

**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA, CORTOCIRCUITO Y  
COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE  
MEDIA TENSIÓN DE Y.L.B.**

Proyecto de Grado para obtener el Grado Académico de Ingeniero Eléctrico

**Por: Efraín Ticona Balboa**

**Tutor: Ing. Víctor Hugo Choque Cruz**

**LA PAZ – BOLIVIA**

2023



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS  
FACULTAD DE INGENIERIA**



**LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.**

**LICENCIA DE USO**

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

**TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.**

**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Proyecto de Grado:**

“ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA, CORTOCIRCUITO Y  
COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE  
MEDIA TENSIÓN DE Y.L.B.”

**Presentado Por:** Univ. Efrain Ticona Balboa

**Para optar el grado académico de Ingeniero Eléctrico**

Nota Numeral: .....

Nota Literal: .....

Ha sido aprobado como: .....

**Dipl. Ing. Juan Jose Torres Obleas  
Director de carrera de Ingeniería Eléctrica**

Tutor: Ing. Víctor Hugo Choque Cruz

Tribunal: Ing. Juan Carlos Chavez Choque

Ing. Walter Ramírez Criales

Ing. Ángel Wilberto Calderón Ballesteros

Fecha: Agosto de 2023

## ***DEDICATORIA***

*A mis estimados padres Simón Ticona P. y Dionicia Balboa H.  
y a mi hermana Úrsula Ticona B. por la comprensión y todo el apoyo  
que me brindaron constantemente.*



## ***AGRADECIMIENTOS***

*Un agradecimiento especial a Dios por darme la vida, salud, sabiduría y haberme brindado la oportunidad de lograr una de mis metas.*

*A mis Padres, hermanas y hermanos por todo el apoyo, paciencia y cariño brindado en todos los años de mi vida.*

*A mi tutor Ing. Víctor Hugo Choque Cruz por su asesoramiento y apoyo incondicional en la realización del presente proyecto de grado.*

*A todos mis amigos que estuvieron con su apoyo incondicional, además que de alguna forma hicieron posible la culminación de este proyecto.*

# ÍNDICE

<b>CAPÍTULO I.....</b>	<b>1</b>
<b>1 GENERALIDADES.....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 INTRODUCCION .....</b>	<b>1</b>
<b>1.2 ANTECEDENTES .....</b>	<b>2</b>
<b>1.3 DATOS GENERALES.....</b>	<b>4</b>
1.3.1 Ubicación .....	4
1.3.2 Accesibilidad .....	4
<b>1.4 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>	<b>5</b>
1.4.1 Identificación del Problema.....	5
1.4.2 Formulación del problema .....	6
<b>1.5 ALCANCE .....</b>	<b>6</b>
<b>1.6 OBJETIVOS.....</b>	<b>6</b>
1.6.1 Objetivo General.....	6
1.6.2 Objetivos Específicos .....	6
<b>1.7 JUSTIFICACIÓN .....</b>	<b>7</b>
<b>CAPÍTULO II.....</b>	<b>9</b>
<b>2 FUNDAMENTO TEORICO.....</b>	<b>9</b>
<b>2.1 INTRODUCCION .....</b>	<b>9</b>
2.1.1 Cambio de la Matriz Energética en el Mundo .....	9
2.1.2 Litio .....	9
2.1.3 Potasio .....	10
2.1.4 Principales usos del Litio.....	11
2.1.5 Desarrollo Integral de la Salmuera .....	12
<b>2.2 FLUJOS DE POTENCIA EN REDES DE DISTRIBUCION RADIAL DE MEDIA TENSIÓN</b>	<b>17</b>
2.2.1 Métodos tradicionales de Flujos de Potencia .....	17
<b>2.3 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN MEDIA TENSION..</b>	<b>19</b>
2.3.1 Definición de Corriente de Cortocircuito .....	20
2.3.2 Análisis por componentes simétricas de una Red Trifásica .....	21
2.3.3 Ecuaciones y conexiones de red para varios tipos de Cortocircuito .....	25
2.3.4 Cálculo de las impedancias de secuencia en Redes de Distribución.....	32
2.3.5 Impedancia de la falla (zf) y la impedancia a tierra de la falla (zg) .....	35
2.3.6 Procedimiento para el cálculo de Cortocircuito en redes de Distribución Radial .....	36
<b>2.4 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES .....</b>	<b>38</b>
2.4.1 Cualidades básicas de las Protecciones.....	38
2.4.2 Relé o Relevador.....	39
2.4.3 Clasificación de Relés.....	40
2.4.4 Tipos de relés.....	42
2.4.5 Tipos de curvas tiempo-corriente .....	43
2.4.6 Seccionador .....	45
2.4.7 Requerimientos para aplicación del seccionizador .....	46
2.4.8 Criterios para la coordinación de dispositivos de protección de sobrecorriente en	

