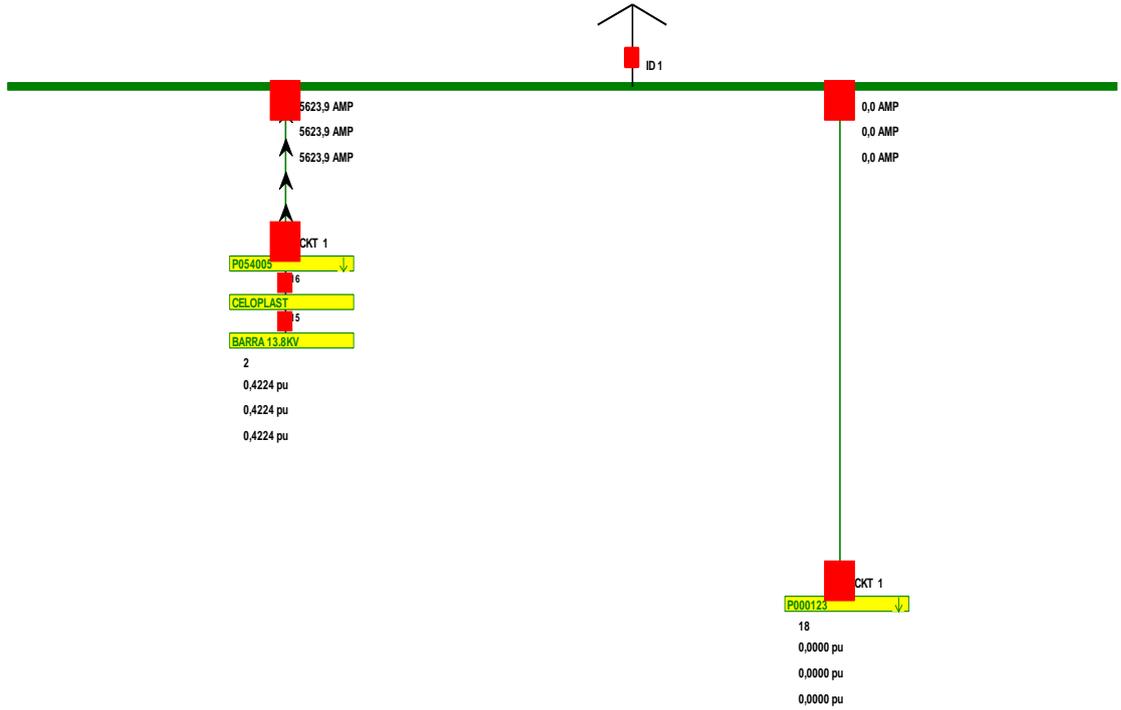


System State

P054023

Bus: P054023 (17)
Nom kV: 13,80
Area: 1 (1)
Zone: 1 (1)

0,0000 pu
0,0000 pu
0,00 deg
0,0000 pu
0,00 deg
0,00 deg

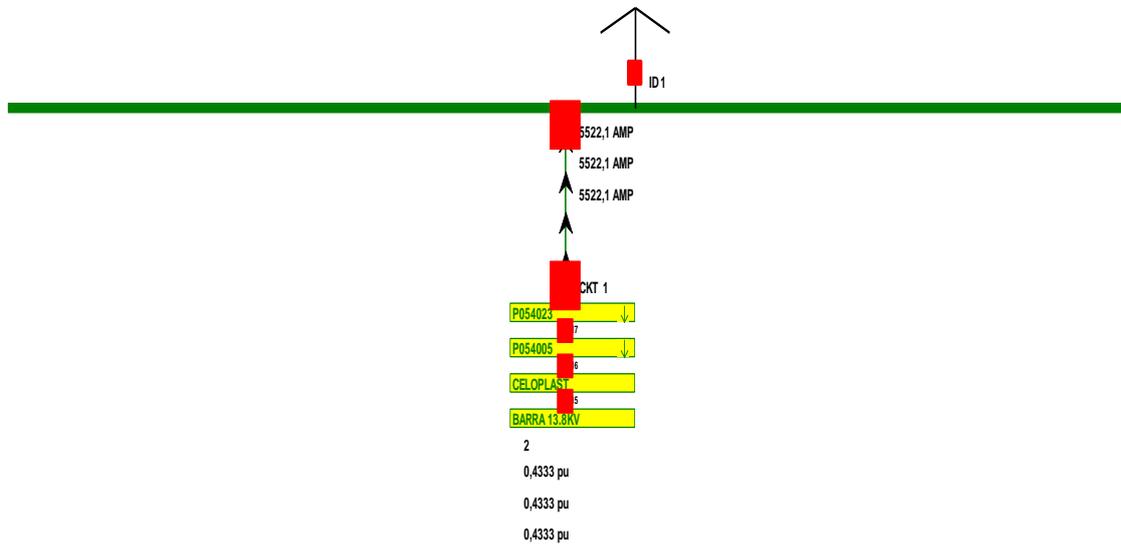


System State

P000123

Bus: P000123 (18)
Nom kV: 13,80
Area: 1 (1)
Zone: 1 (1)

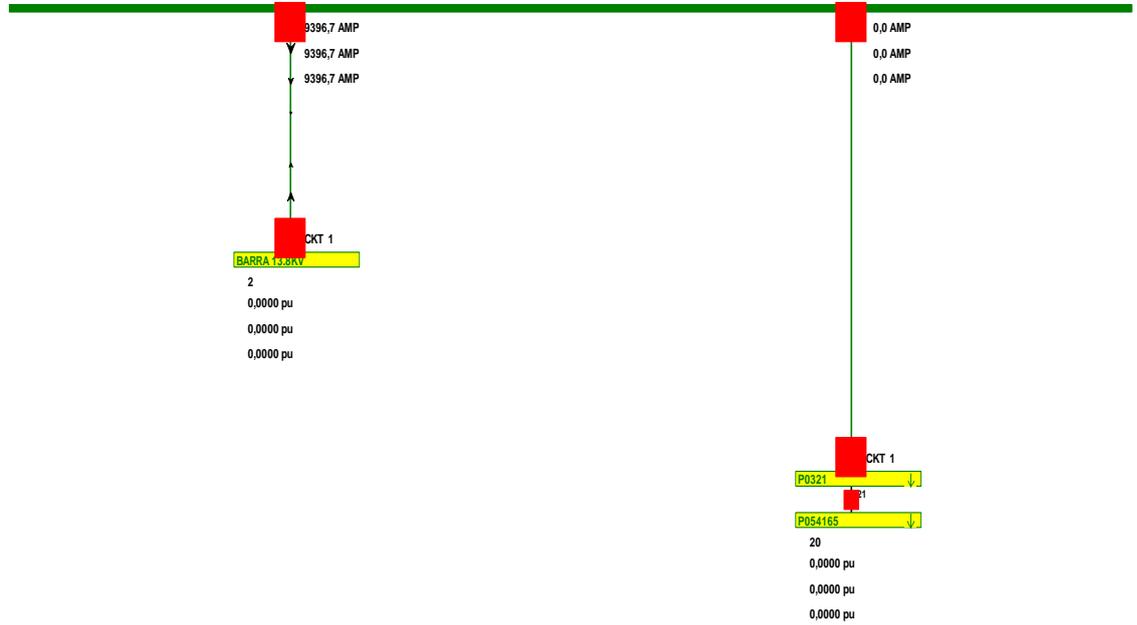
0,0000 pu
0,0000 pu
0,00 deg
0,0000 pu
0,00 deg
0,00 deg



CUMBRES 4

Bus: CUMBRES 4 (19)
 Nom KV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg

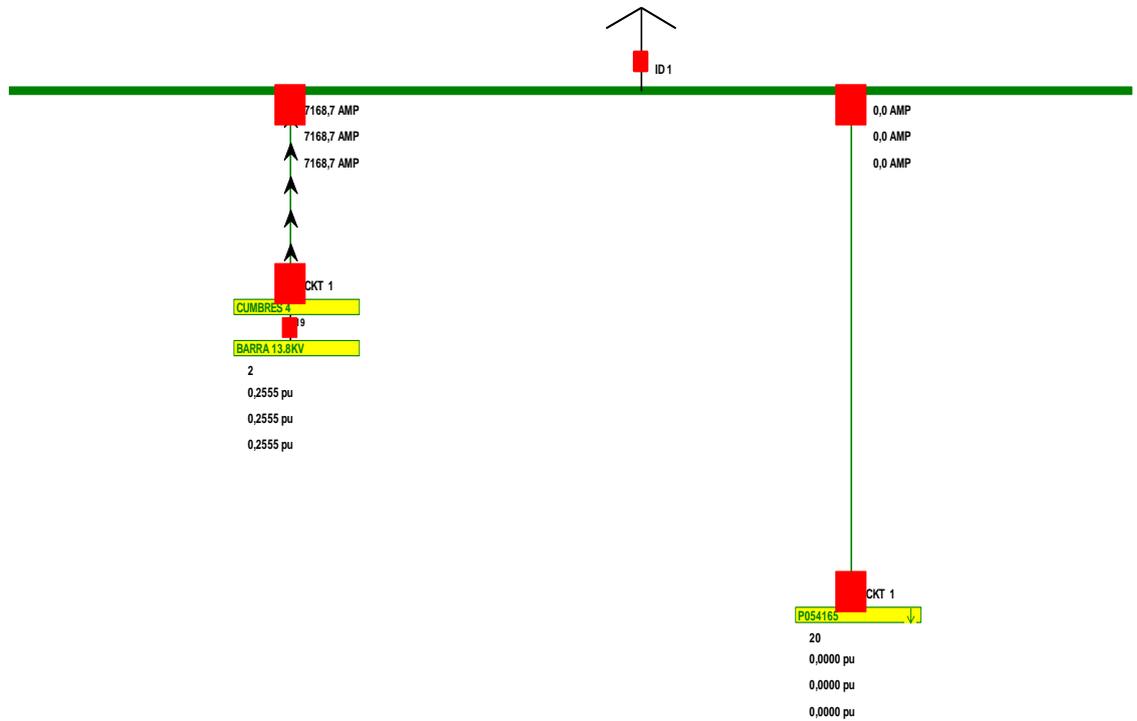


System State

P0321

Bus: P0321 (21)
 Nom KV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg

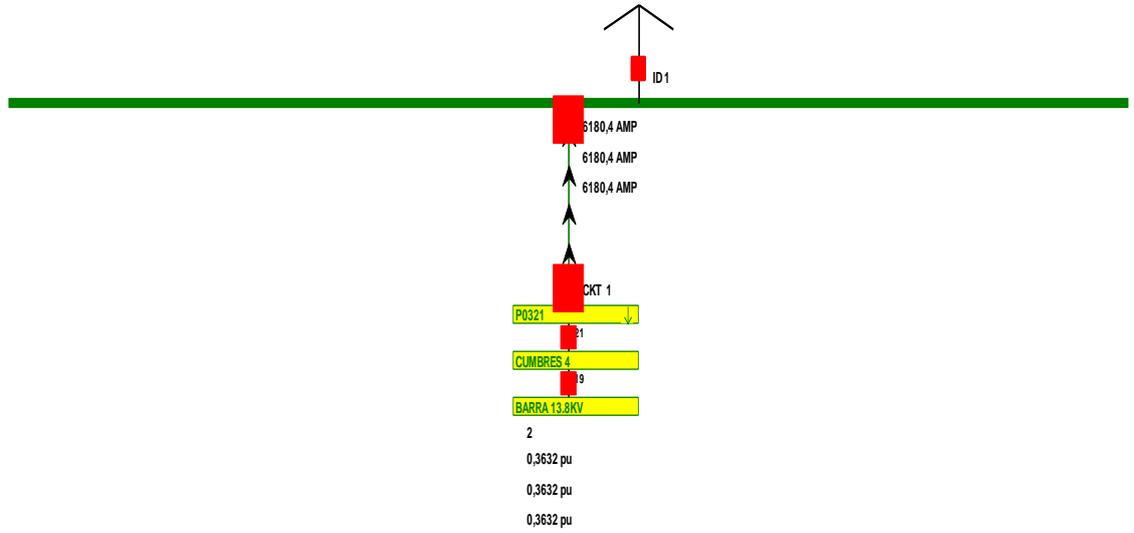


System State

P054165

Bus: P054165 (20)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

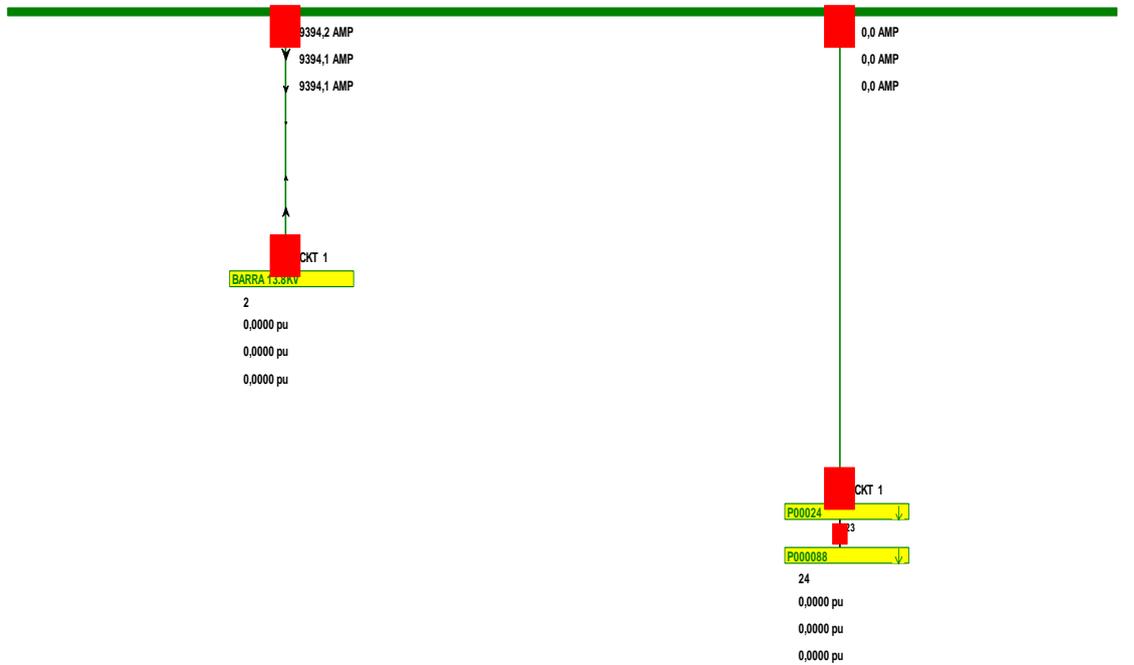
0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg



CEIBOS NORTE

Bus: CEIBOS NORTE (22)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg

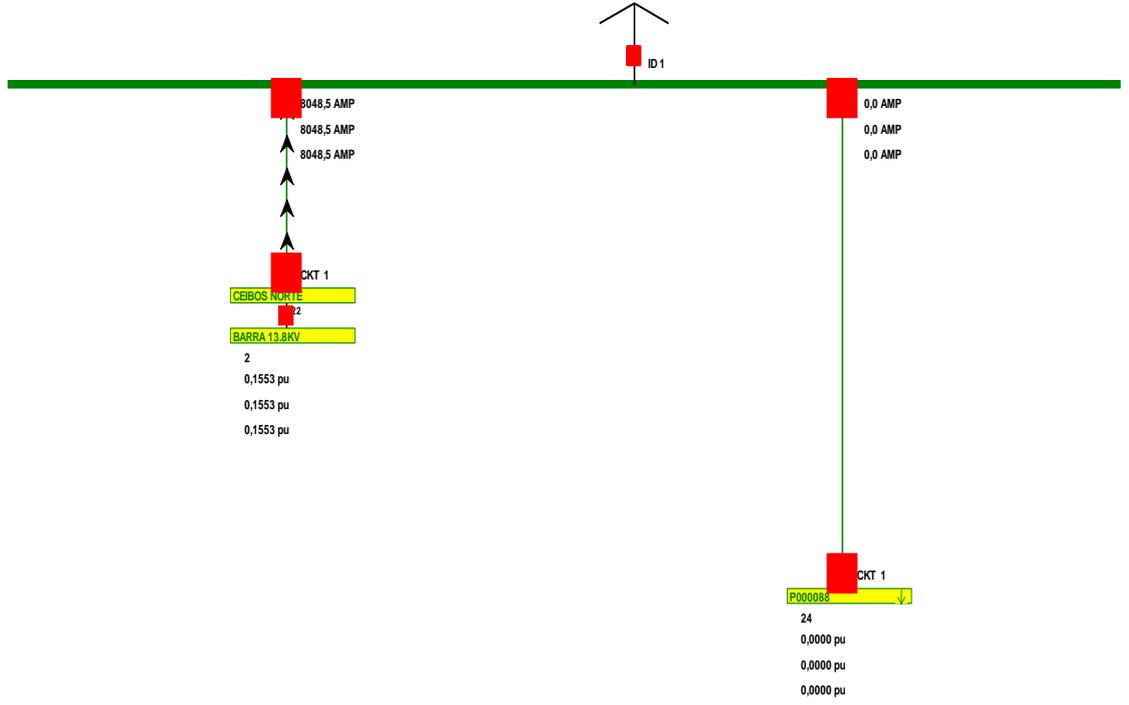


System State

P00024

Bus: P00024 (23)
Nom kV: 13,80
Area: 1 (1)
Zone: 1 (1)

0,0000 pu
0,0000 pu
0,00 deg
0,0000 pu
0,00 deg
0,00 deg

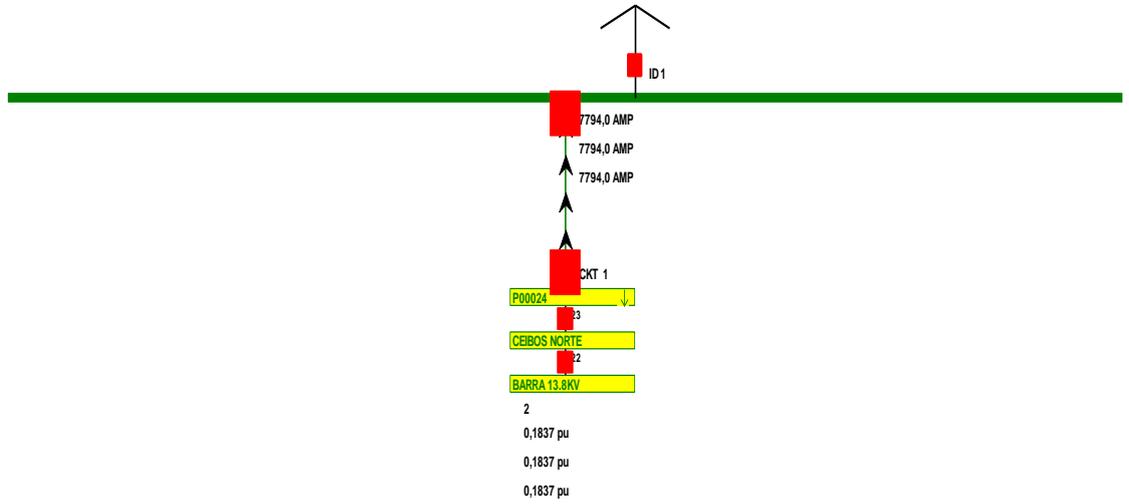


System State

P00088

Bus: P00088 (24)
Nom kV: 13,80
Area: 1 (1)
Zone: 1 (1)

0,0000 pu
0,0000 pu
0,00 deg
0,0000 pu
0,00 deg
0,00 deg

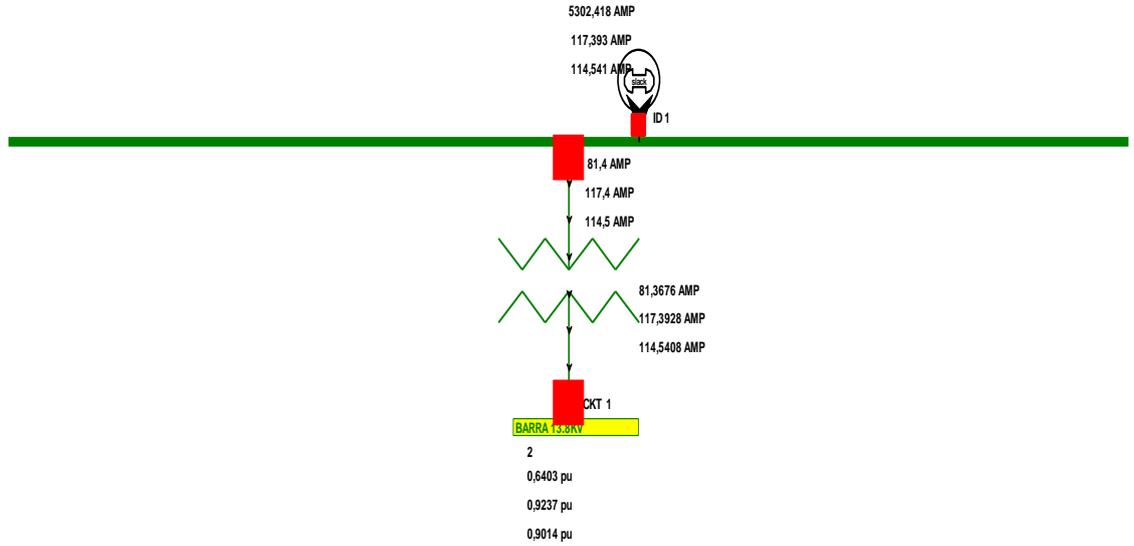


Segundo caso.- Falla de línea a tierra.