redes de distribución radial .....	46
2.4.9 Coordinación reconectador – fusible .....	64
2.4.10 Coordinación reconectador - seccionalizador .....	73
2.4.11 Coordinación reconectador - reconectador .....	76
2.4.12 Coordinación reconectador - seccionalizador - fusible .....	85
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>87</b>
<b>3 INGENIERIA DEL PROYECTO .....</b>	<b>87</b>
3.1 MODELAMIENTO DE COMPONENTES DEL SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN DE LA PLANTA YLB .....	87
3.2 RESULTADOS EN ESTADO ESTACIONARIO MEDIANTE FLUJO DE POTENCIA (DIGSILENT) .....	89
3.2.1 Determinación de los escenarios de operación. ....	89
3.2.2 Flujos de potencia en estado estacionario. Caso: Demanda máxima.....	92
3.2.3 Flujos de potencia en estado estacionario. Caso: Demanda media. ....	115
3.2.4 Flujos de potencia en estado estacionario. Caso: Demanda mínima. ....	117
3.3 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS EN LAS BARRAS DEL SISTEMA DE YLB.....	118
3.4 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES .....	123
3.4.1 Análisis de coordinación de la zona 1.....	127
3.4.2 Análisis de coordinación de la zona 2.....	141
3.4.3 Análisis de coordinación de la zona 3.....	161
<b>CAPITULO IV .....</b>	<b>175</b>
<b>4 CONCLUSIONES .....</b>	<b>175</b>
4.1 CONCLUSIONES .....	175
<b>A. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA ELECTRICO PLANTA YLB .....</b>	<b>178</b>
<b>B. DATOS DEL SISTEMA DE MEDIA TENSION PLANTA YLB.....</b>	<b>180</b>
<b>C. RESULTADOS DE SIMULACION DE FLUJOS DE POTENCIA CONECTADO AL SIN EN DIGSILENT.....</b>	<b>195</b>
5    .....	196
6    .....	226
7    .....	256
<b>D. RESULTADOS DE SIMULACION DE CORTOCIRCUITO EN CARGA MAXIMA EN DIGSILENT.....</b>	<b>286</b>
<b>E. PROGRAMACION FLUJOS DE POTENCIA EN MATLAB METODO NEWTON-RAPSON .....</b>	<b>304</b>
<b>8 BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>307</b>

## INDICE DE FIGURAS Y GRAFICOS

Figura 1.1 Proyectos de líneas de transmisión y S/E ejecutados en el SIN integrando a YLB.....	3
Figura 1.2 Ubicación geográfica del proyecto. ....	4
Figura 1.3 Vías de acceso.....	5
Figura 2.1 Vista del Salar de Uyuni. ....	10
Figura 2.2 Proyección de ventas de Cloruro de Potasio hasta 2021 .....	11
Figura 2.3 Planta Piloto de Cloruro de Potasio. ....	13
Figura 2.4 Planta de carbonato de Litio. ....	14
Figura 2.5 Estructura de los cimientos de la Planta Industrial de sales de Potasio....	15
Figura 2.6 Estructura del edificio de la Planta Industrial de sales de Potasio (etapa de construcción). ....	15
Figura 2.7 Construcción de piscinas industriales.....	16
Figura 2.8 Primer módulo de piscinas industriales en producción de materia prima a escala industrial. ....	16
Figura 2.9 Curso en función del tiempo de la corriente de cortocircuito.....	21
Figura 2.10 Vectores de las componentes de secuencias simétricas.....	22
Figura 2.11 Gráfica suma de las componentes de secuencias.....	22
Figura 2.12 Esquema para el cortocircuito trifásico. ....	26
Figura 2.13 Combinación de las redes de secuencia para el cortocircuito Trifásico. ....	27
Figura 2.14 Esquema para el cortocircuito bifásico. ....	28
Figura 2.15 Combinación de las redes de secuencia para el cortocircuito Bifásico. .	29
Figura 2.16 Esquema para el cortocircuito monofásico.....	30
Figura 2.17 Combinación de las redes de secuencia para el cortocircuito Monofásico. ....	31
Figura 2.18 Circuito Equivalente de la fuente equivalente. ....	32
Figura 2.19 Circuito Equivalente del transformador.....	33
Figura 2.20 Zonas de Protección.....	39
Figura 2.21 Relé de atracción electromagnética. a) Bisagra, b) Embolo. ....	40
Figura 2.22 Relé de inducción electromagnética. ....	41
Figura 2.23 Tipos de curvas tiempo-corriente del relé de sobrecorriente.....	44
Figura 2.24 Seccionador Electrónico Monofásico. ....	45
Figura 2.25 Diagrama Unifilar para el estudio de coordinación Fusible – Fusible. ..	48
Figura 2.26 Diagrama Unifilar para el estudio de coordinación Fusible – Fusible ..	50
Figura 2.27 Curvas tiempo-corriente de la coordinación Fusible-Fusible debido a la temperatura ambiente y al efecto de precarga.....	53
Figura 2.28 Diagrama Unifilar para el estudio de coordinación Relé – Fusible.....	55
Figura 2.29 Curvas tiempo-corriente de la coordinación Relé-Fusible, elemento instantáneo con recierre.....	56
Figura 2.30 Curvas tiempo-corriente de la coordinación Relé-Fusible, elemento instantáneo hasta el fusible. ....	57
Figura 2.31 Curvas tiempo-corriente de la coordinación Relé-Fusible, sin elemento instantáneo. ....	58
Figura 2.32 Diagrama Unifilar para el estudio de coordinación Relé – Reconectador. ....	60
Figura 2.33 Curvas tiempo-corriente de la coordinación Relé-Reconectador. ....	60
Figura 2.34 Diagrama unifilar de coordinación Relé-Reconectador. ....	61

Figura 2.35 Curvas tiempo-corriente de la coordinación Relé-Reconectador. ....	62
Figura 2.36 Diagrama unifilar de coordinación Reconectador-Fusible del lado de la Carga. ....	64
Figura 2.37 Curvas tiempo-corriente de la coordinación Reconectador-Fusible del lado de la Carga. ....	67
Figura 2.38 Diagrama unifilar de coordinación Reconectador-Fusible del lado de la Alimentación. ....	68
Figura 2.39 Curvas tiempo-corriente de la coordinación Reconectador-Fusible del lado de la Alimentación. ....	71
Figura 2.40 Diagrama unifilar de coordinación Reconectador y 2 Fusibles de expulsión. ....	72
Figura 2.41 Curvas tiempo-corriente de la coordinación Reconectador y 2 Fusibles de expulsión. ....	73
Figura 2.42 Diagrama unifilar de coordinación Reconectador-Seccionador. ....	74
Figura 2.43 Diagrama funcional de la coordinación Reconectador- Seccionalizador ante la detección de falla permanente. ....	75
Figura 2.44 Diagrama funcional de la coordinación Reconectador- Seccionalizador ante la detección de falla temporal. ....	75
Figura 2.45 Diagrama unifilar de coordinación Reconectador-Reconectador usando una combinación de tamaños de bobina. ....	78
Figura 2.46 Diagrama unifilar de coordinación Reconectador-Reconectador usando los mismos tamaños de bobinas. ....	79
Figura 2.47 Diagrama unifilar de coordinación Reconectador-Reconectador usando diferentes tamaños de bobinas. ....	80
Figura 2.48 Curvas tiempo-corriente de la coordinación Reconectador-Reconectador usando diferentes tamaños de bobina. ....	81
Figura 2.49 Curvas tiempo-corriente de la coordinación Reconectador-Reconectador usando diferentes tamaños de bobina. ....	82
Figura 2.50 Diagrama unifilar de coordinación Reconectador-Seccionador-Fusible. ....	85
Figura 3.1 Calculo de cortocircuito en la base de datos PMP may22 – abr26. ....	88
Figura 3.2 Calculo de cortocircuito en la base de datos YLB. ....	89
Figura 3.3 Perfil de Demanda de Energía diaria de la planta YLB en Subestación Salar SAL115 (25/11/2022). ....	90
Figura 3.4 Perfil de Demanda de Energía diaria de la planta YLB en Subestación Salar SAL115 (23/11/2022). ....	92
Figura 3.5 Cuadro resumen de flujo de potencia, Caso: Demanda máxima. ....	93
Gráfico 3.6. Perfil de tensión de las barras correspondientes a la Fase I de la Planta YLB. ....	95
Gráfico 3.7. Perfil de tensión de las barras correspondientes a la Fase II de la Planta YLB. ....	97
Gráfico 3.8. Perfil de tensión de las barras correspondientes a la Fase III de la Planta YLB. ....	99
Gráfico 3.9. Perfil de tensión de las barras correspondientes a la Fase IV de la Planta YLB. ....	101
Gráfico 3.10. Perfil de tensión de las barras correspondientes a la Fase V de la Planta YLB. ....	103
Gráfico 3.11. Perfil de tensión de las barras correspondientes a la Fase VI de la	