BARRA 69KV

Bus: BARRA 69KV (1)
 Nom kV: 69,00
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

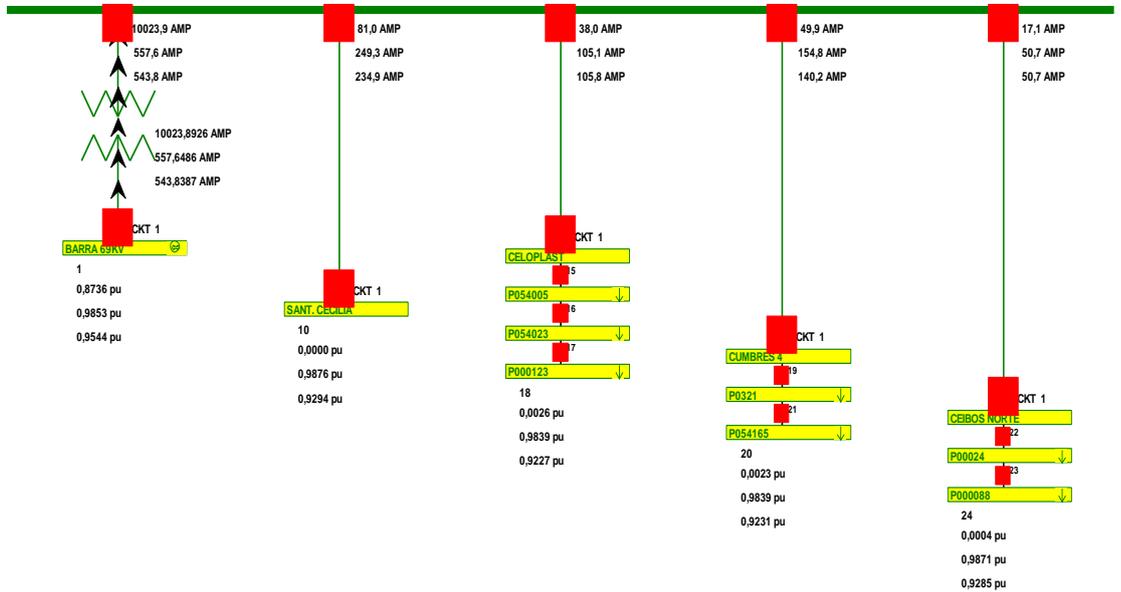
0,0000 pu
 1,3266 pu
 0,00 deg
 1,2785 pu
 -137,15 deg
 139,53 deg



BARRA 13.8KV

Bus: BARRA 13.8KV (2)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,9876 pu
 0,00 deg
 0,9294 pu
 -119,11 deg
 114,76 deg

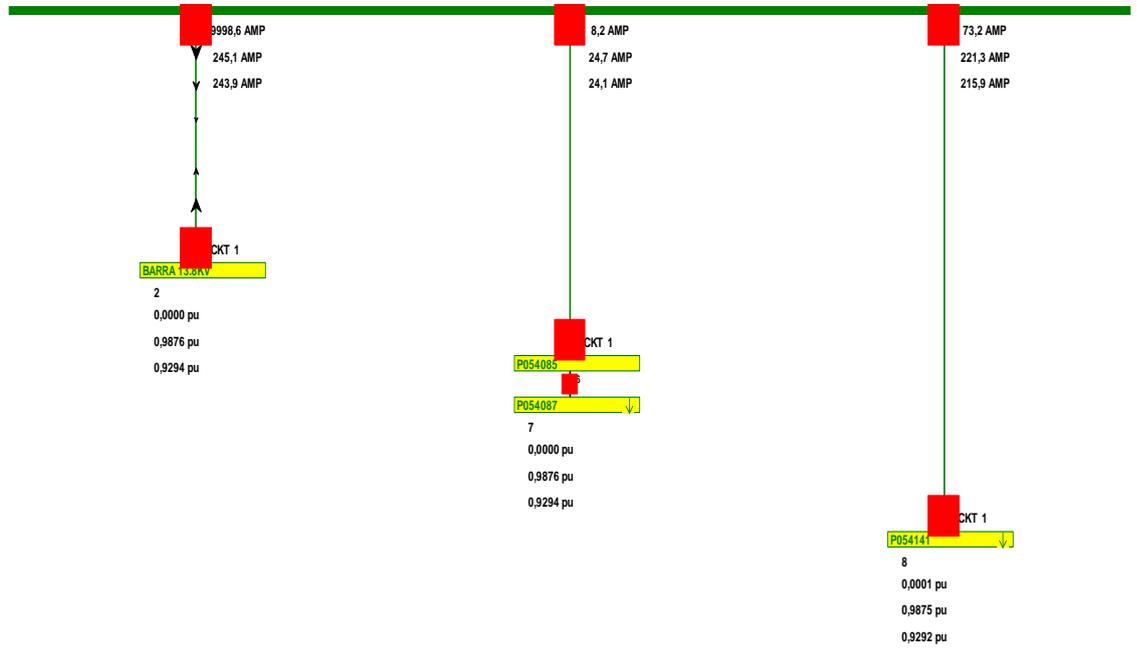


System State

SANT. CECILIA

Bus: SANT. CECILIA (10)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

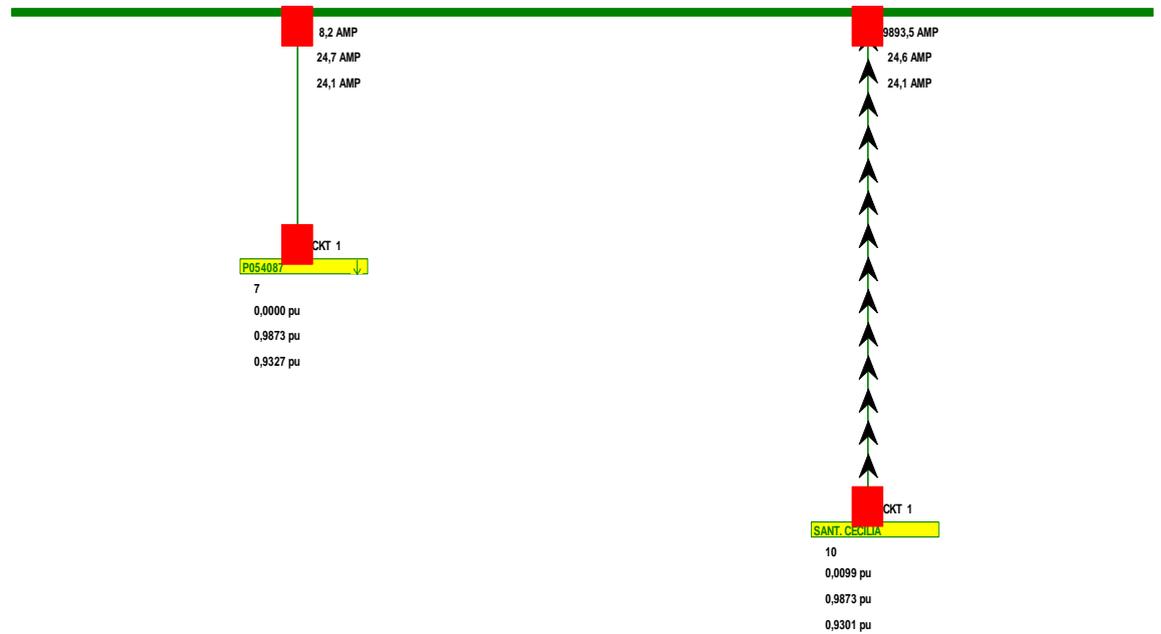
0,0000 pu
 0,9876 pu
 0,000 deg
 0,9294 pu
 -119,11 deg
 114,76 deg



P054085

Bus: P054085 (6)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

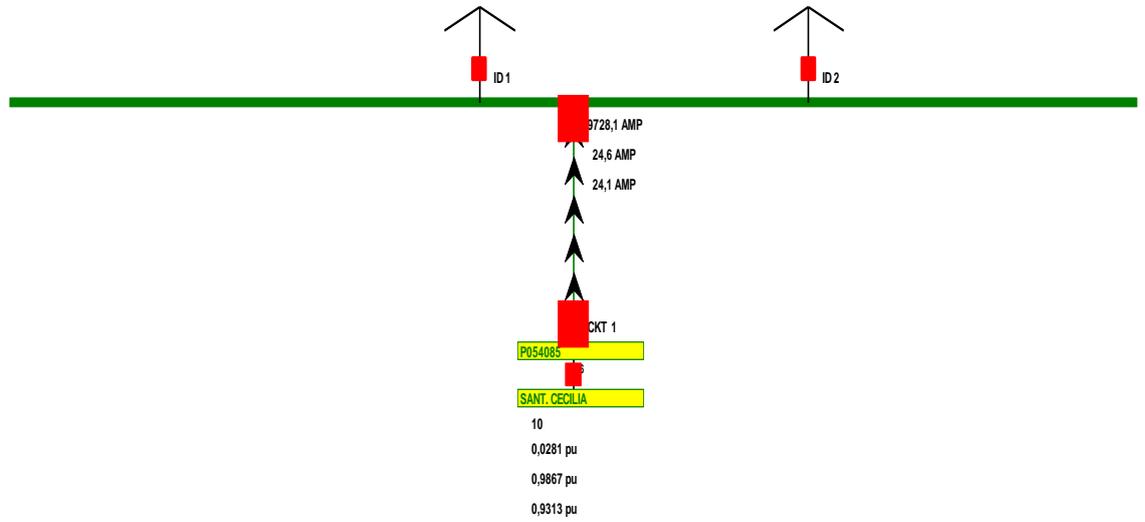
0,0000 pu
 0,9873 pu
 0,000 deg
 0,9327 pu
 -119,34 deg
 114,89 deg



P054087

Bus: P054087 (7)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

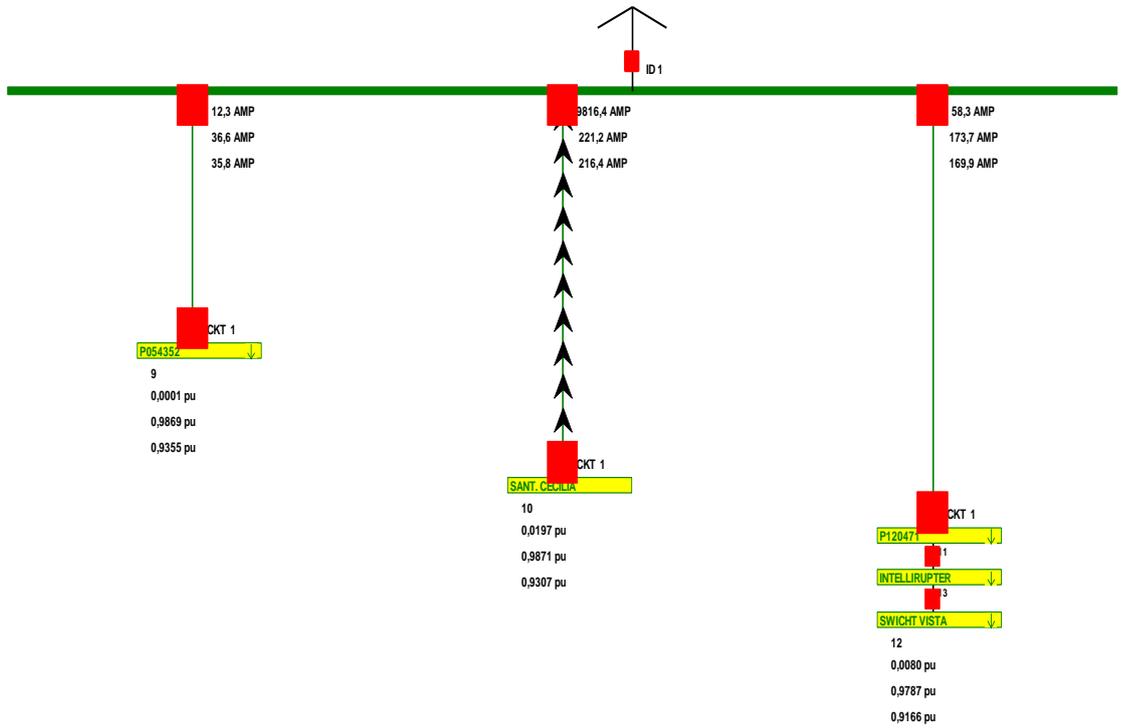
0,0000 pu
 0,9868 pu
 0,00 deg
 0,3386 pu
 -119,76 deg
 115,12 deg



P054141

Bus: P054141 (8)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,9870 pu
 0,00 deg
 0,3356 pu
 -119,58 deg
 115,01 deg

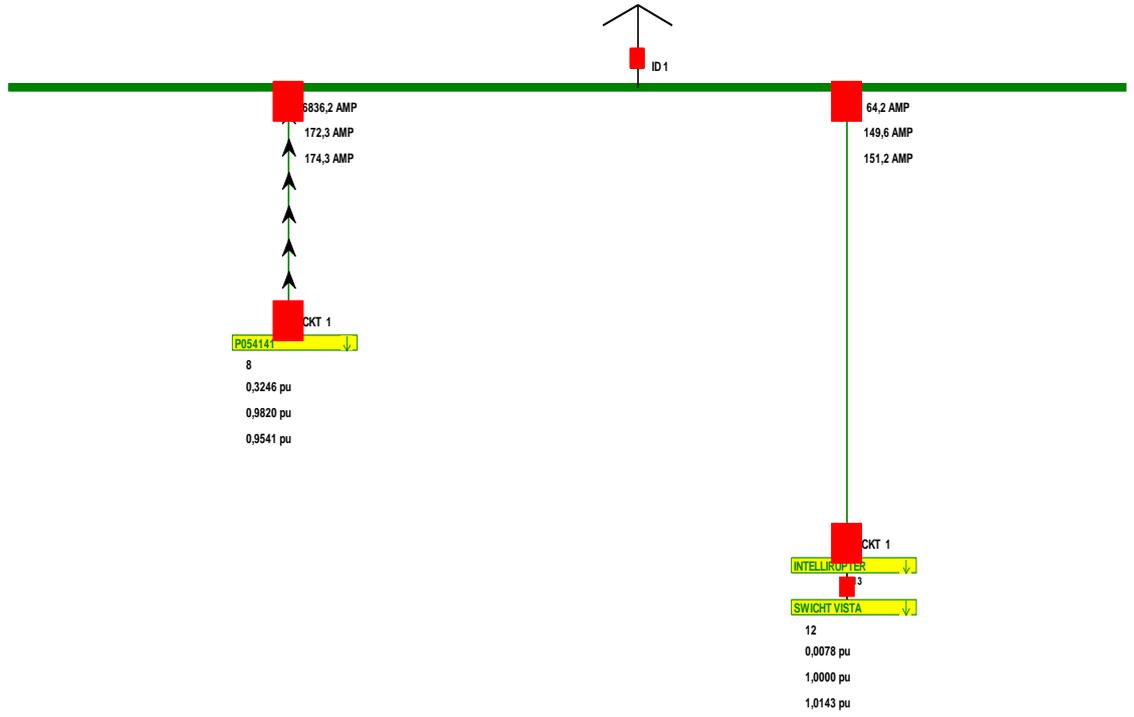


System State

P120471

Bus: P120471 (11)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 1,0049 pu
 0,00 deg
 1,0298 pu
 -127,03 deg
 119,40 deg

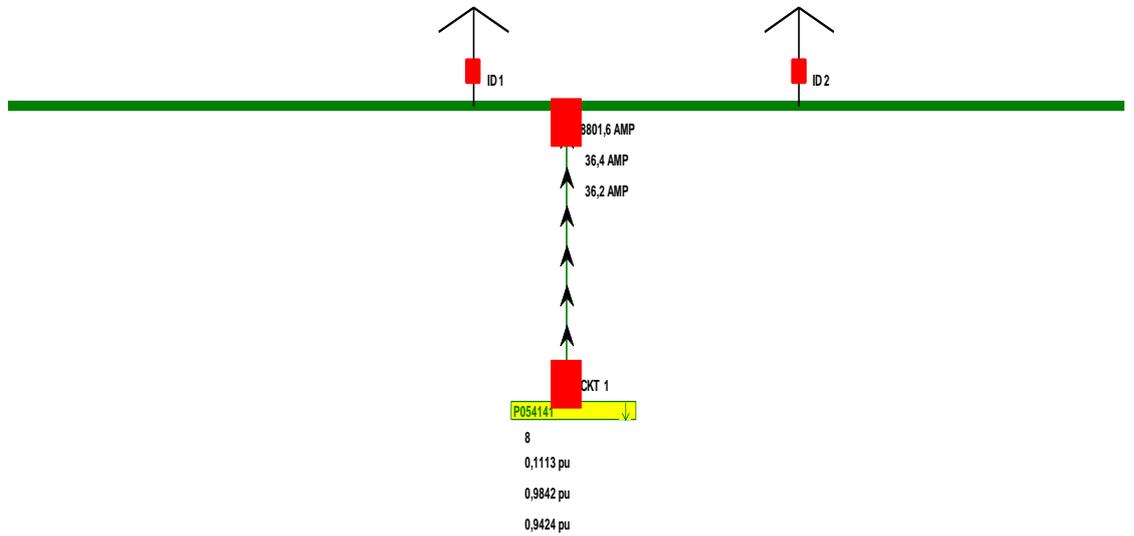


System State

P054352

Bus: P054352 (9)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,9873 pu
 0,00 deg
 0,9713 pu
 -122,10 deg
 116,45 deg



SWICHT VISTA

Bus: SWICHT VISTA (12)

Nom kV: 13,80

Area: 1 (1)

Zone: 1 (1)

0,0000 pu

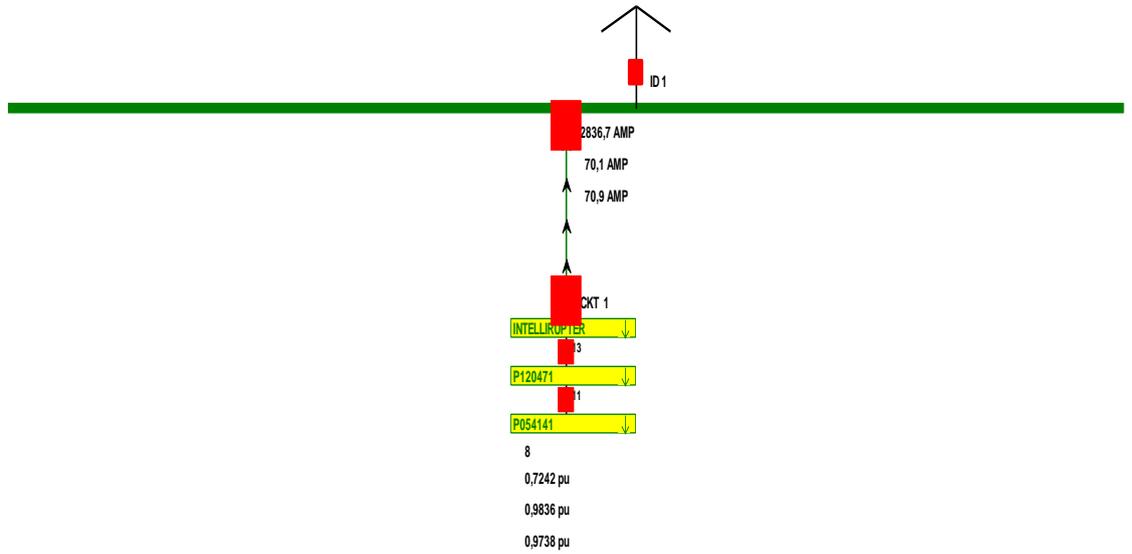
1,0682 pu

0,00 deg

1,1125 pu

-135,06 deg

125,35 deg



INTELLIRUPTER

Bus: INTELLIRUPTER (13)

Nom kV: 13,80

Area: 1 (1)

Zone: 1 (1)

0,0000 pu

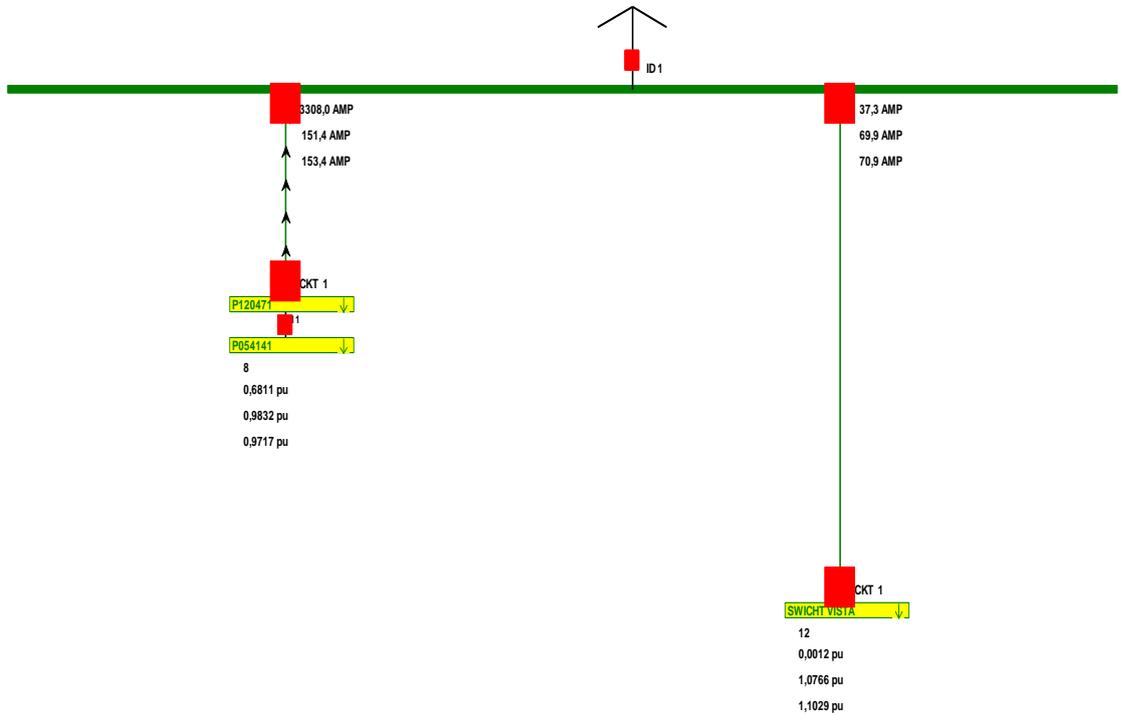
1,0771 pu

0,00 deg

1,1049 pu

-134,31 deg

124,71 deg

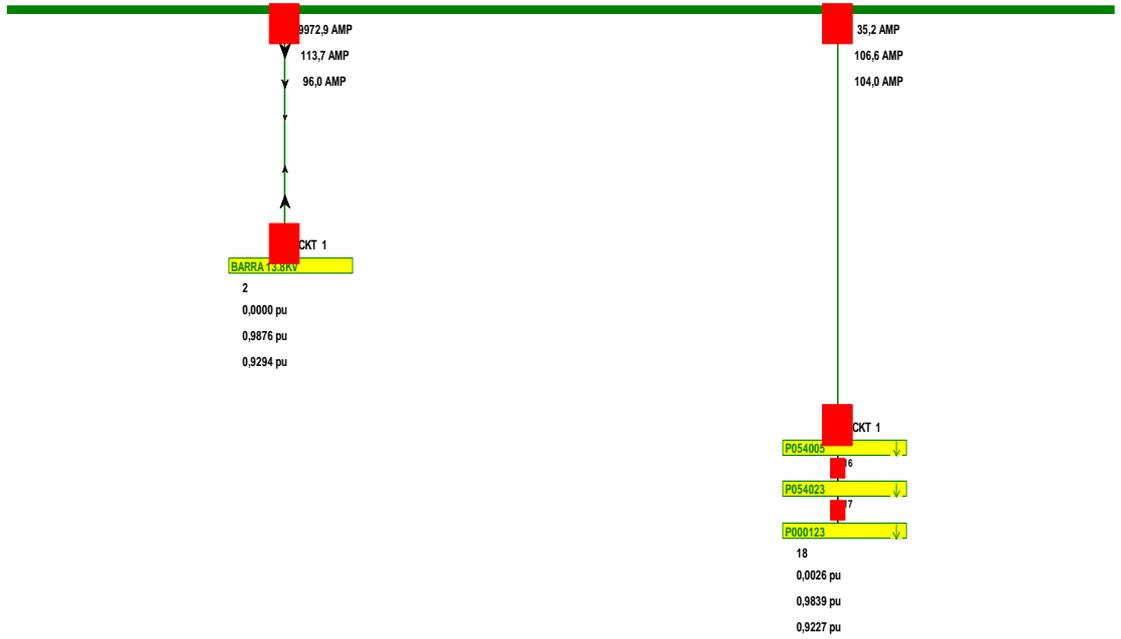


System State

CELOPLAST

Bus: CELOPLAST (15)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,9876 pu
 0,00 deg
 0,9294 pu
 -119,11 deg
 114,76 deg

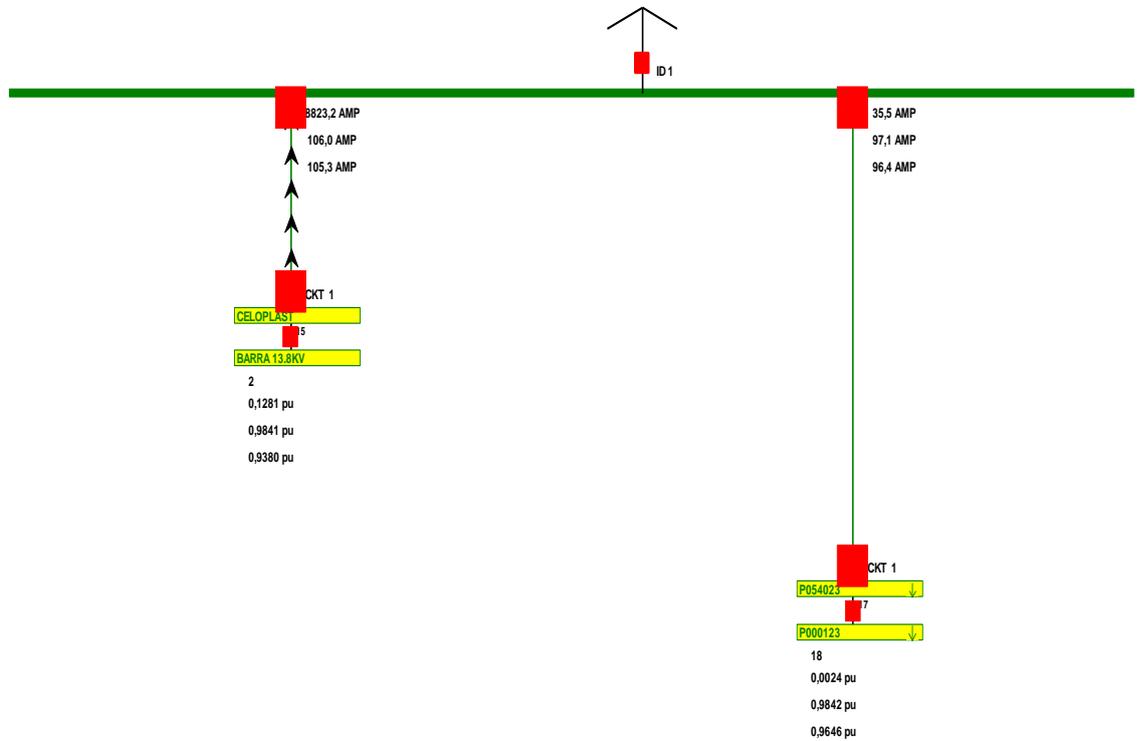


System State

P054005

Bus: P054005 (16)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,9872 pu
 0,00 deg
 0,9380 pu
 -122,11 deg
 116,44 deg

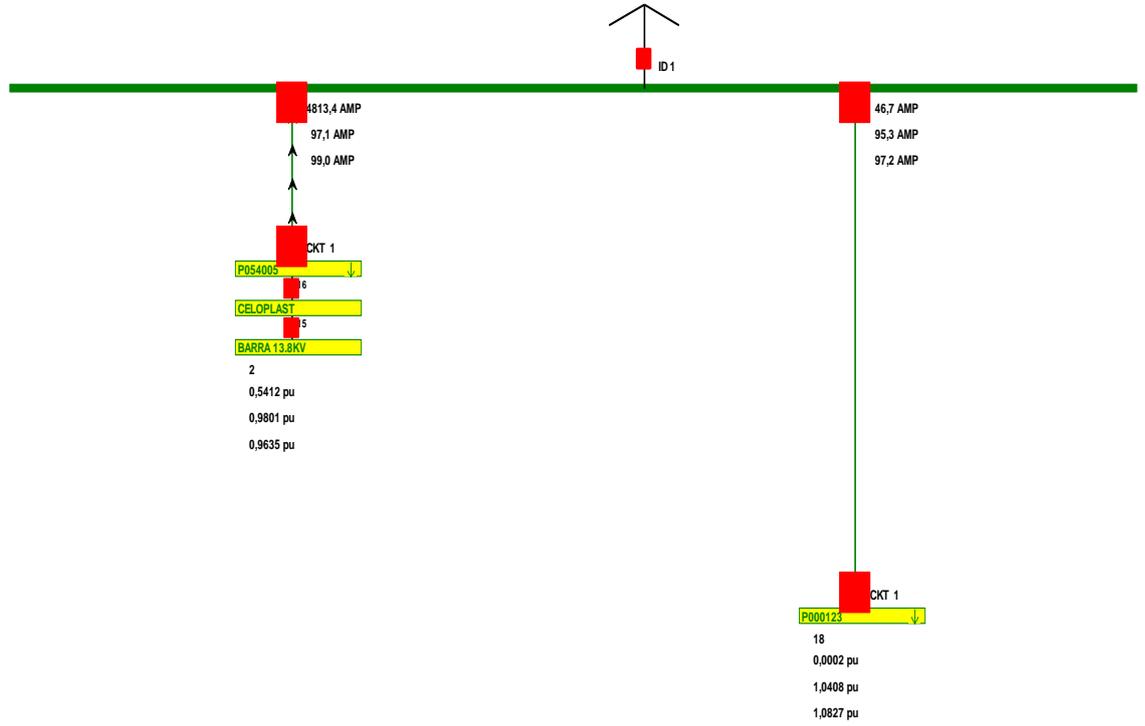


System State

P054023

Bus: P054023 (17)
Nom kV: 13,80
Area: 1 (1)
Zone: 1 (1)

0,0000 pu
1,0409 pu
0,00 deg
1,0830 pu
-131,14 deg
122,63 deg

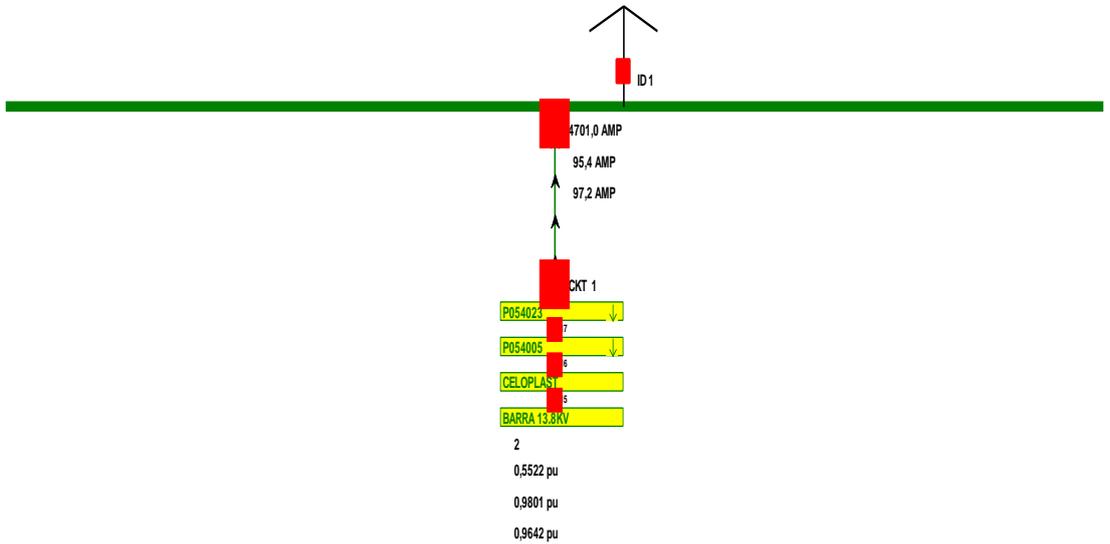


System State

P000123

Bus: P000123 (18)
Nom kV: 13,80
Area: 1 (1)
Zone: 1 (1)

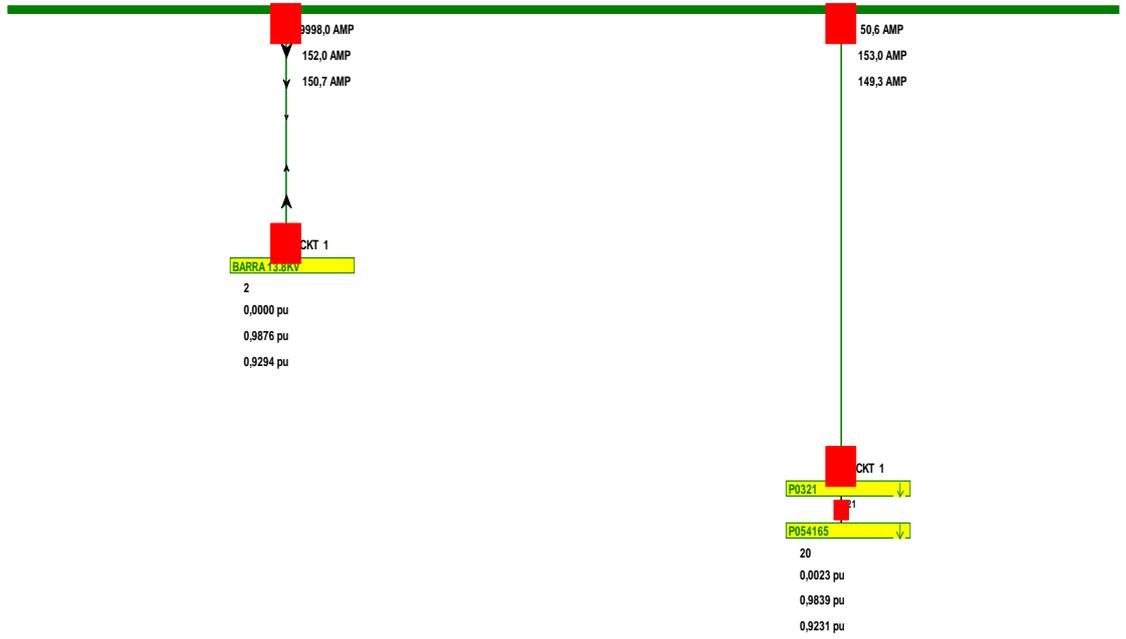
0,0000 pu
1,0434 pu
0,00 deg
1,0854 pu
-131,35 deg
122,81 deg



CUMBRES 4

Bus: CUMBRES 4 (19)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,9876 pu
 0,00 deg
 0,9294 pu
 -119,11 deg
 114,76 deg

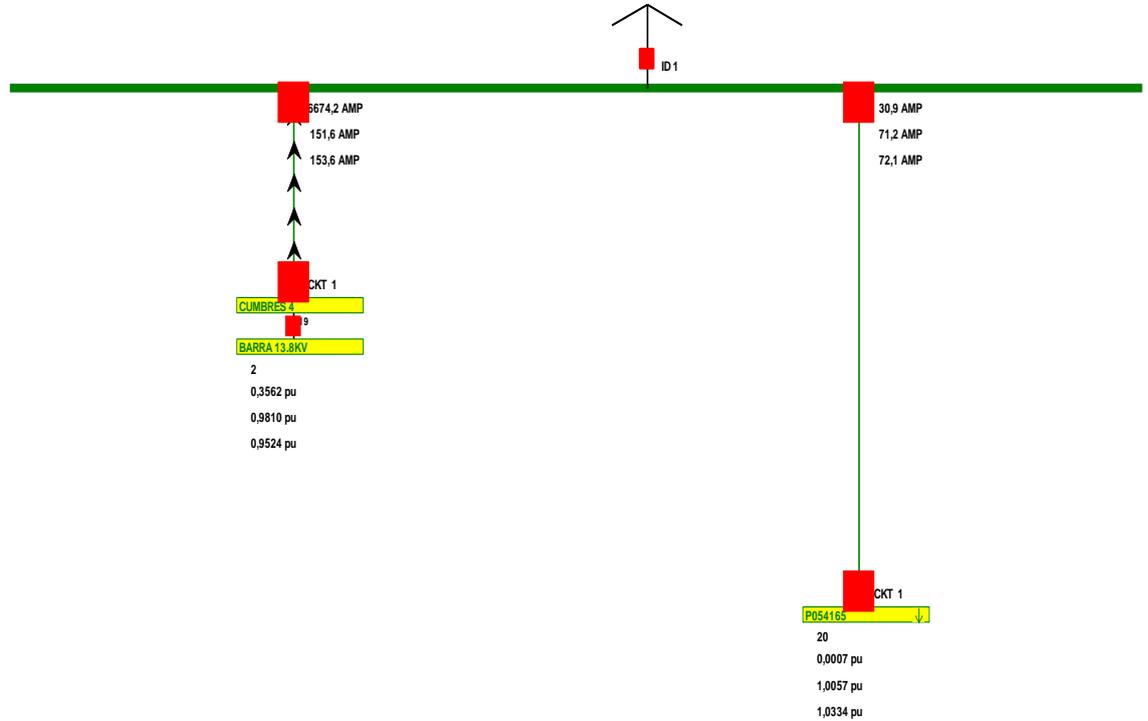


System State

P0321

Bus: P0321 (21)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 1,0064 pu
 0,00 deg
 1,0349 pu
 -127,38 deg
 119,72 deg