Planta YLB.....	105
Gráfico 3.12. Perfil de tensión de las barras correspondientes a la Fase VII de la Planta YLB.....	107
Gráfico 3.13. Perfil de tensión de las barras correspondientes a los pozos de agua semi salada de la Planta YLB .....	109
Figura 3.14 Diagrama Unifilar simplificado Planta YLB (10 nodos).....	112
Figura 3.15 Cuadro resumen de flujo de potencia, Caso: Demanda media. ....	116
Figura 3.16 Cuadro resumen de flujo de potencia, Caso: Demanda mínima.....	118
Figura 3.17. Zonas de alimentadores troncales.....	126
Figura 3.18. Coordinación de protecciones en la zona 1 .....	128
Figura 3.19. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado.....	129
Figura 3.20. Curva tiempo-corriente del relé de sobrecorriente para punto 1 en zona 1 ante falla trifásica y bifásica.....	130
Figura 3.21. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 1 en zona 1 con falla trifásica y monofásica .....	131
Figura 3.22. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente <i>para punto 1 en zona 1 con falla trifásica y monofásica</i> .....	132
Figura 3.23. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado <i>para punto 2 en zona 1 con falla trifásica y bifásica</i> .....	133
Figura 3.24. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 2 en zona 1 con falla trifásica y bifásica.....	134
Figura 3.25. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado <i>para punto 2 en zona 1 con falla trifásica y monofásica</i> .....	135
Figura 3.26. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente <i>para punto 2 en zona 1 con falla trifásica y monofásica</i> .....	136
Figura 3.27. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado <i>para punto 3 en zona 1 con falla trifásica y bifásica</i> .....	137
Figura 3.28. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente <i>para punto 3 en zona 1 con falla trifásica y bifásica</i> .....	138
Figura 3.29. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado <i>para punto 3 en zona 1 con falla trifásica y monofásica</i> .....	139
Figura 3.30. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente <i>para punto 3 en zona 1 con falla trifásica y monofásica</i> .....	140
De acuerdo con las fallas previstas en el tramo definido como troncal para efectos del presente proyecto en la zona 2 a continuación, se muestra los sitios analizados para la coordinación de protecciones (Figura 3.31).....	141
Figura 3.32. Coordinación de protecciones en la zona 2 .....	142
Figura 3.33. <i>Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 1 en zona 2 con falla trifásica y bifásica</i> .....	143
Figura 3.34. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente <i>para punto 1 en zona 2 con falla trifásica y bifásica</i> .....	144
Figura 3.35. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado <i>para punto 1 en zona 2 con falla trifásica y monofásica</i> .....	145
Figura 3.36. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente <i>para punto 1 en zona 2 con falla trifásica y monofásica</i> .....	146
Figura 3.37. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 2 en zona 2 con falla trifásica y bifásica .....	147

Figura 3.38. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 2 en zona 2 con falla trifásica y bifásica.....	148
Figura 3.39. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 2 en zona 2 con falla trifásica y monofásica.....	149
Figura 3.40. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 1 en zona 2 con falla trifásica y monofásica.....	150
Figura 3.41. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 3 en zona 2 con falla trifásica y bifásica.....	151
Figura 3.42. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 3 en zona 2 con falla trifásica y bifásica.....	152
Figura 3.43. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 3 en zona 2 con falla trifásica y monofásica.....	153
Figura 3.44. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 3 en zona 2 con falla trifásica y monofásica.....	154
Figura 3.45. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 4 en zona 2 con falla trifásica y bifásica.....	155
Figura 3.46. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 4 en zona 2 con falla trifásica y bifásica.....	156
Figura 3.47. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 4 en zona 2 con falla trifásica y monofásica.....	157
Figura 3.48. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 4 en zona 2 con falla trifásica y monofásica.....	158
Figura 3.49. Curva tiempo-corriente de fusible y relé de sobre corriente para punto 5 en zona 2.....	160
Figura 3.50. Coordinación de protecciones en la zona 3.....	162
Figura 3.51. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 2 en zona 3 con falla trifásica y bifásica.....	163
Figura 3.52. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 2 en zona 3 con falla trifásica y bifásica.....	164
Figura 3.53. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 2 en zona 3 con falla trifásica y monofásica.....	165
Figura 3.54. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 2 en zona 3 con falla trifásica y monofásica.....	166
Figura 3.55. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 3 en zona 3 con falla trifásica y bifásica.....	167
Figura 3.56. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 3 en zona 3 con falla trifásica y bifásica.....	168
Figura 3.57. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 3 en zona 3 con falla trifásica y monofásica.....	169
Figura 3.58. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 3 en zona 3 con falla trifásica y monofásica.....	170
Figura 3.59. Curva tiempo-corriente de fusible y relé de sobre corriente para punto 4 en zona 3.....	172

## INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Valores del factor de voltaje. ....	36
Tabla 2.2 Valores de las corrientes de Cortocircuito. ....	37
Tabla 2.3. Resumen de coordinación entre los Fusibles Tipo T. ....	51
Tabla 2.4. Resumen de coordinación entre los Fusibles Tipo K. ....	51
Tabla 2.5. Factores de multiplicación debido a la temperatura ambiente. ....	52
Tabla 2.6. Factores de multiplicación k cuando el fusible se encuentra del lado del a Carga. ....	66
Tabla 2.7. Factor de multiplicación "K" fusible del lado de la alimentación. Fuente: Cooper Power Systems (2005). ....	70
Tabla 3.1. Comparación de resultados de simulación de resultados de cortocircuito entre base de datos CNDC vs, base de datos YLB. ....	87
Tabla 3.2. Demanda de energía diaria de la Planta YLB en subestación SAL115 (25/11/2022). ....	91
Tabla 3.3. Demanda de energía diaria de la Planta YLB en subestación SAL115 (25/11/2022). ....	92
Tabla 3.4. Resumen de inyección y demanda de potencia de YLB. ....	93
Tabla 3.5. Resultados de Tensión en barras de la Primera Fase de la Planta YLB. ....	96
Tabla 3.6. Resultados de tensión en barras de la Segunda Fase de la Planta YLB. ....	98
Tabla 3.7. Resultados de tensión en barras de la Tercera Fase de la Planta YLB. ..	100
Tabla 3.8. Resultados de tensión en barras de la Cuarta Fase de la Planta YLB. ....	102
Tabla 3.9. Resultados de tensión en barras de la Quinta Fase de la Planta YLB. ....	104
Tabla 3.10. Resultados de tensión en barras de la Sexta Fase de la Planta YLB. ....	106
Tabla 3.11. Resultados de tensión en barras de la Séptima Fase A de la Planta YLB. ....	108
Tabla 3.12. Resultados de tensión en barras de la Séptima Fase B de la Planta YLB. ....	110
Tabla 3.13. Descripción de agrupación de cargas sistema eléctrico YLB. ....	111
Tabla 3.14. Tipo de barras sistema reducido 10 nodos. ....	113
Tabla 3.15. Elementos Pasivos del sistema reducido 10 nodos. ....	114
Tabla 3.16. Resultados del sistema reducido 10 nodos. ....	114
Tabla 3.17. Resumen de inyección y demanda de potencia de YLB, Caso: Demanda media. ....	116
Tabla 3.18. Comparación Demanda Calculada vs. Demanda Real, Caso: Demanda media. ....	116
Tabla 3.19. Resumen de inyección y demanda de potencia de YLB, Caso: demanda mínima. ....	117
Tabla 3.20. Comparación Demanda Calculada vs. Demanda Real, Caso: Demanda mínima. ....	118
Tabla 3.21. Resultados de Corto Circuito en Periodo Máximo. ....	123
Tabla 3.22. Tiempos de coordinación según tecnología de relés. ....	124



## **RESUMEN**

El presente trabajo nace a razón de la ausencia de documentación relacionada con la coordinación de protecciones de la red eléctrica de la Planta de Sales de Potasio de YLB, por tal motivo se plantea realizar estudios eléctricos en estado estacionario para lograr tal cometido. El documento se subdivide en cuatro partes, en la primera parte se describe las características y antecedentes del proyecto de la planta de YLB. En la segunda parte se hace referencia a la parte teórica referente a los flujos de potencia, cortocircuito y coordinación de protecciones.

En la tercera parte se hace énfasis en los estudios eléctricos en estado estacionario, iniciando con la implementación de la red eléctrica de YLB en la base de datos del software Digsilent PowerFactory, mismo que es validado de forma paralela mediante el cálculo de flujos de potencia en el software Matlab. A partir de esta base de datos, se realiza el cálculo cortocircuito en estado estacionario en las barras que conforman la red eléctrica de YLB, estos resultados obtenidos se los aplica para realizar la respectiva coordinación de protecciones del sistema eléctrico de YLB.

Finalmente en la cuarta parte, se muestran los anexos donde se detallan los resultados y diagramas obtenidos en el desarrollo del presente trabajo.

Palabras clave: Flujos de potencia, estudio de cortocircuitos, coordinación de protecciones, digsilent, YLB,

## **ABSTRACT**

The present work was born due to the absence of documentation related to the coordination of protections of the electrical network of the YLB Potassium Salts Plant, for this reason it is proposed to carry out electrical studies in steady state to achieve this task. The document is subdivided into four parts. The first part describes the characteristics and background of the YLB plant project. In the second part, reference is made to the theoretical part referring to power flows, short circuit, and coordination of protections.

In the third part, emphasis is placed on electrical studies in steady state, starting with the implementation of the YLB electrical network in the Digsilent PowerFactory software database, which is validated in parallel by calculating power flows in Matlab software. From this database, the steady state short circuit calculation is made in the bars that make up the YLB electrical network, these obtained results are applied to carry out the respective coordination of protections of the YLB electrical system.

Finally, in the fourth part, the annexes are shown where the results and diagrams obtained in the development of this work are detailed.

Keywords: Power flows, study of short circuits, coordination of protections, digsilent, YLB,

# **CAPÍTULO I**

## **GENERALIDADES**

### **1.1 INTRODUCCION**

Yacimientos de Litio Boliviano (YLB) es una Empresa Pública Estratégica legalmente constituida en el País, donde su centro de operaciones se encuentra en el Salar de Uyuni, misma que está ubicada en la provincia Nor Lipez del departamento de Potosí. La principal actividad de YLB se basa a en la producción de cloruro de potasio (KCl) y carbonato de litio ( $\text{Li}_2\text{CO}_3$ ), a partir de la explotación de la salmuera. Todo el proceso productivo de YLB está ampliamente relacionado con la disponibilidad de energía eléctrica, razón por la cual se cuenta con un sistema de distribución para suministrar energía eléctrica a los diferentes motores que intervienen en el proceso industrial en un nivel de Media Tensión (24,9 kV), el mismo que debe cumplir el requerimiento de alta continuidad en el servicio, esto implica que se debe tener una alta confiabilidad y seguridad, para garantizar que el proceso productivo no se vea afectado negativamente.