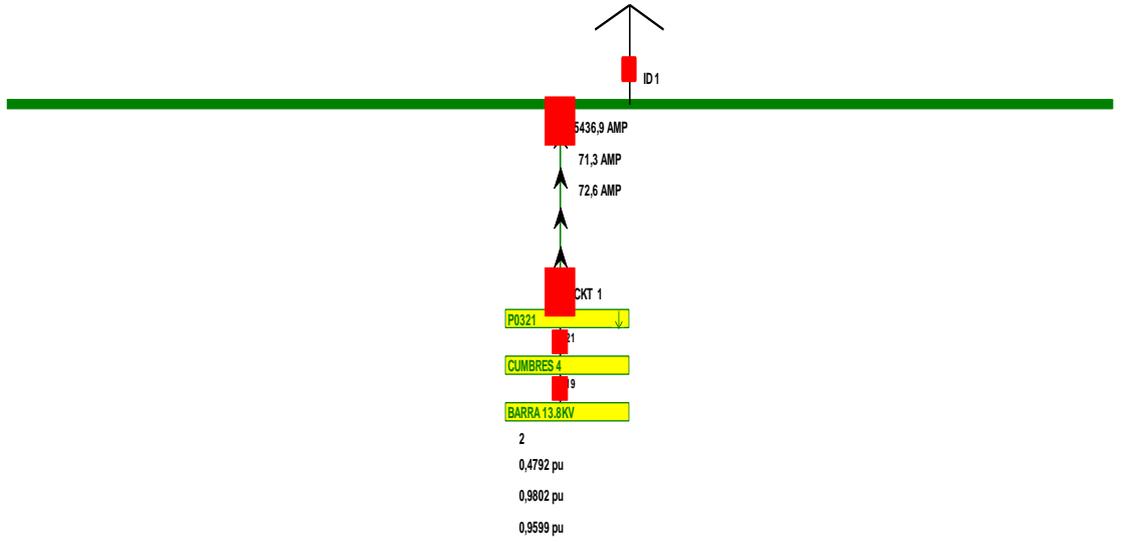


System State

P054165

Bus: P054165 (20)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

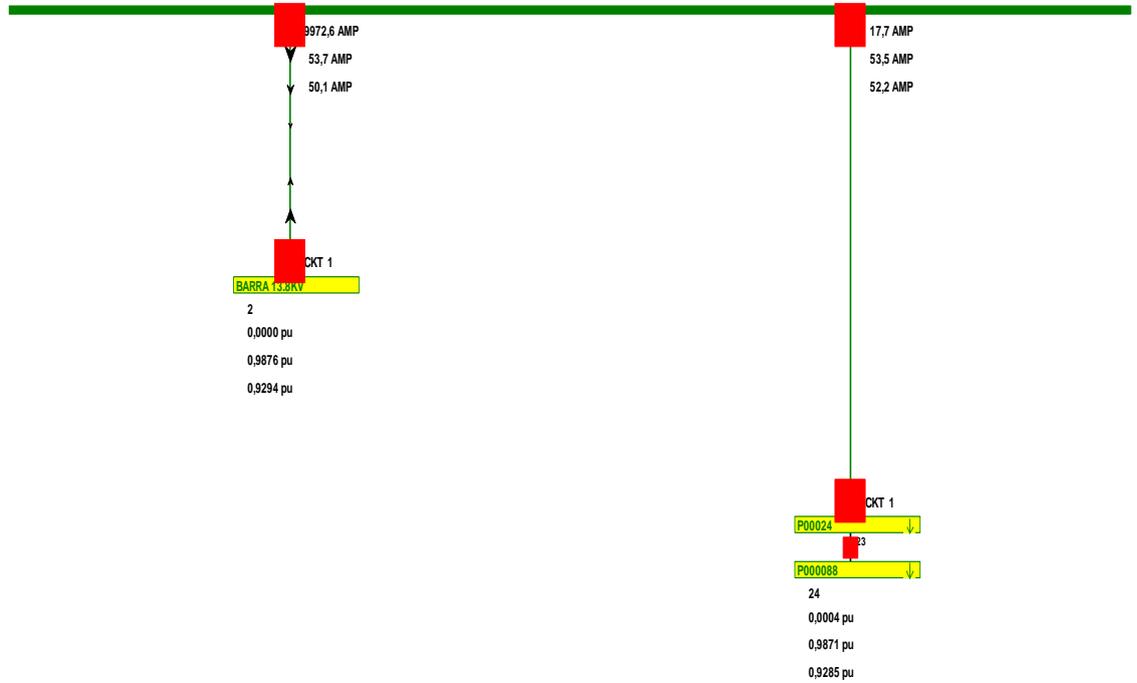
0,0000 pu
 1,0271 pu
 0,00 deg
 1,0670 pu
 -129,94 deg
 121,63 deg



CEIBOS NORTE

Bus: CEIBOS NORTE (22)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,9876 pu
 0,00 deg
 0,3294 pu
 -119,11 deg
 114,76 deg

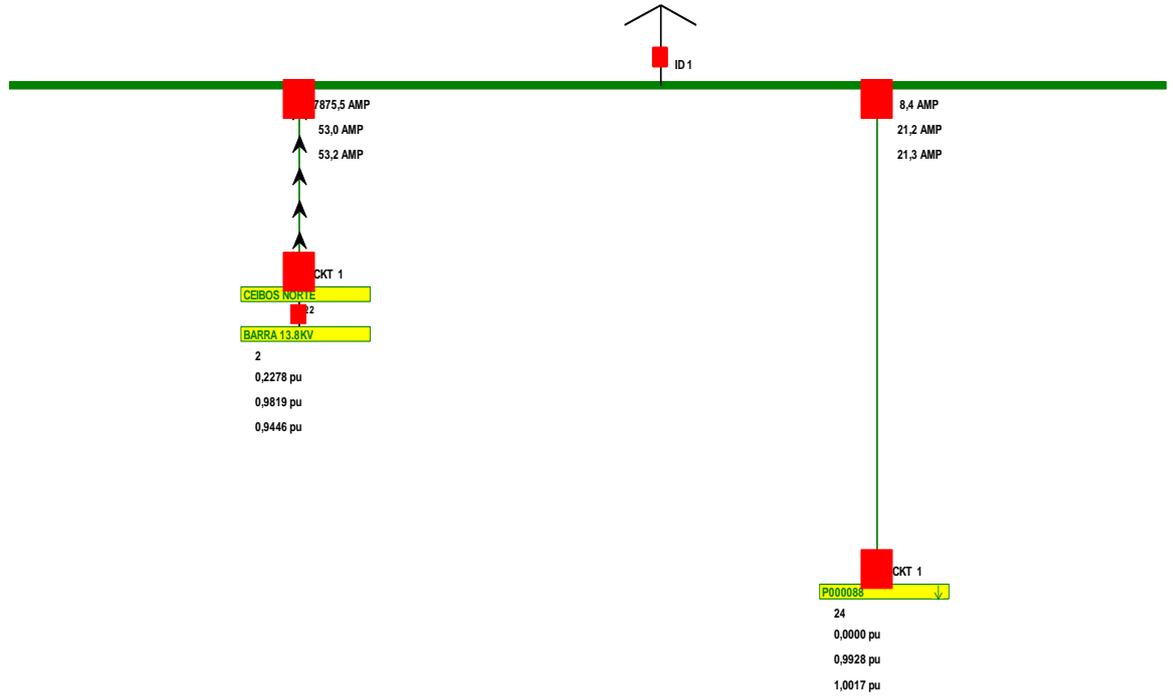


System State

P00024

Bus: P00024 (23)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,9929 pu
 0,00 deg
 1,0018 pu
 -124,37 deg
 117,84 deg

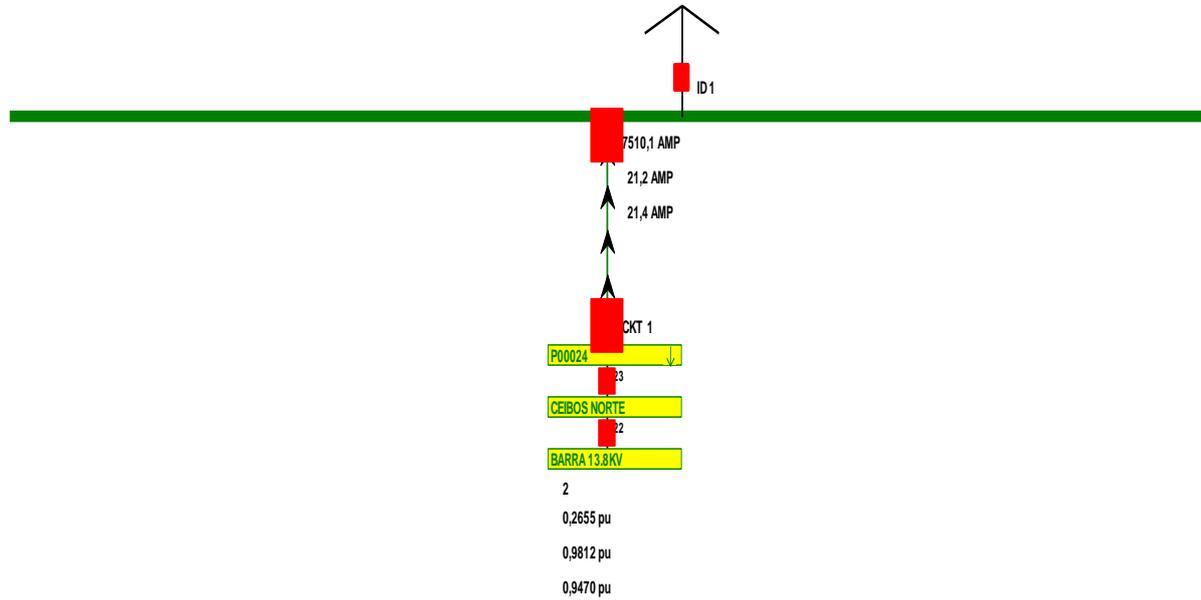


System State

P00088

Bus: P00088 (24)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,9963 pu
 0,00 deg
 1,0131 pu
 -125,21 deg
 118,39 deg



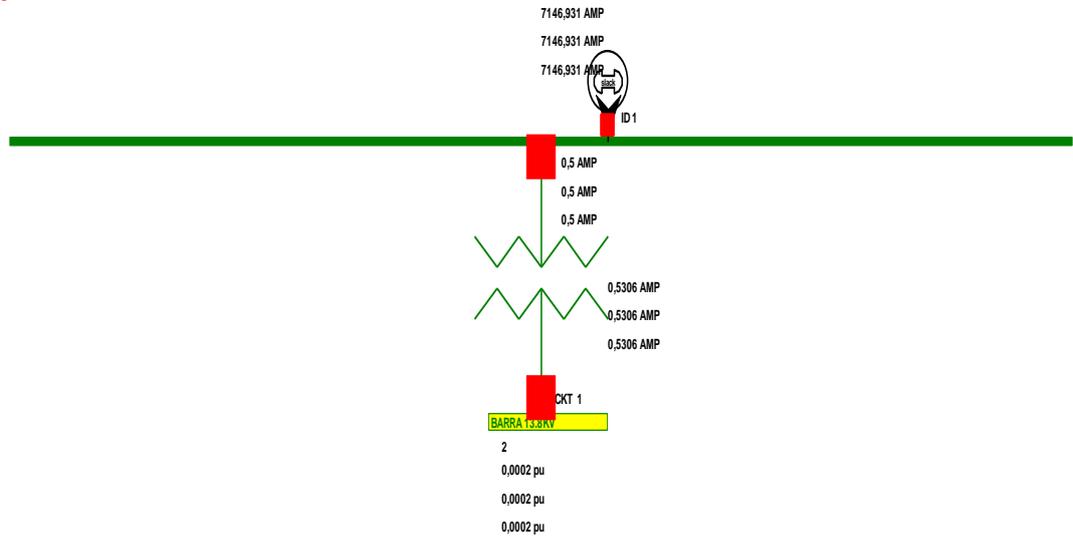
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO EN MÍNIMA CARGA

Primer caso.- Falla Trifásica

BARRA 69KV

Bus: BARRA 69KV (1)
Nom kV: 69,00
Area: 1 (1)
Zone: 1 (1)

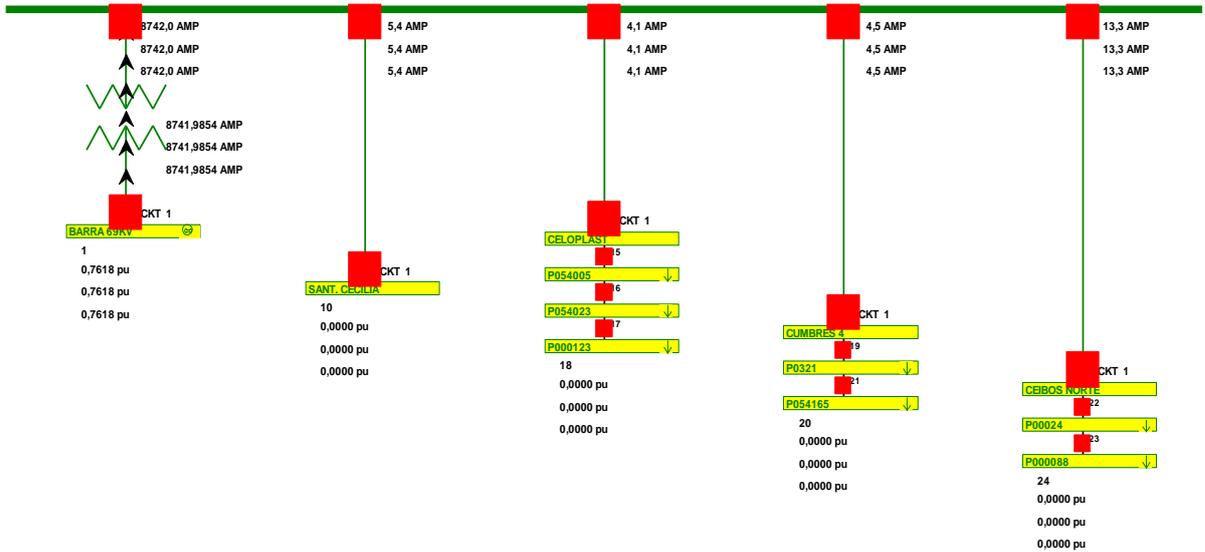
0,0000 pu
0,0000 pu
0,00 deg
0,0000 pu
0,00 deg
0,00 deg



BARRA 13.8KV

Bus: BARRA 13.8KV (2)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg

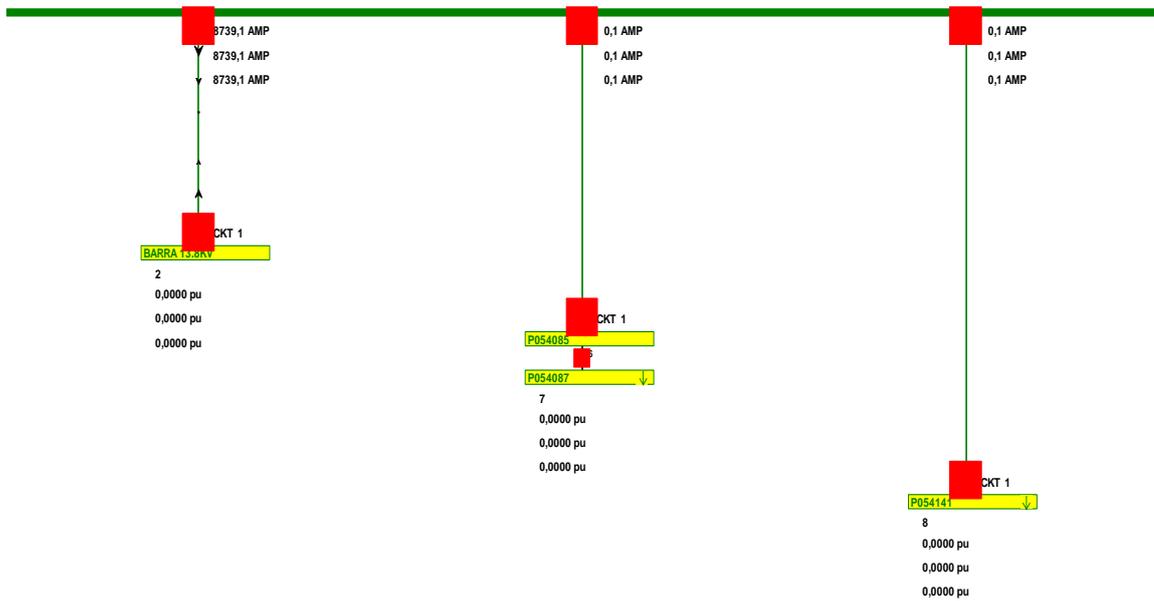


System State

SANT. CECILIA

Bus: SANT. CECILIA (10)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg

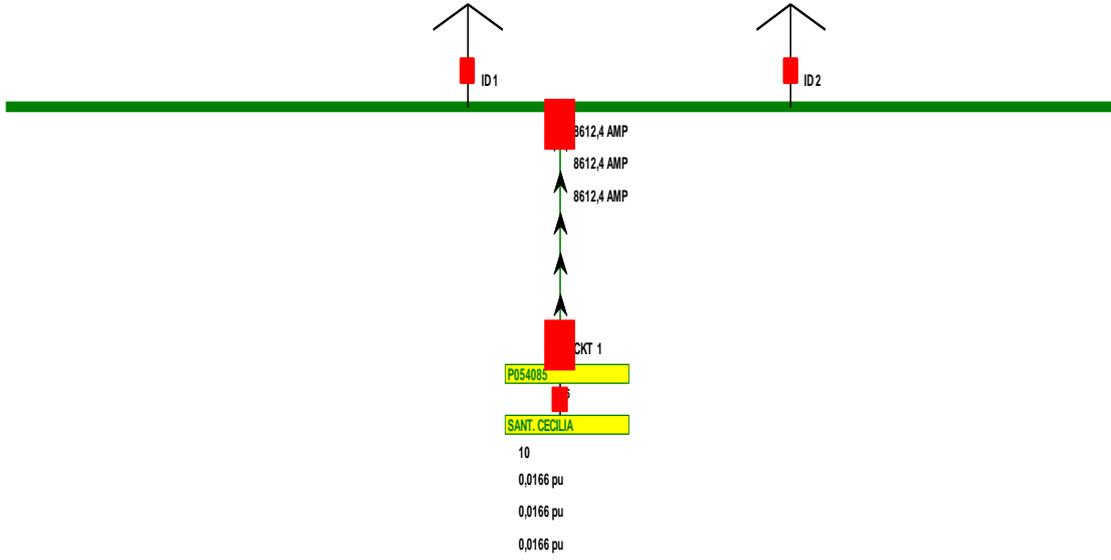


System State

P054087

Bus: P054087 (7)
 Nom KV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

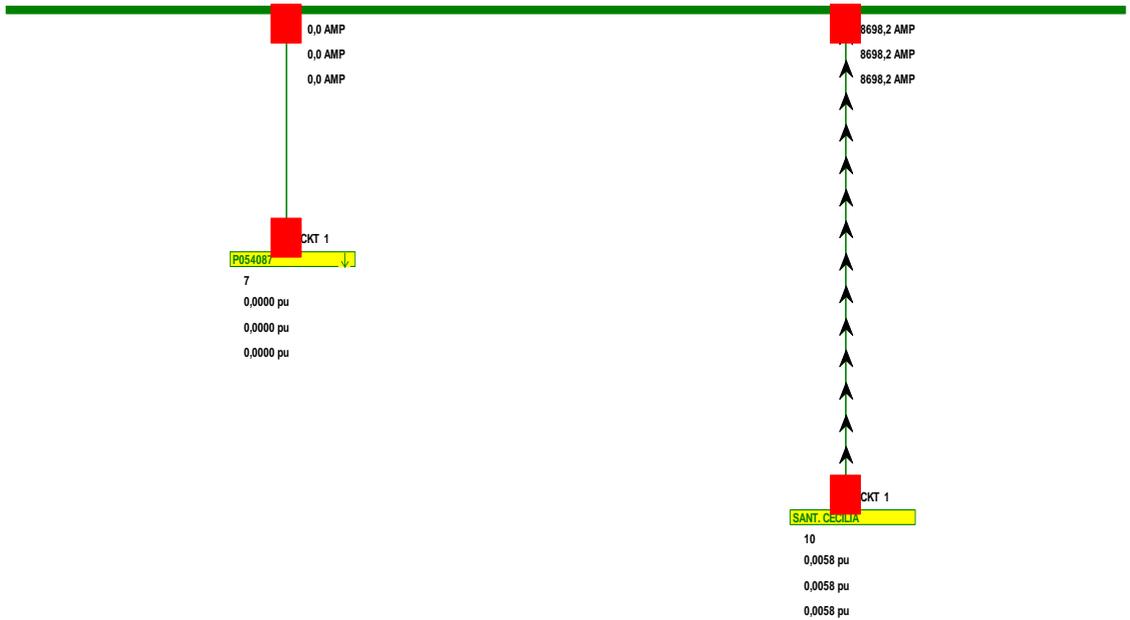
0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg



P054085

Bus: P054085 (6)
 Nom KV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg

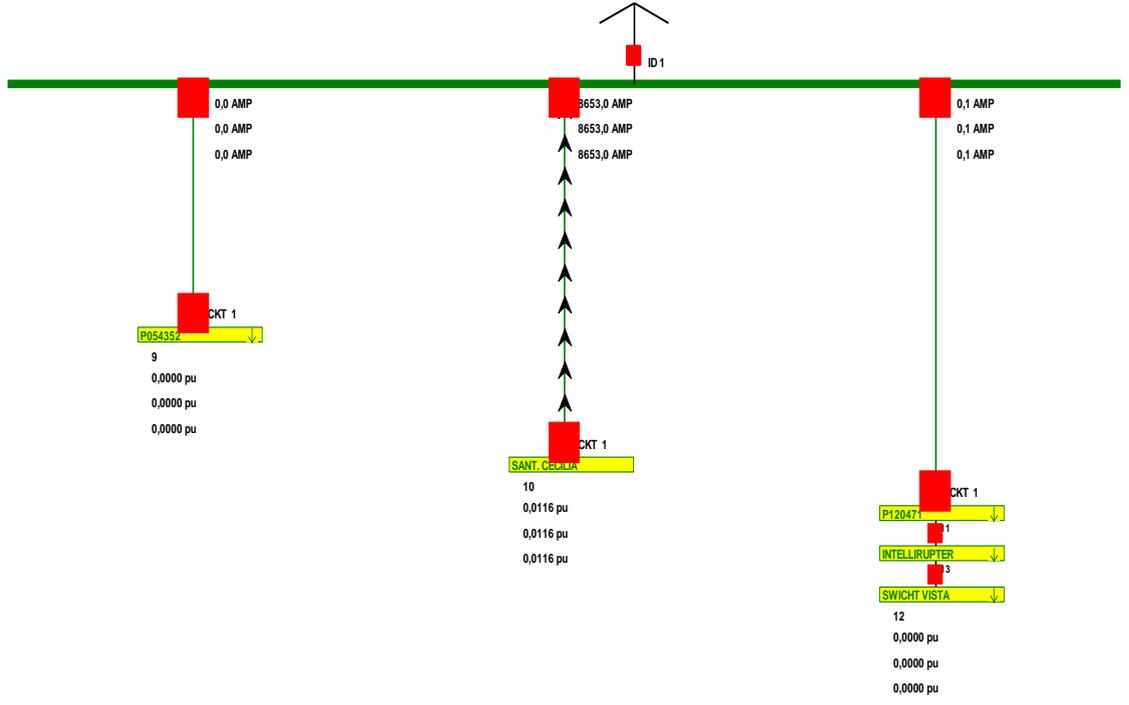


System State

P054141

Bus: P054141 (8)
 Nom KV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

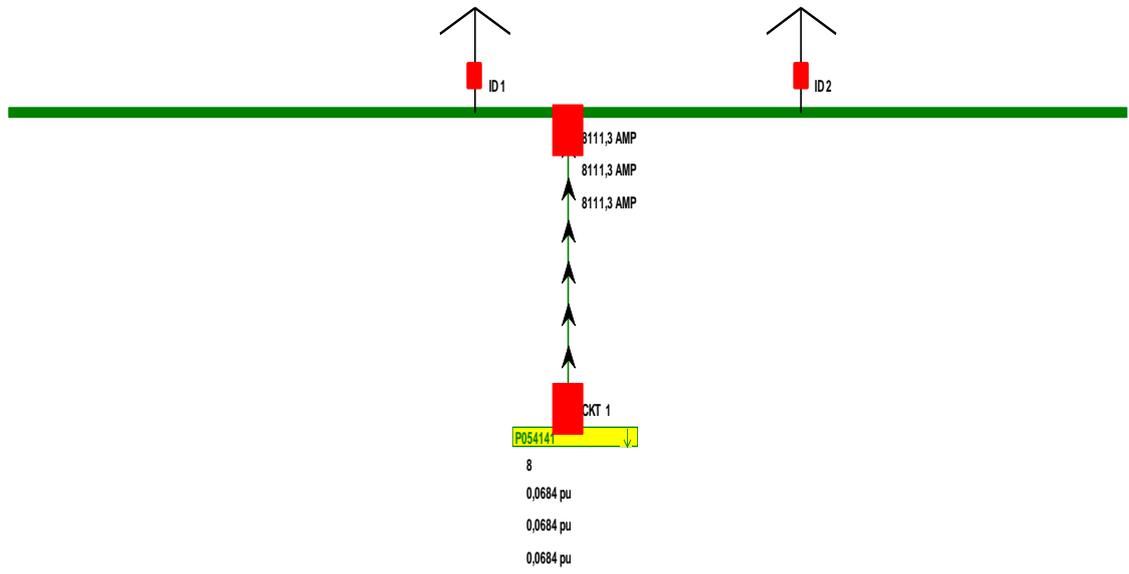
0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg



P054352

Bus: P054352 (9)
 Nom KV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

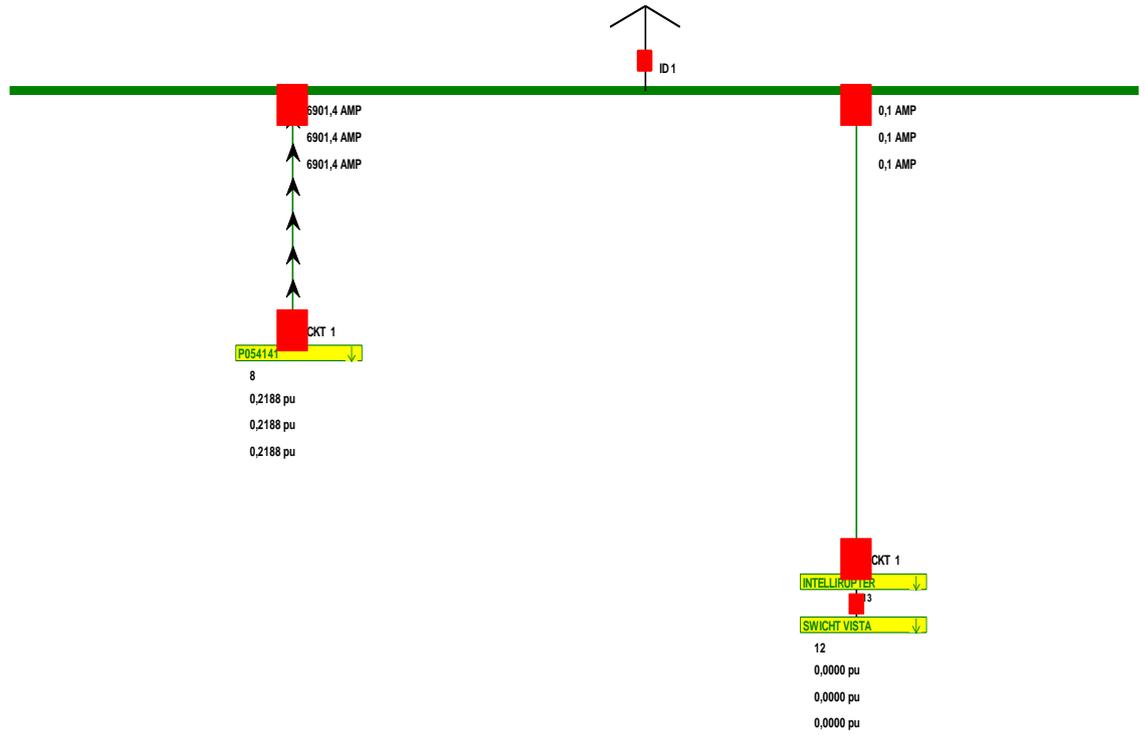
0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg



P120471

Bus: P120471 (11)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg

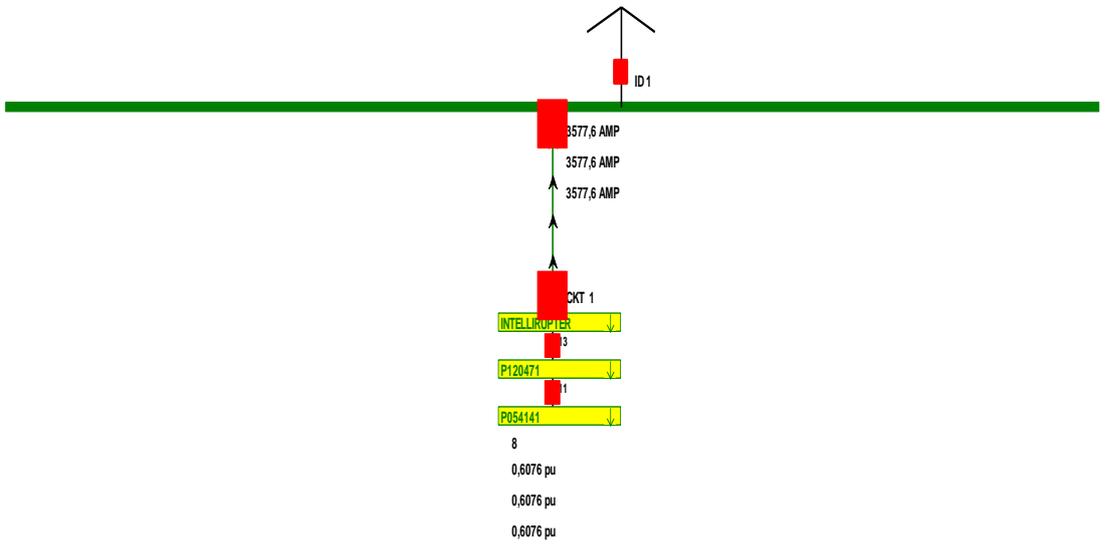


System State

SWICHT VISTA

Bus: SWICHT VISTA (12)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

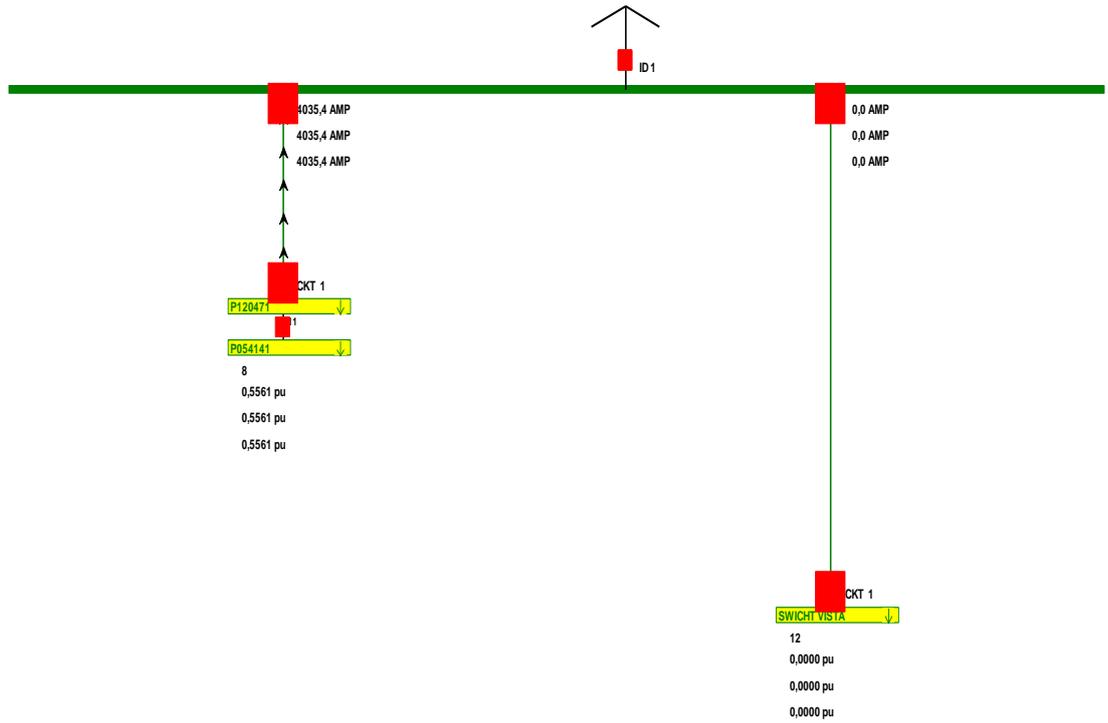
0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg



INTELLIRUPTER

Bus: INTELLIRUPTER (13)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

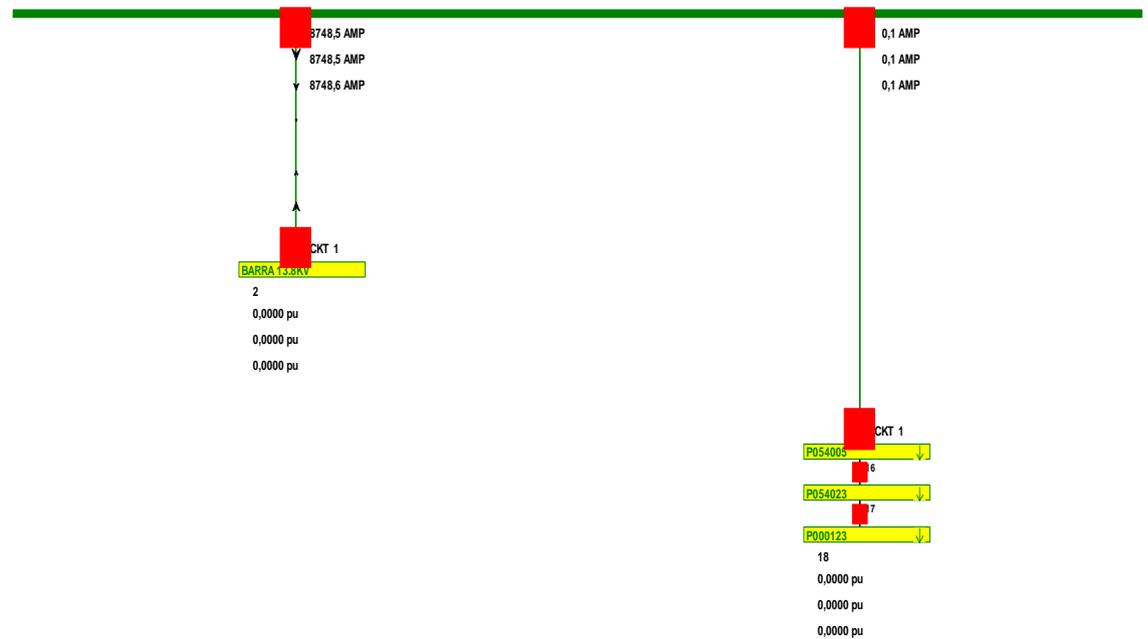
0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg



CELOPLAST

Bus: CELOPLAST (15)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

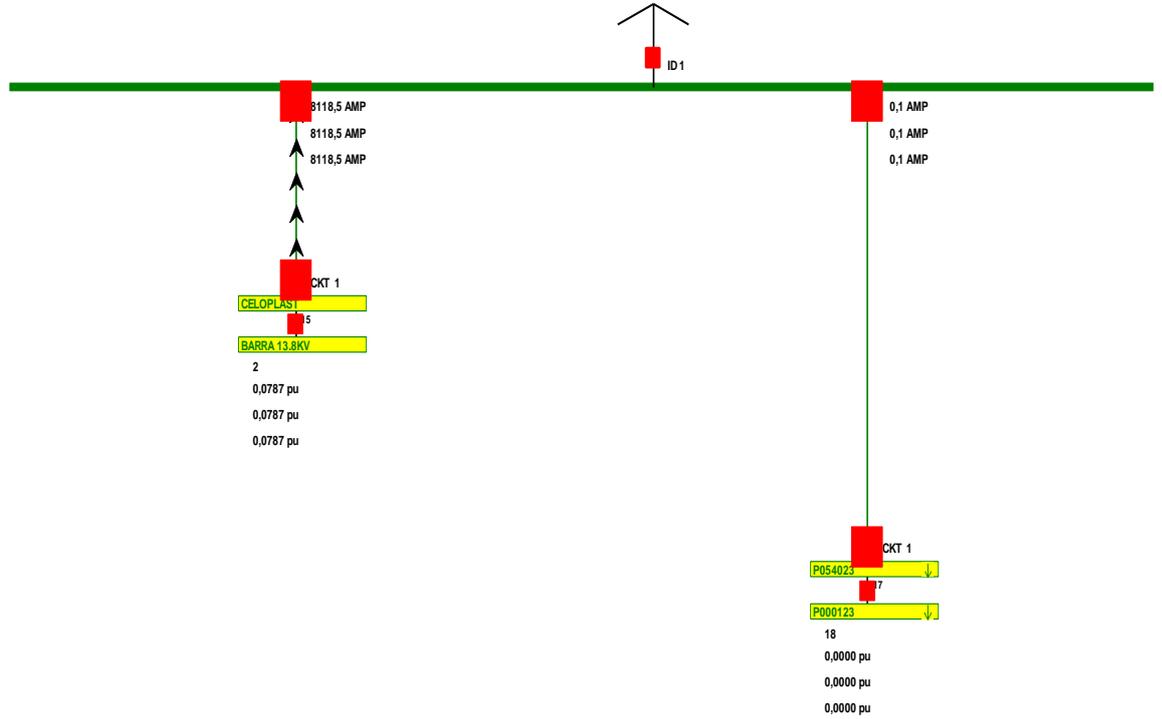
0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg



P054005

Bus: P054005 (16)
Nom kV: 13,80
Area: 1 (1)
Zone: 1 (1)

0,0000 pu
0,0000 pu
0,00 deg
0,0000 pu
0,00 deg
0,00 deg

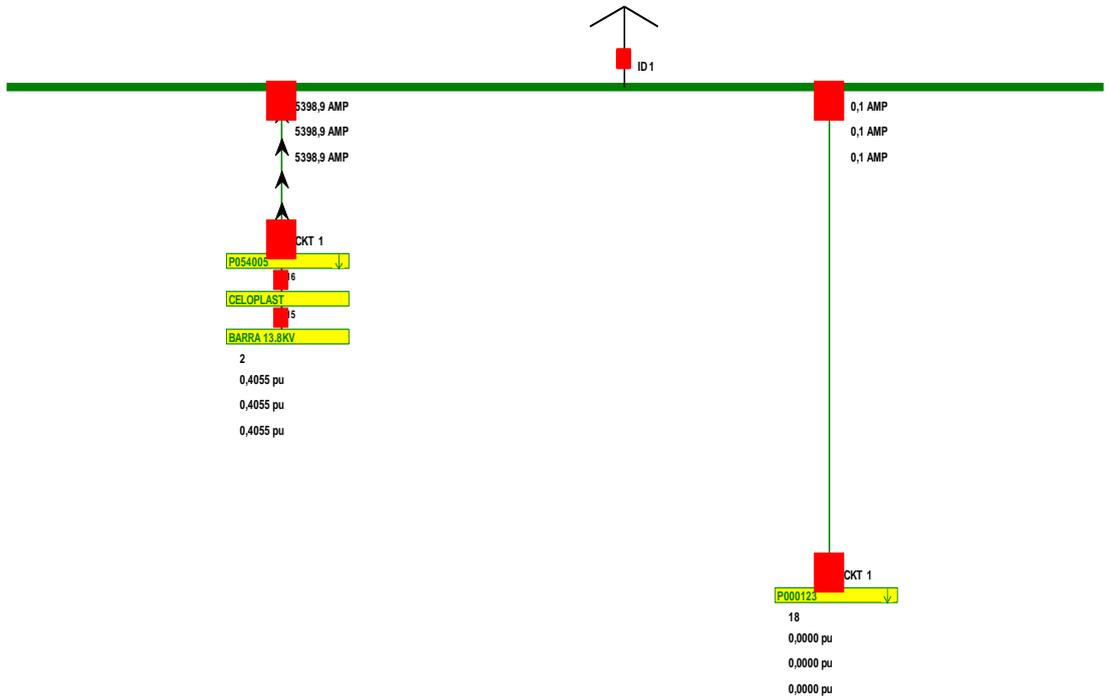


System State

P054023

Bus: P054023 (17)
Nom kV: 13,80
Area: 1 (1)
Zone: 1 (1)