Con la finalidad de atender la demanda de energía eléctrica con alta confiabilidad y disponibilidad, es imprescindible realizar los estudios eléctricos que determinen los puntos de operación tanto en condiciones normales y en condiciones de contingencia. En el presente trabajo, se abarcan los estudios de flujo de potencia, estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones.

Con los resultados obtenidos mediante el estudio de flujos de potencia, se determinará la cargabilidad en las líneas, los niveles de tensión y las pérdidas de potencia tanto en líneas de transmisión, como en los transformadores de potencia. Por otra parte, mediante el análisis de cortocircuito, se determinará los niveles de cortocircuito en los diferentes nodos de los circuitos que integran el sistema eléctrico de YLB, mismos resultados serán empleados para el estudio de coordinación de protecciones para las líneas de transmisión.

Es importante mencionar que todos los cálculos concernientes a los distintos estudios eléctricos se los realiza en el software DigSILENT PowerFactory.

## 1.2 ANTECEDENTES

Las actividades de explotación del Carbonato de Litio en el país, se encontraba bajo tuición de la “GERENCIA NACIONAL DE RECURSOS EVAPORITICOS–GNRE”, (Ministerio de Hidrocarburos y Energías, 2017, Pág. 27), la cual realizó la construcción de redes en media tensión en 24,9kV para suministrar energía eléctrica a las bombas sumergibles de los pozos de bombeo de salmuera y a las operaciones necesarias para el funcionamiento de la planta piloto. Inicialmente en la fase de implementación, el suministro de energía eléctrica provenía de la casa de máquinas, con 2 unidades generadoras a combustible diésel de 1 MVA y dos transformadores de 500kVA.

Debido a su potencia instalada inicialmente (“5.07 MW y un consumo previsto de 28.887.00 MWh” - Resolución AETN N° 116/2018), se opta por incorporar el “proyecto de construcción de la Planta Industrial La Salmuera del Salar de Uyuni” al Sistema Interconectado Nacional (SIN), y para dar curso a ello, el Gobierno Nacional mediante Decreto Supremo 2668 (2016, Art.3. I), autorizó a la Empresa Nacional de Electricidad– (ENDE) “...construir la Línea de Transmisión Litio-Salar de 115 kV, Subestación Litio 230/115 kV y la Subestación Salar 115/24,9 kV garantizando el suministro de energía eléctrica para la industrialización de los recursos evaporíticos del Salar de Uyuni”. En la Figura 1.1 se muestra el Diagrama Unifilar del SIN, donde se observa las líneas mencionadas para alimentar la Subestación Salar.

En fecha 02 de marzo de 2018, se emite la Resolución AETN N° 116/2018, donde se “habilita como Consumidor No Regulado a la Empresa Pública Nacional Estratégica de Yacimientos de Litio Boliviano (YLB), para la operación de las instalaciones correspondientes al Proyecto denominado Planta Industrial La Salmuera del Salar de Uyuni...”. En la misma Resolución se puede observar que la entidad solicitante cumple con los requisitos mínimos establecidos en el Procedimiento para Constituirse en Consumidor no Regulado, proyectando una demanda inicial de 5.07 MW y a lo largo de 4 años se estima una demanda de 30.68 MW, esto debido a las fases de proyectos a incluirse a futuro.

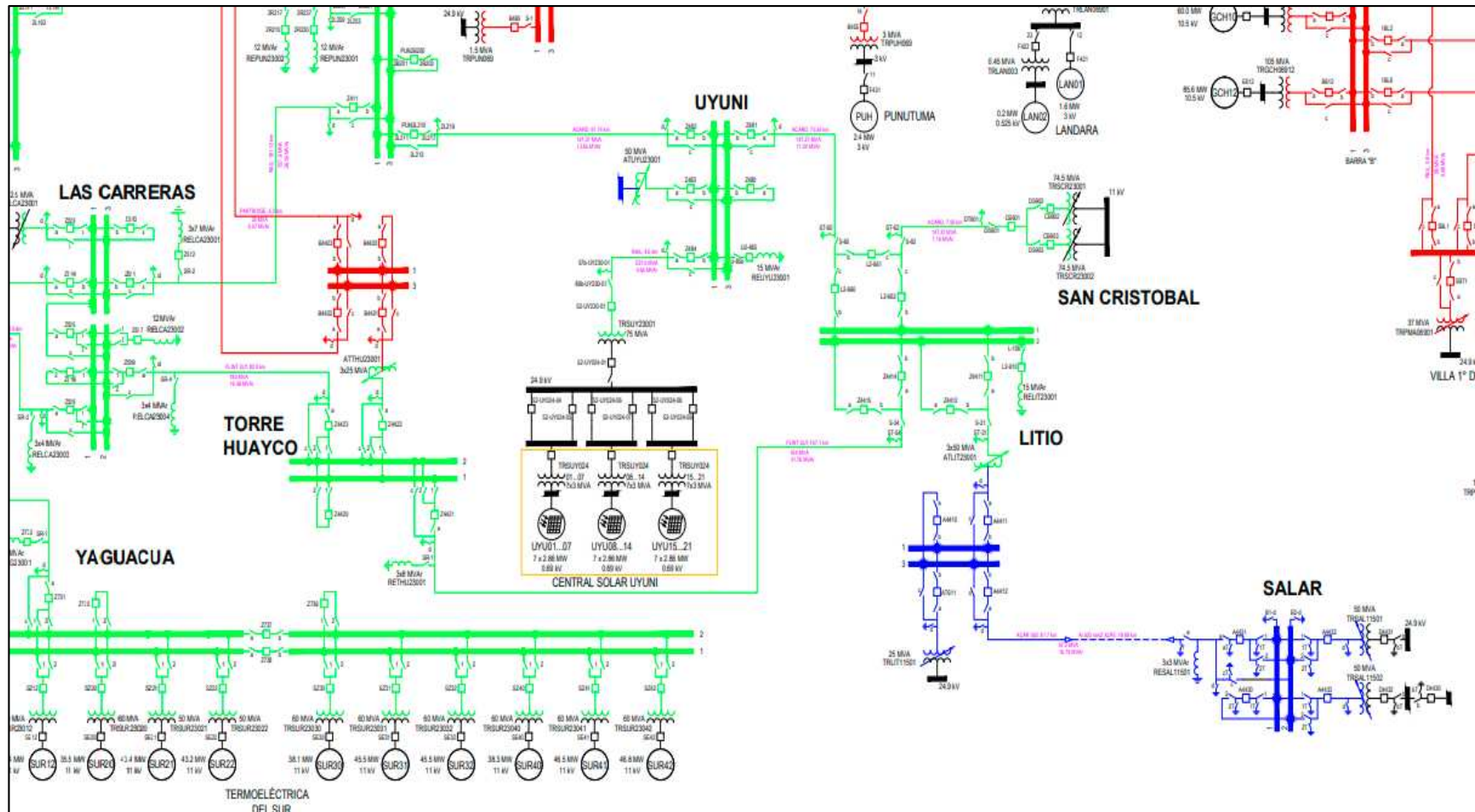
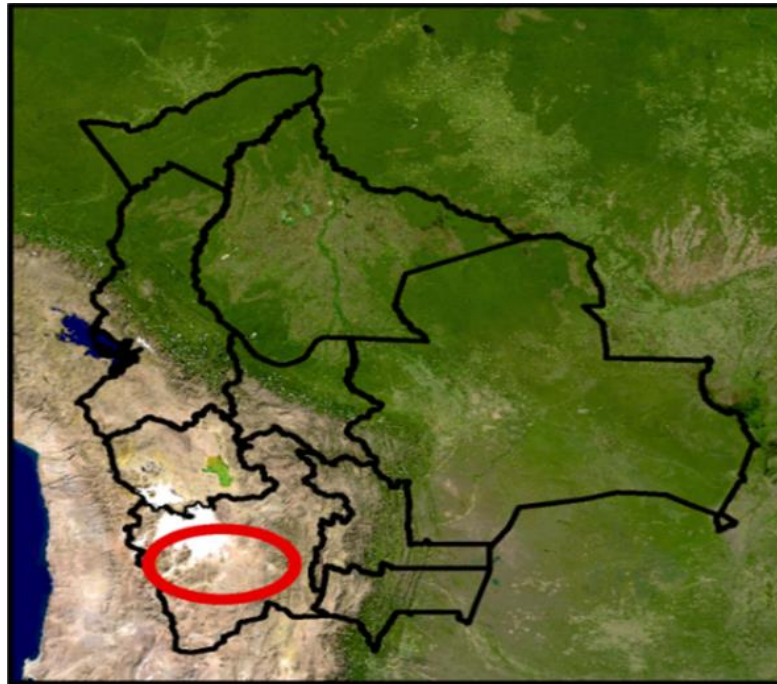


Figura 1.1 Proyectos de líneas de transmisión y S/E ejecutados en el SIN integrando a YLB.  
Fuente. Diagrama Unifilar CNDC (2022)

### 1.3 DATOS GENERALES

#### 1.3.1 Ubicación

YLB está ubicado en el Salar de Uyuni al Suroeste de Bolivia, específicamente a una altura de 3.650 m sobre el nivel del mar, en el Departamento de Potosí. Provincia Nor Lipez. Municipio de Colcha K, aproximadamente 500 km al Sur de la Ciudad de La Paz y 100 km al Suroeste de la ciudad de Uyuni.