0,0000 pu
0,0000 pu
0,00 deg
0,0000 pu
0,00 deg
0,00 deg

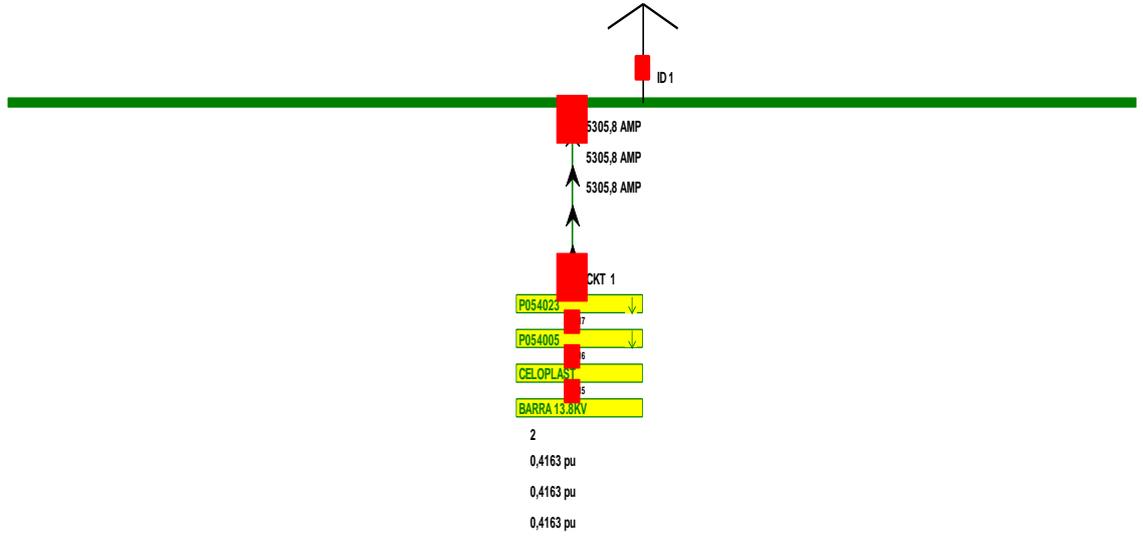


System State

P000123

Bus: P000123 (18)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

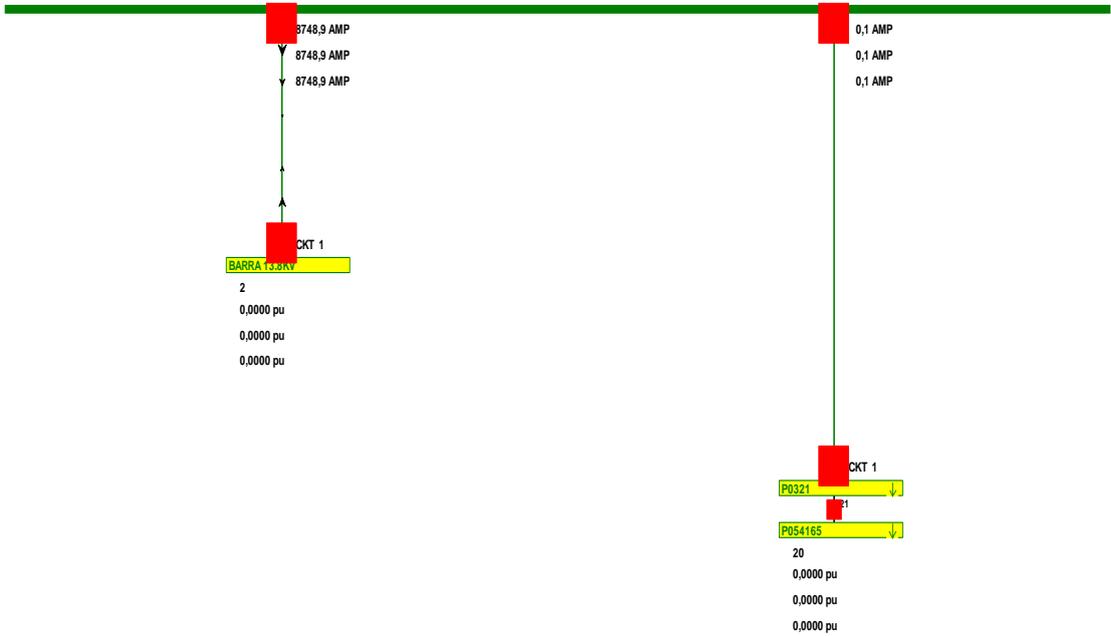
0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg



CUMBRES 4

Bus: CUMBRES 4 (19)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg

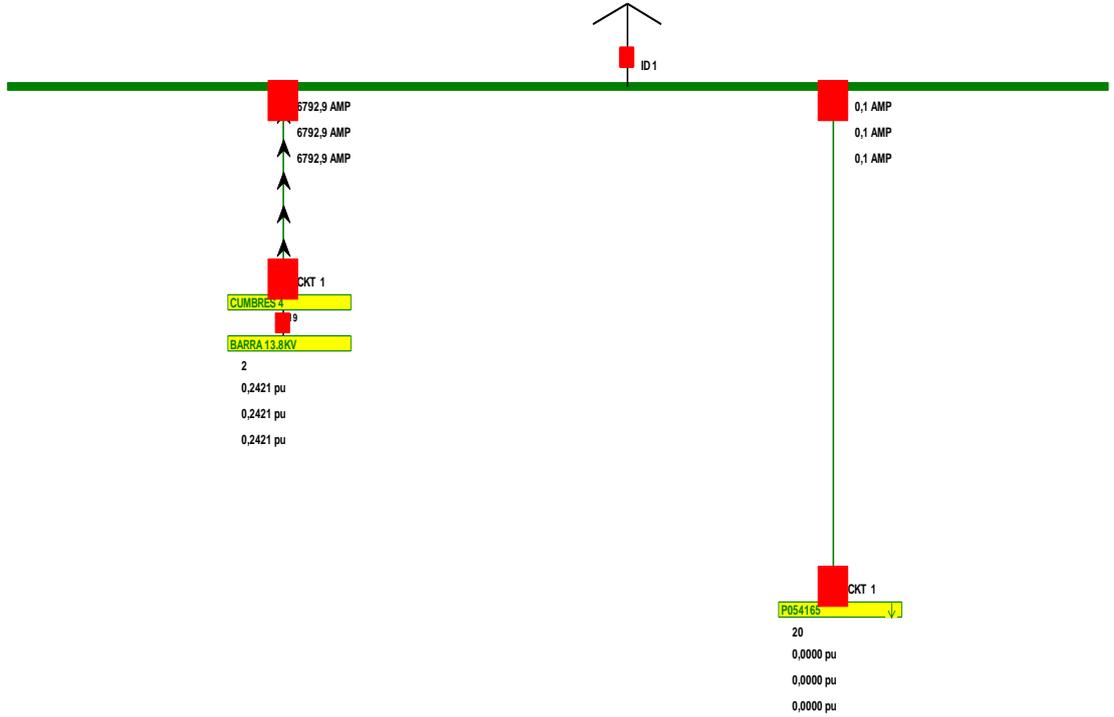


System State

P0321

Bus: P0321 (21)
Nom kV: 13,80
Area: 1 (1)
Zone: 1 (1)

0,0000 pu
0,0000 pu
0,00 deg
0,0000 pu
0,00 deg
0,00 deg

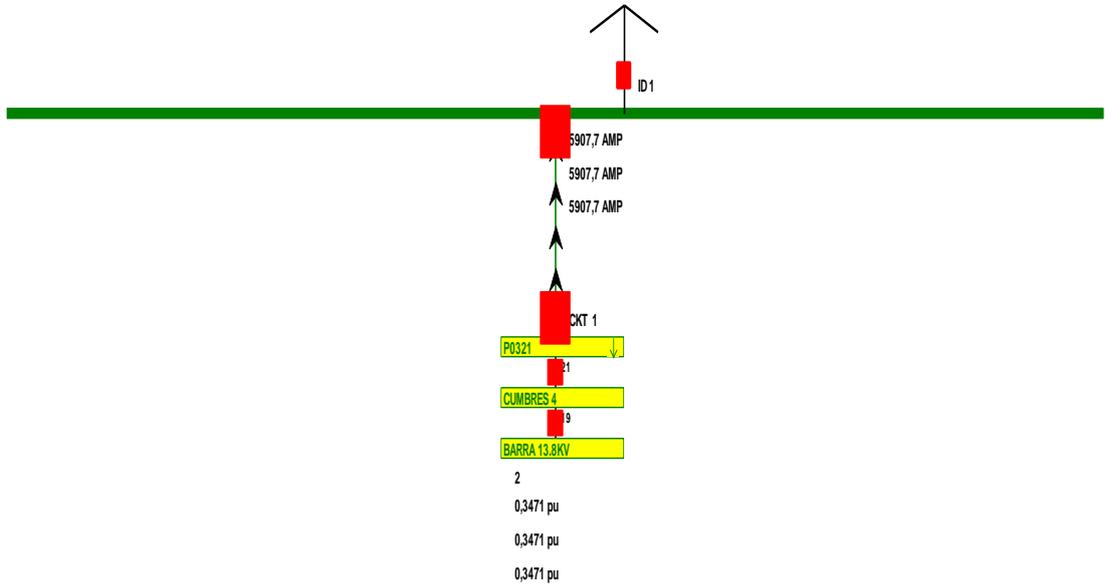


System State

P054165

Bus: P054165 (20)
Nom kV: 13,80
Area: 1 (1)
Zone: 1 (1)

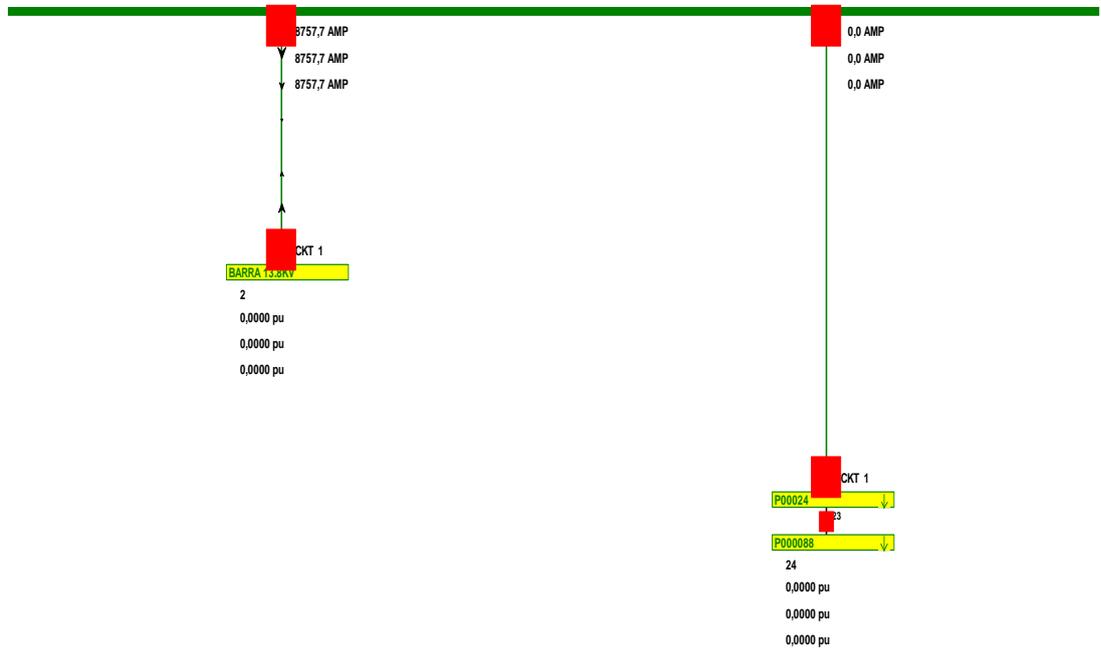
0,0000 pu
0,0000 pu
0,00 deg
0,0000 pu
0,00 deg
0,00 deg



CEIBOS NORTE

Bus: CEIBOS NORTE (22)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

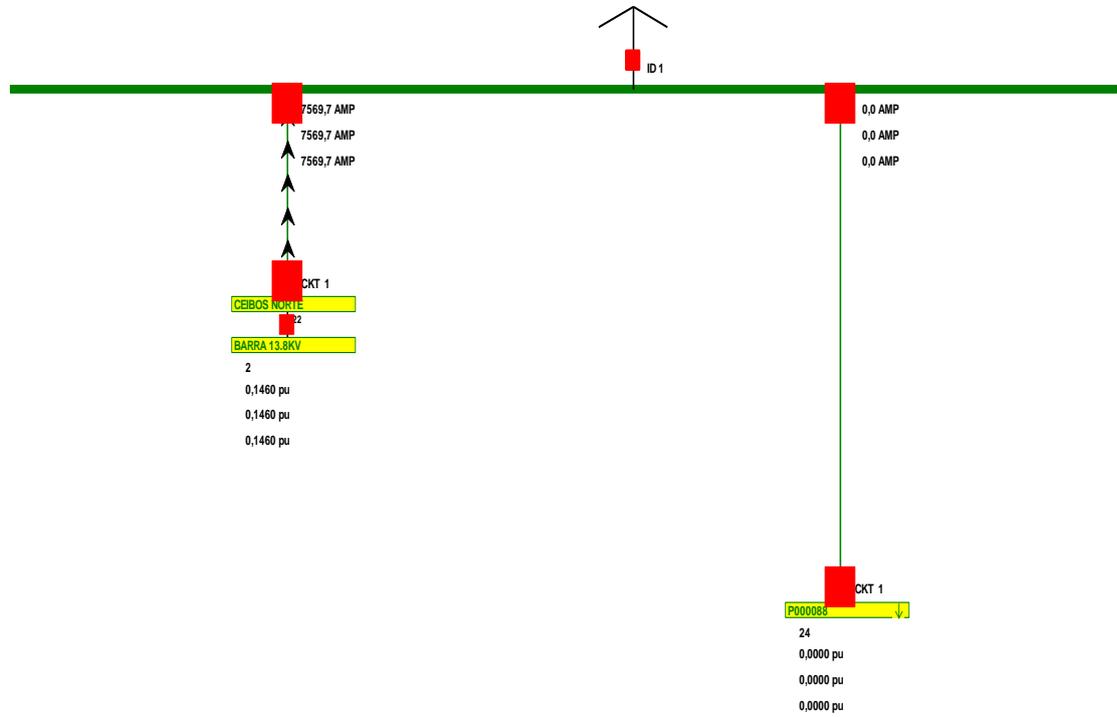
0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg



P00024

Bus: P00024 (23)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

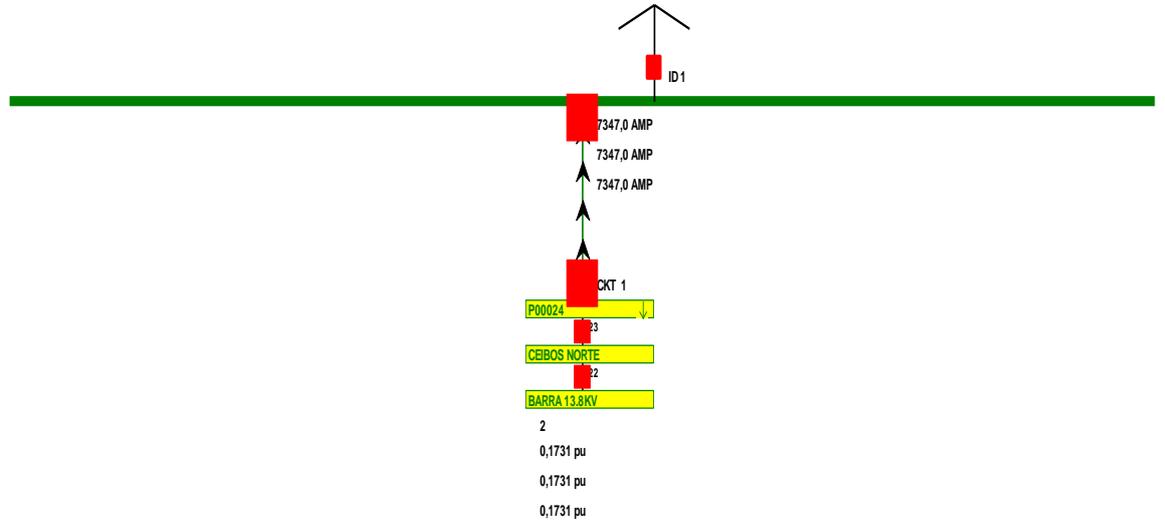
0,0000 pu
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,0000 pu
 0,00 deg
 0,00 deg



P000088

Bus: P000088 (24)
Nom kV: 13,80
Area: 1 (1)
Zone: 1 (1)

0,0000 pu
0,0000 pu
0,00 deg
0,0000 pu
0,00 deg
0,00 deg

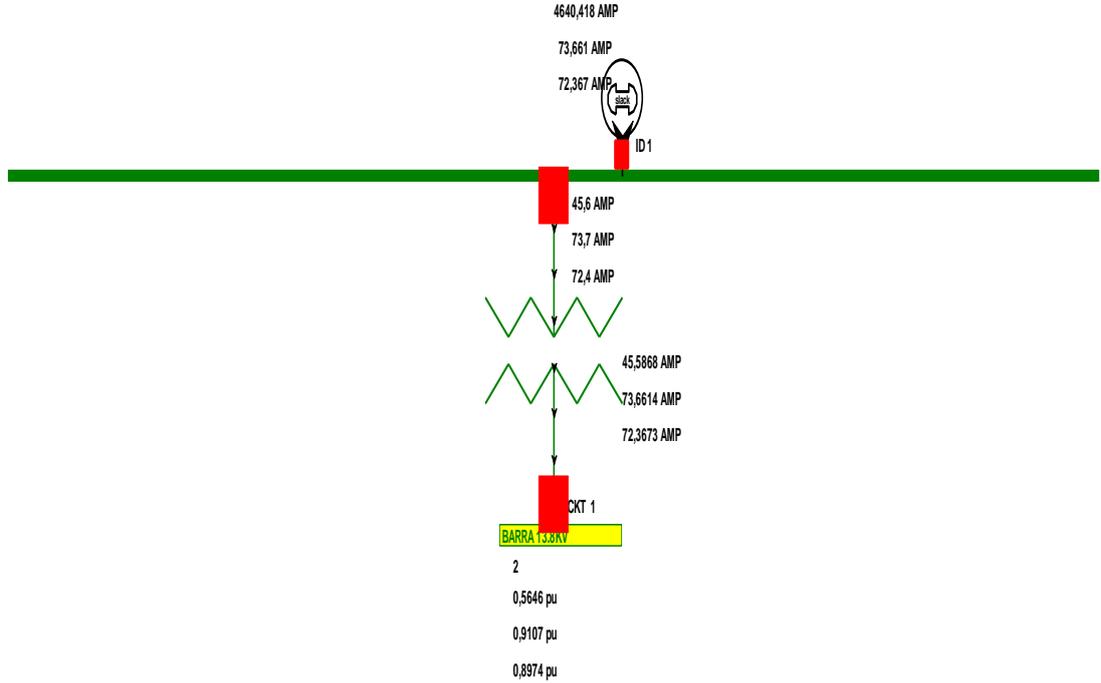


Segundo caso.- Falla de línea a tierra.

BARRA 69KV

Bus: BARRA 69KV (1)
 Nom kV: 69,00
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

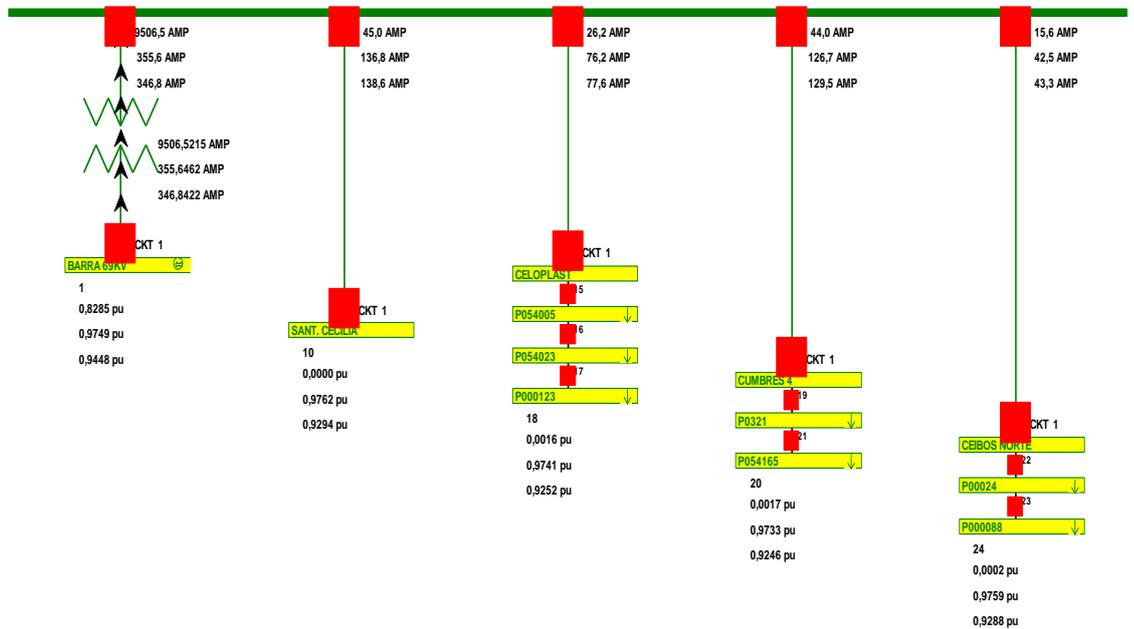
0,0000 pu
 1,2311 pu
 0,00 deg
 1,2009 pu
 -133,89 deg
 135,29 deg



BARRA 13.8KV

Bus: BARRA 13.8KV (2)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,9762 pu
 0,00 deg
 0,9294 pu
 -116,94 deg
 114,39 deg

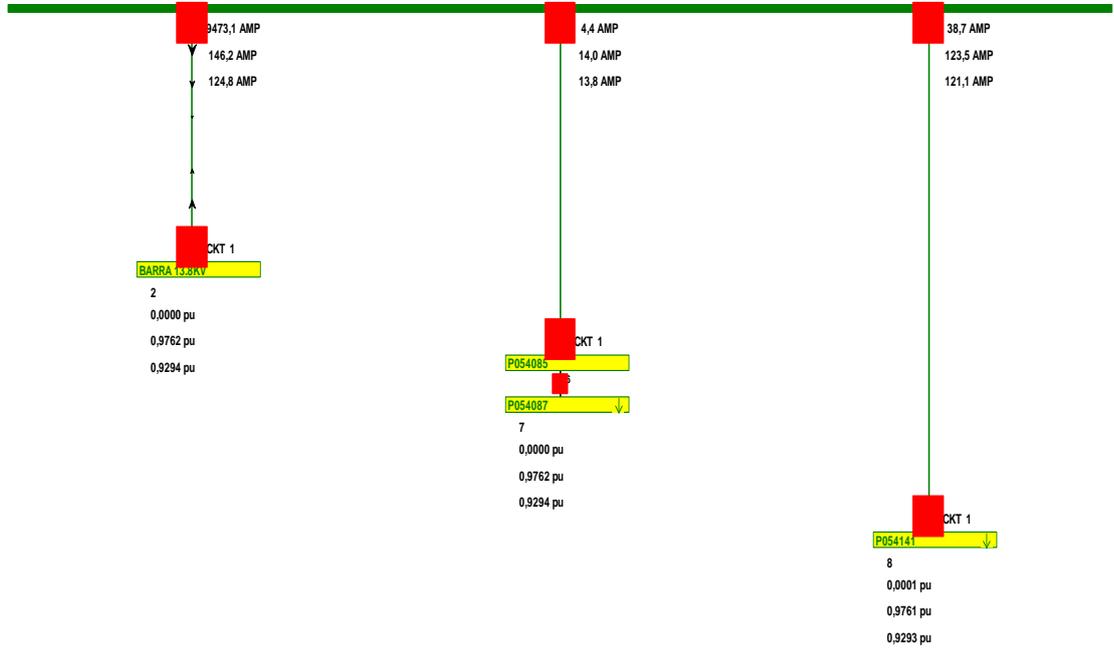


System State

SANT. CECILIA

Bus: SANT. CECILIA (10)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

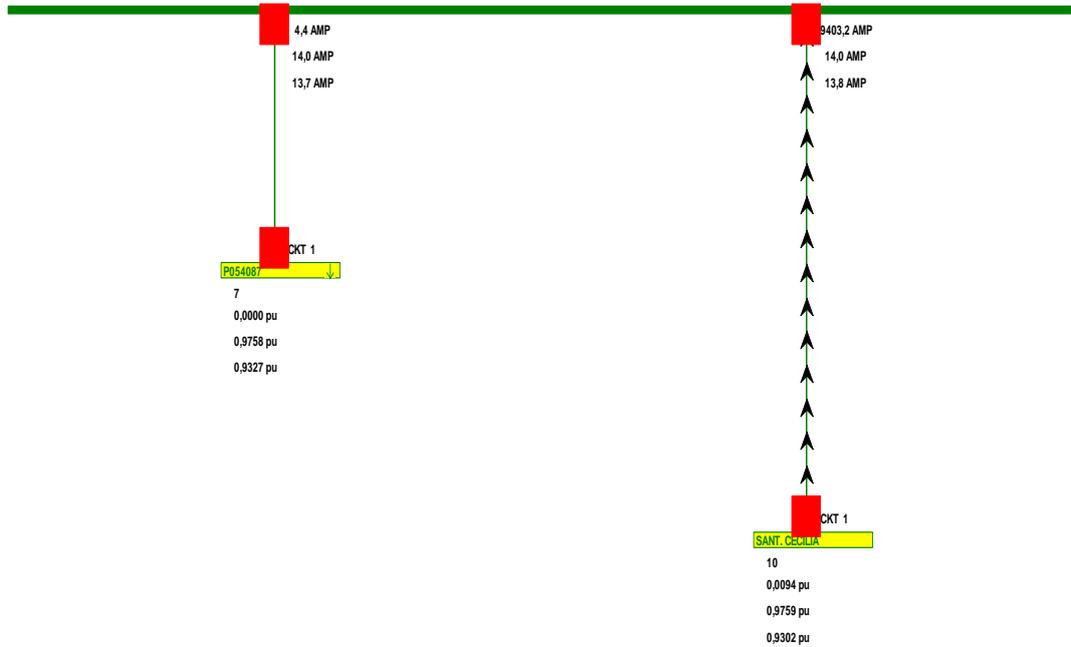
0,0000 pu
 0,9762 pu
 0,000 deg
 0,9294 pu
 -116,94 deg
 114,39 deg



P054085

Bus: P054085 (6)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

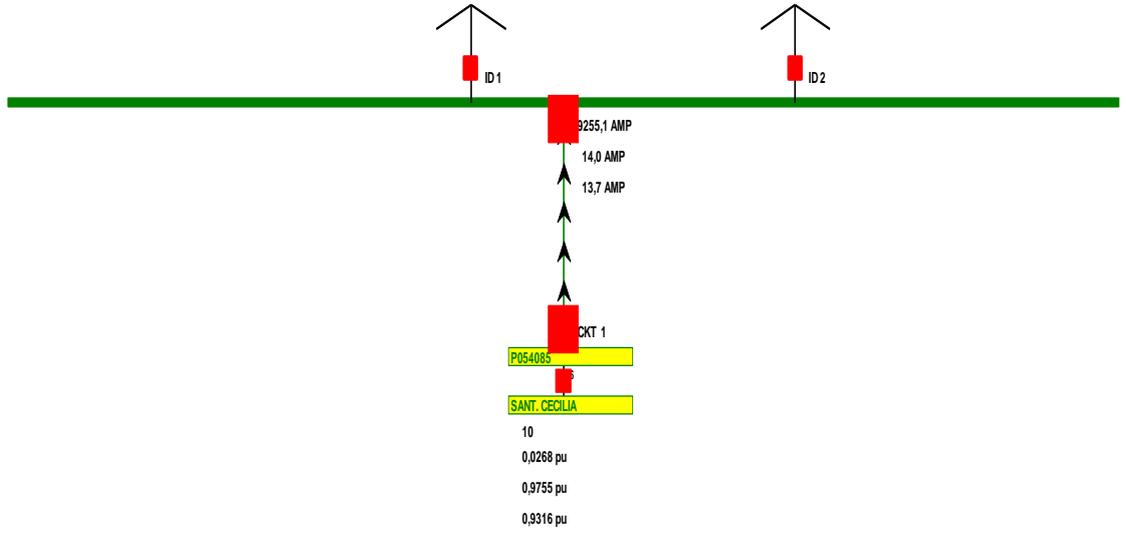
0,0000 pu
 0,9758 pu
 0,00 deg
 0,9327 pu
 -117,17 deg
 114,53 deg



P054087

Bus: P054087 (7)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

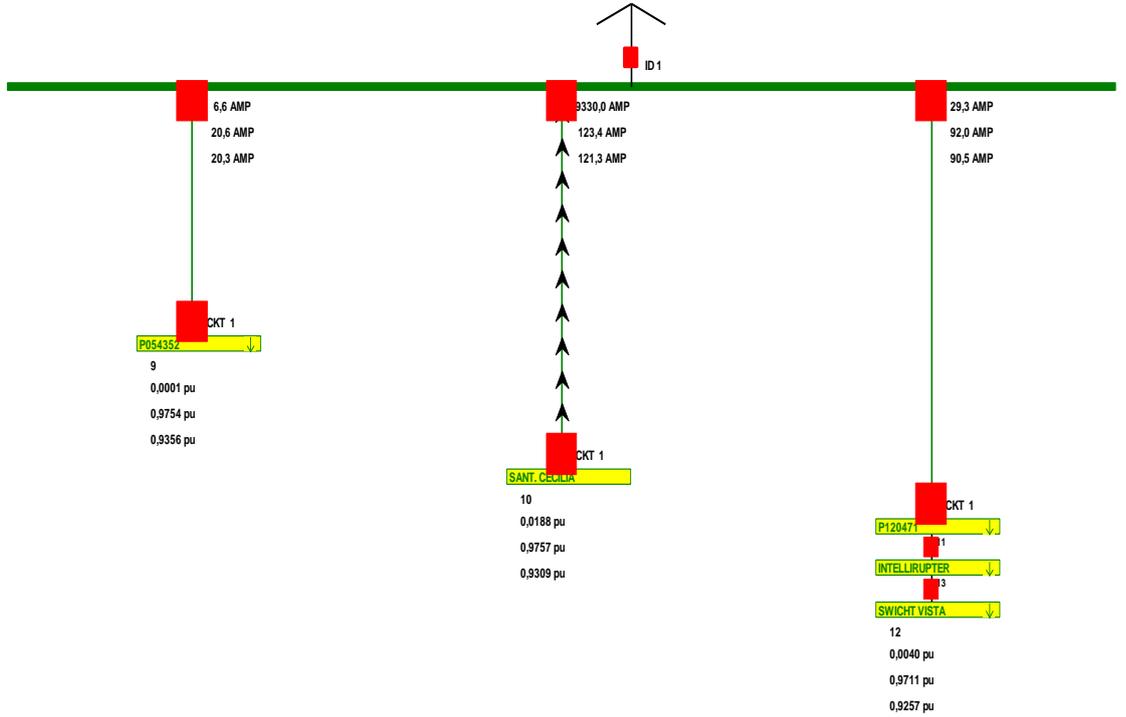
0,0000 pu
 0,9753 pu
 0,00 deg
 0,9387 pu
 -117,60 deg
 114,77 deg



P054141

Bus: P054141 (8)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,9755 pu
 0,00 deg
 0,9356 pu
 -117,41 deg
 114,66 deg

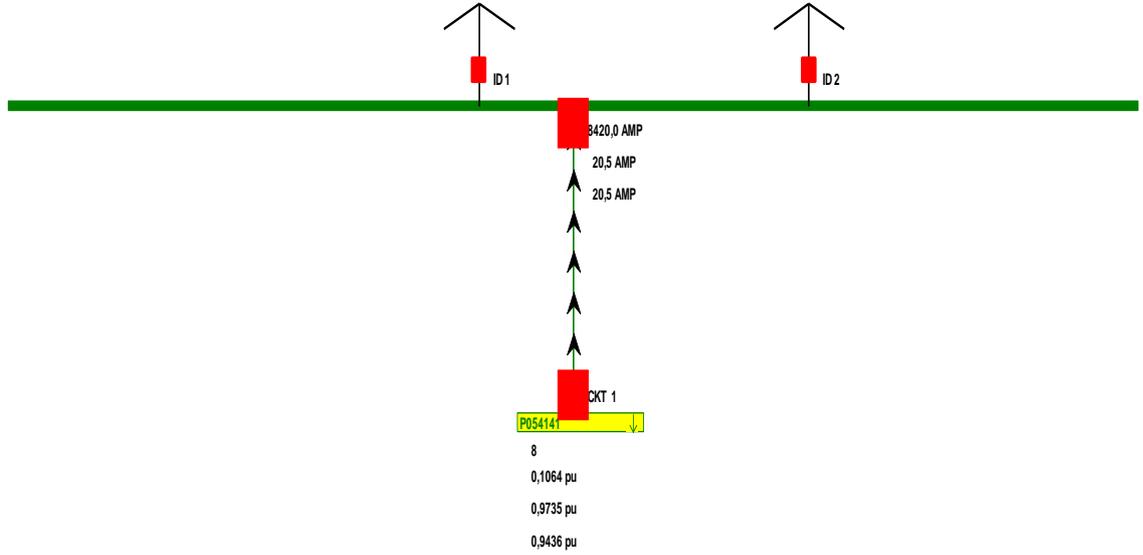


System State

P054352

Bus: P054352 (9)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

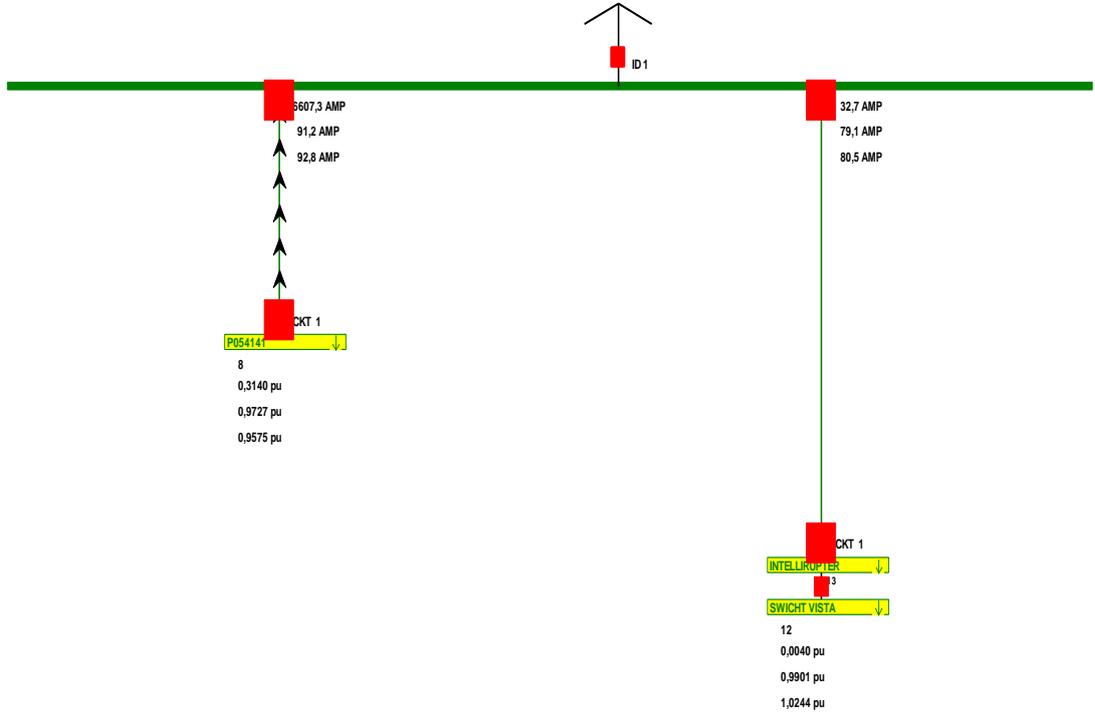
0,0000 pu
 0,9754 pu
 0,00 deg
 0,9711 pu
 -119,99 deg
 116,19 deg



P120471

Bus: P120471 (11)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,9927 pu
 0,00 deg
 1,0325 pu
 -125,01 deg
 119,37 deg



System State

SWICHT VISTA

Bus: SWICHT VISTA (12)

Nom kV: 13,80

Area: 1 (1)

Zone: 1 (1)

0,0000 pu

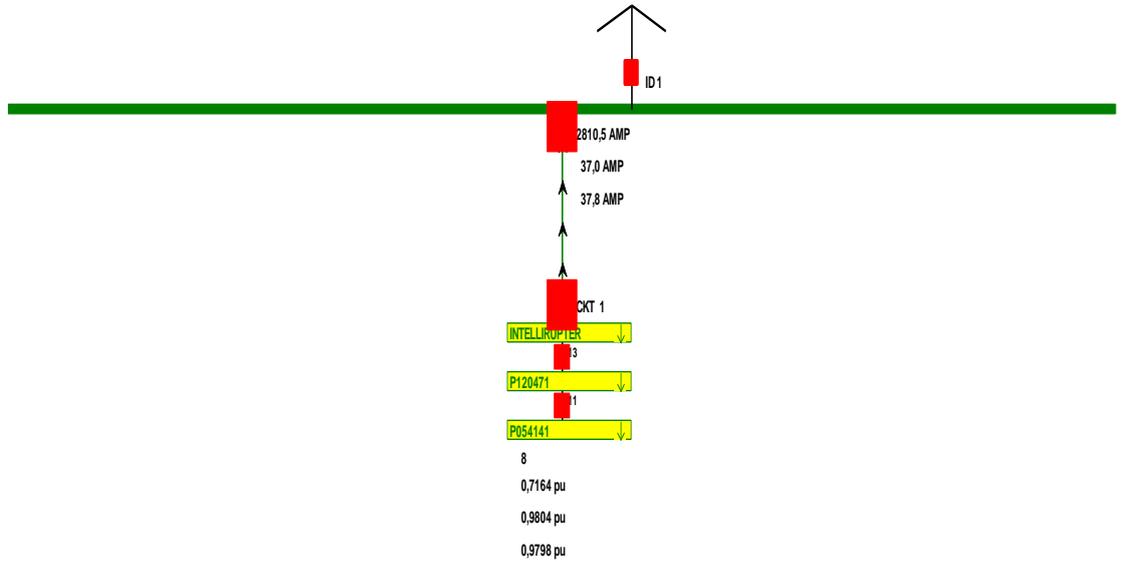
1,0852 pu

0,00 deg

1,1267 pu

-133,18 deg

126,16 deg



INTELLIRUPTER

Bus: INTELLIRUPTER (13)

Nom kV: 13,80

Area: 1 (1)

Zone: 1 (1)

0,0000 pu

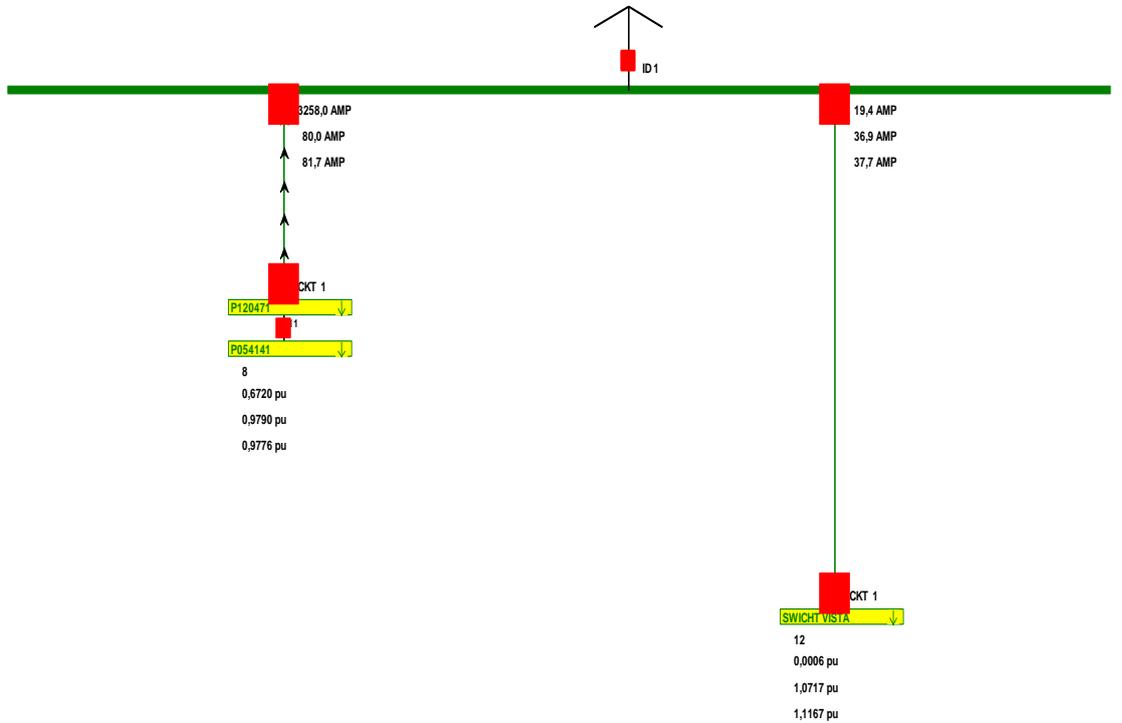
1,0719 pu

0,00 deg

1,1117 pu

-132,43 deg

125,39 deg



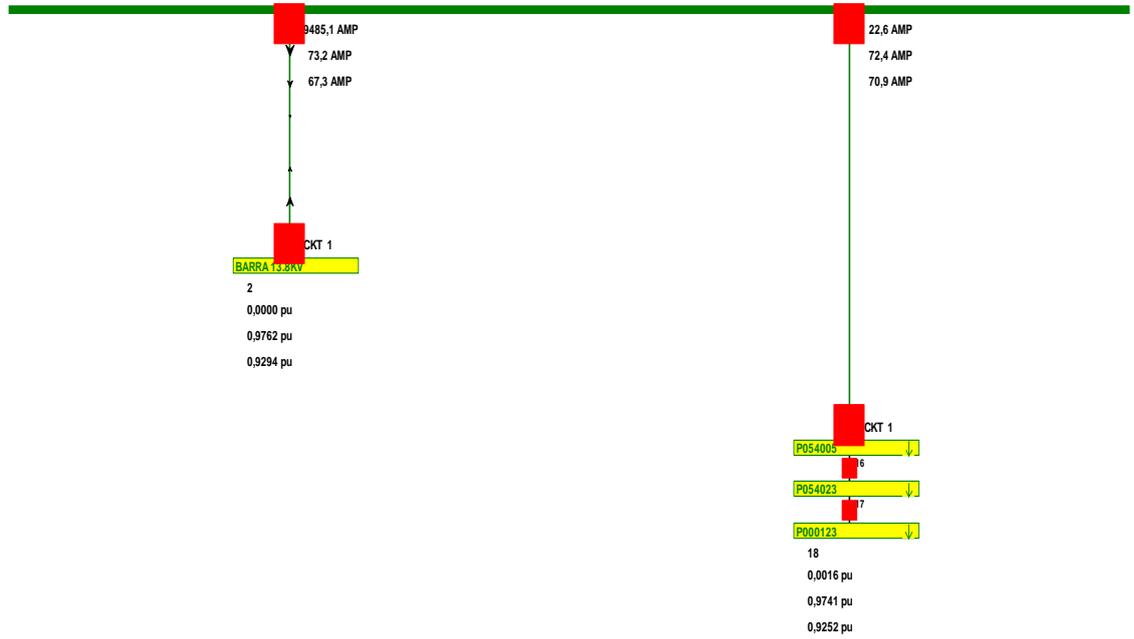
System State

12
0,0006 pu
1,0717 pu
1,1167 pu

CELOPLAST

Bus: CELOPLAST (15)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,9762 pu
 0,00 deg
 0,9294 pu
 -116,94 deg
 114,39 deg

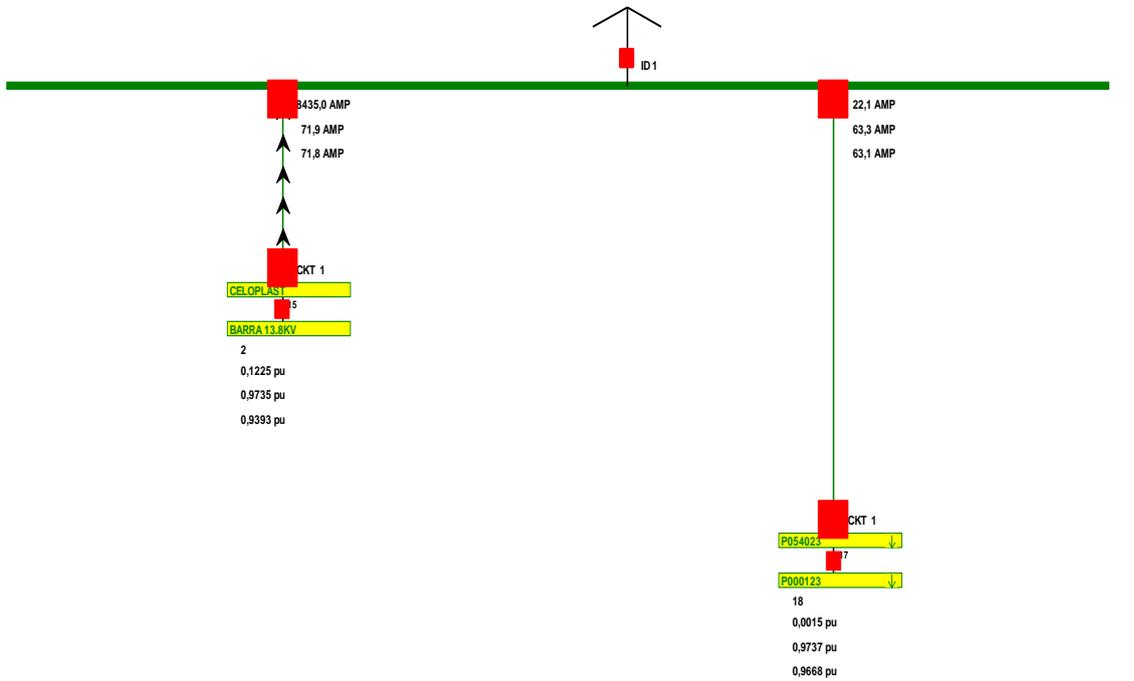


System State

P054005

Bus: P054005 (16)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,9753 pu
 0,00 deg
 0,9705 pu
 -119,99 deg
 116,17 deg

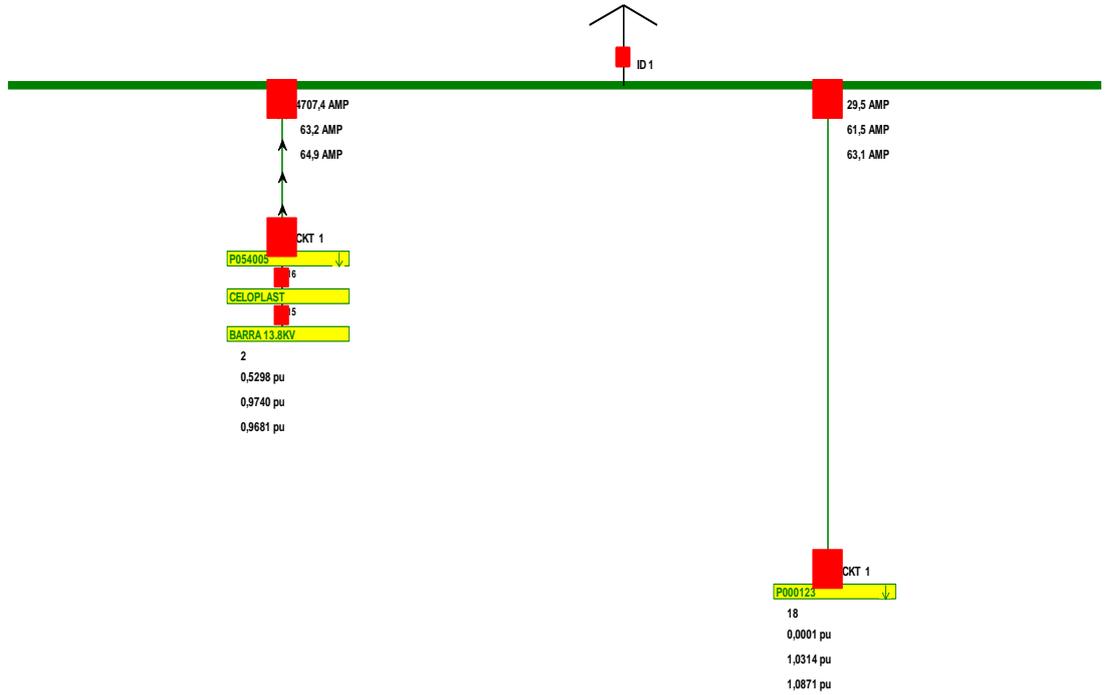


System State

P054023

Bus: P054023 (17)
 Nom kv: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

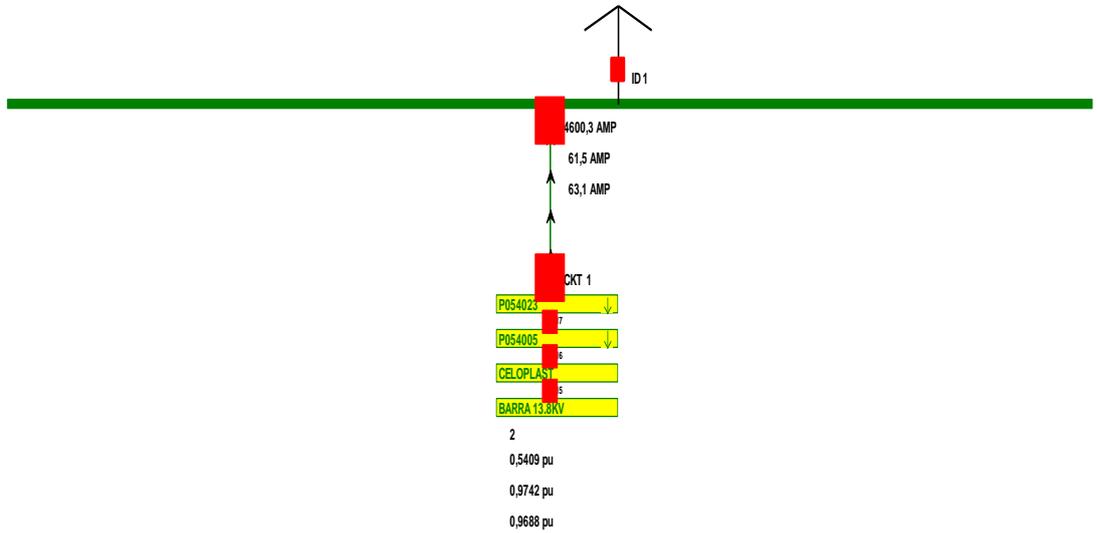
0,0000 pu
 1,0315 pu
 0,00 deg
 1,0873 pu
 -129,43 deg
 122,84 deg



P000123

Bus: P000123 (18)
 Nom kv: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

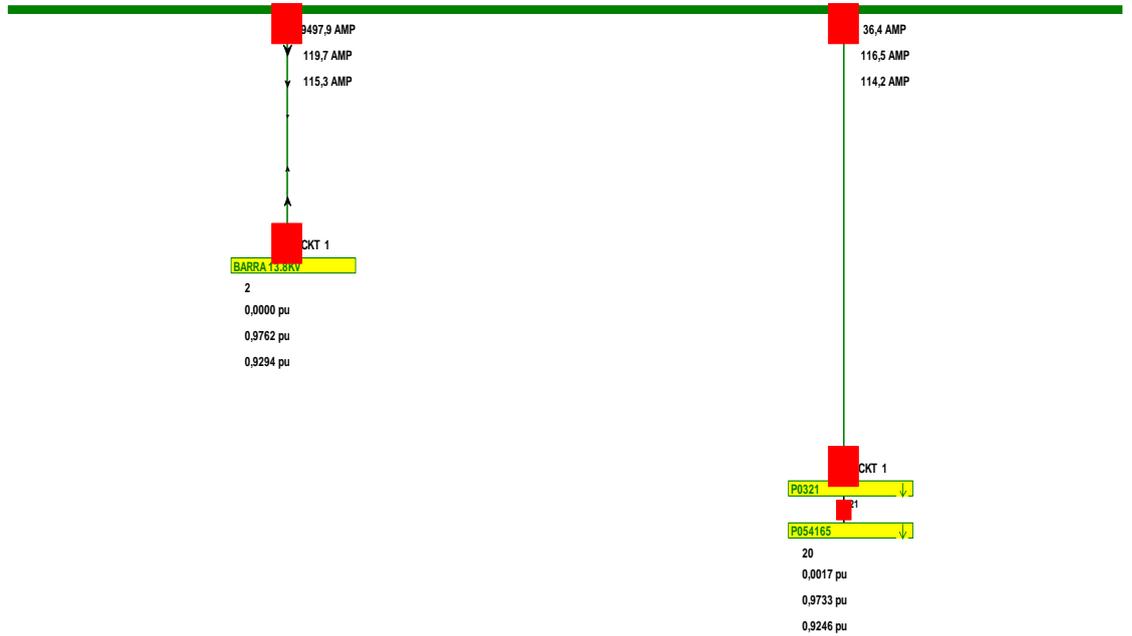
0,0000 pu
 1,0342 pu
 0,00 deg
 1,0900 pu
 -129,66 deg
 123,03 deg



CUMBRES 4

Bus: CUMBRES 4 (19)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

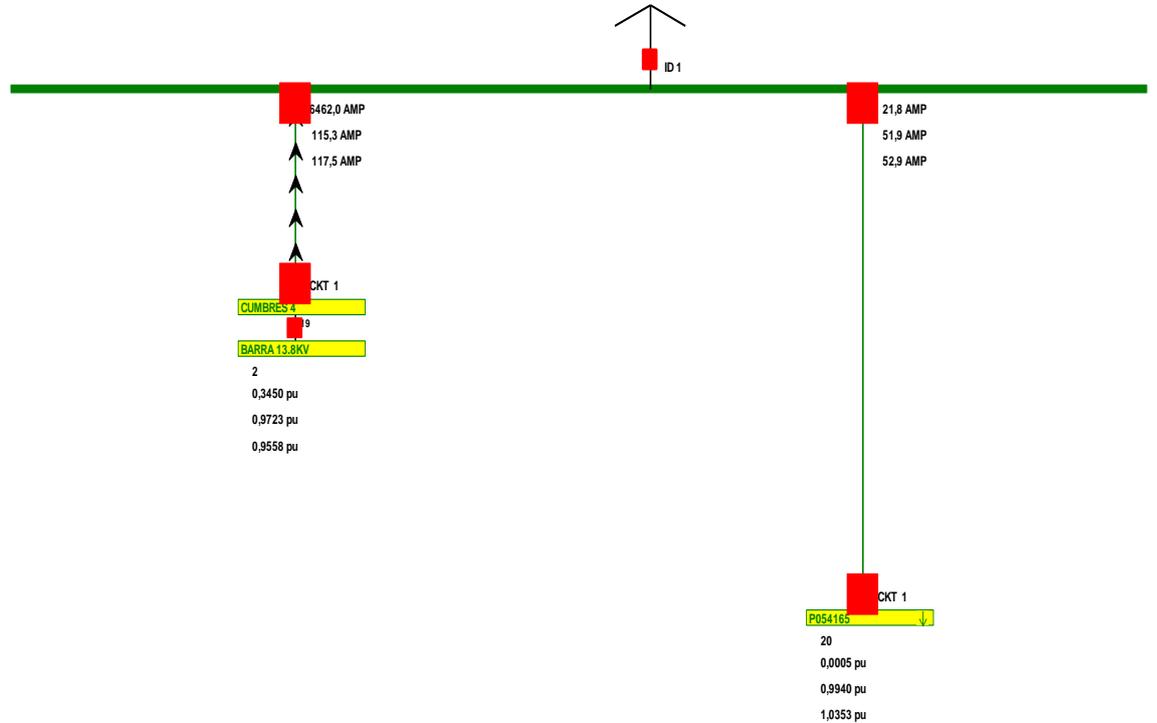
0,0000 pu
 0,9762 pu
 0,00 deg
 0,9294 pu
 -116,94 deg
 114,39 deg



P0321

Bus: P0321 (21)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

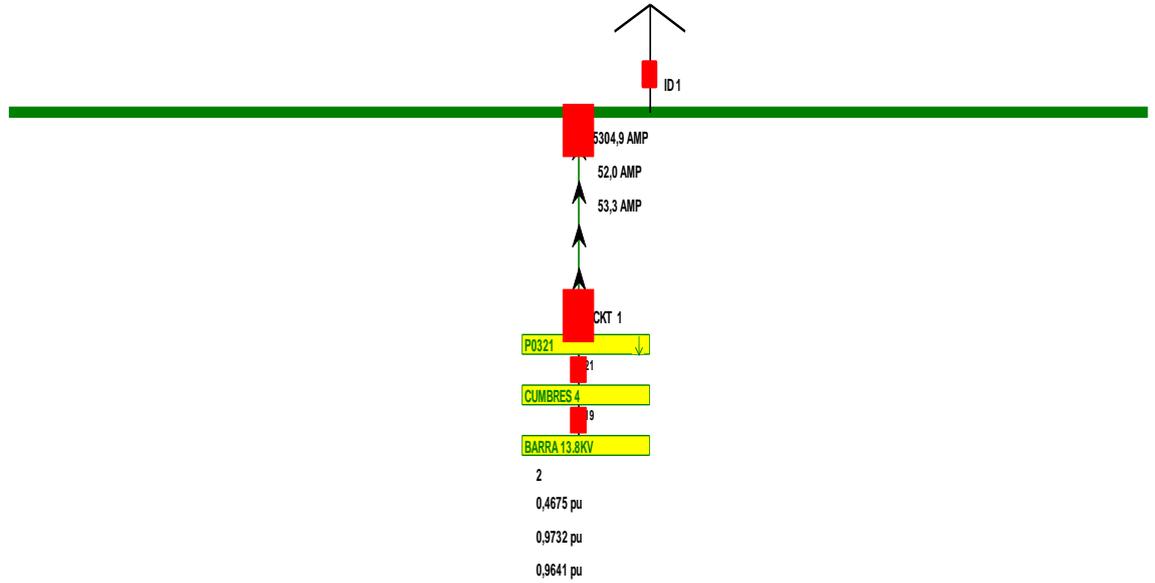
0,0000 pu
 0,9945 pu
 0,00 deg
 1,0354 pu
 -125,46 deg
 119,69 deg



P054165

Bus: P054165 (20)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

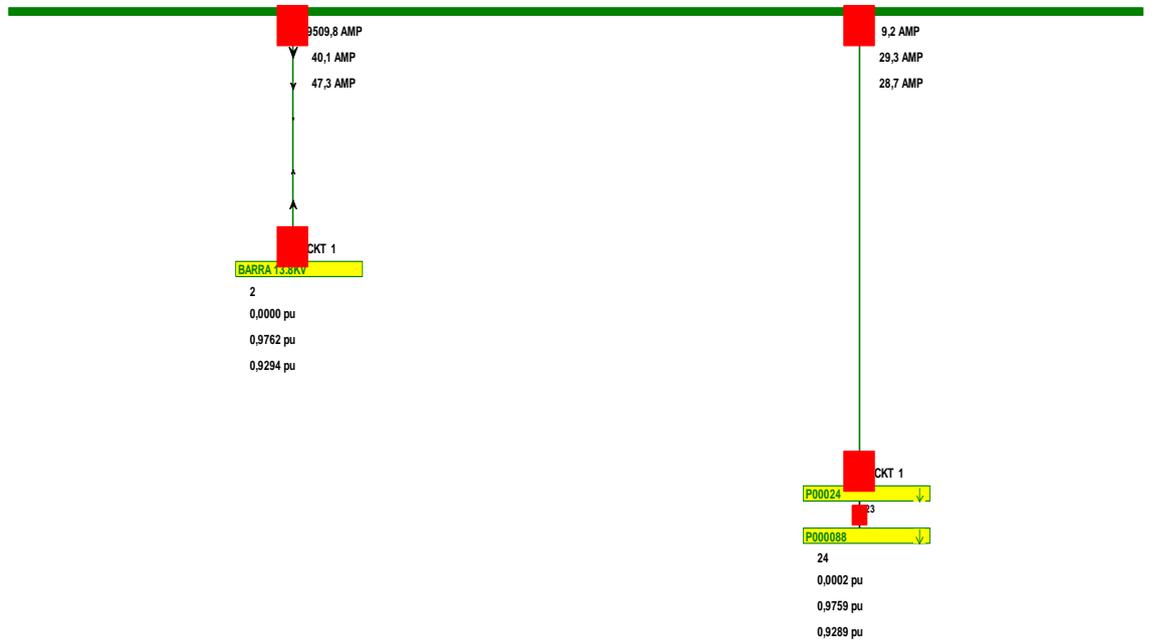
0,0000 pu
 1,0164 pu
 0,00 deg
 1,0698 pu
 -128,18 deg
 121,76 deg



CEIBOS NORTE

Bus: CEIBOS NORTE (22)
 Nom kV: 13,80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,0000 pu
 0,9762 pu
 0,00 deg
 0,9294 pu
 -116,94 deg
 114,39 deg



System State