*Figura 1.2 Ubicación geográfica del proyecto.*

*Fuente. Memoria Institucional, Yacimientos de Litio Boliviano YLB (2016)*

#### 1.3.2 Accesibilidad

Hasta la ciudad de Uyuni existen rutas asfaltadas, se cuenta con vías férreas para el transporte de carga y pasajeros desde la ciudad de Oruro. También se puede acceder hasta la ciudad de Uyuni por vía aérea hasta el aeropuerto.

Desde la ciudad de Uyuni hasta la planta de Llipi - YLB, son 90 km aproximadamente de caminos de tierra pasando por la localidad de Rio Grande. A partir de la planta de Llipi hasta las piscinas de uso Industrial son 12 km de distancia, a través de caminos y terraplenes de tierra o Halita compactada, por los cuales solo se puede circular con previa autorización del personal de seguridad de YLB. “*Memorias Institucional Yacimientos de Litio Boliviano*”, (Ministerio de Hidrocarburos y Energías, 2017, Pág. 53).



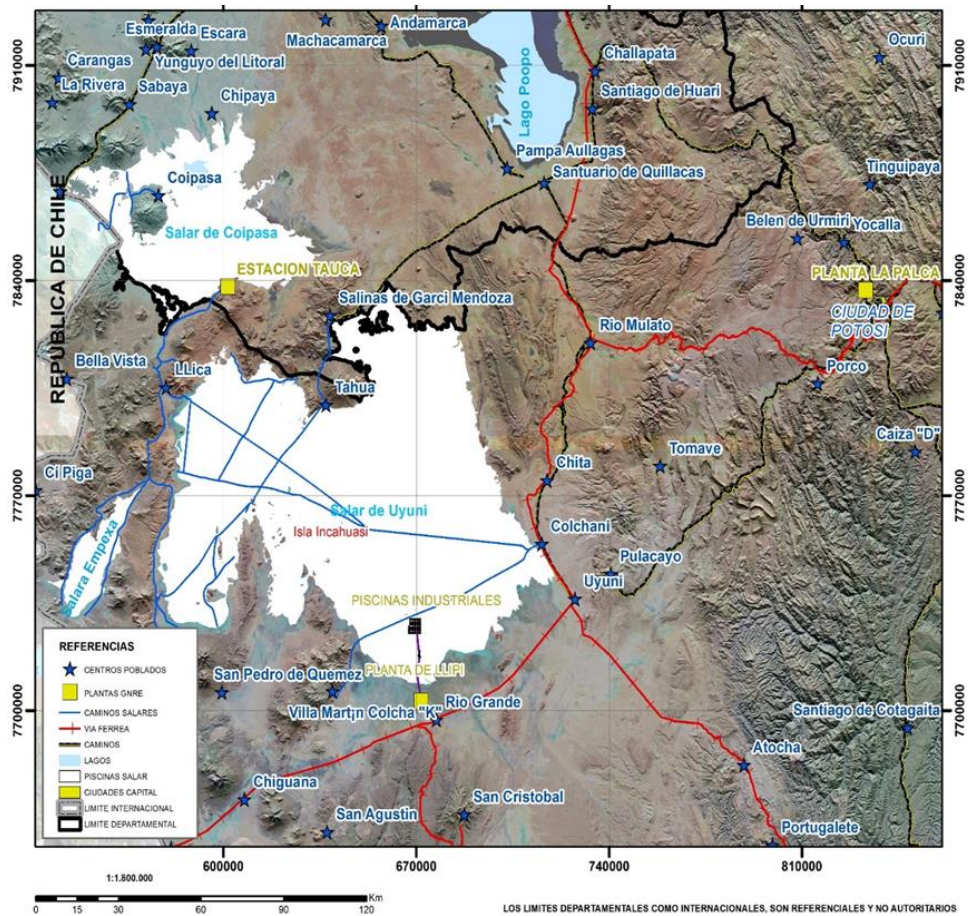


Figura 1.3 Vías de acceso.

Fuente. Memoria Institucional, Yacimientos de Litio Boliviano YLB. (2016)

## 1.4 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

### 1.4.1 Identificación del Problema

Actualmente, la planta de Yacimiento de Litio Boliviano no cuenta con documentación correspondiente a estudios especializados del sistema eléctrico, razón por la cual, se plantea realizar un análisis en el sistema eléctrico, con el fin de determinar el estado de operación a la que se encuentran las instalaciones eléctricas, a través del estudio de flujos de potencia, análisis de cortocircuito y coordinación de protecciones, de tal forma garantizar que el suministro de energía eléctrica a la planta YLB sea confiable y segura. Cabe mencionar que durante el proceso de ejecución del proyecto de implementación de la planta de YLB (Realizada por fases), se dejó pendiente algunos estudios eléctricos, considerando en cada una de las fases de ampliación del proyecto.

### **1.4.2 Formulación del problema**

La inminente necesidad de contar con información suficiente sobre las condiciones de desempeño y estados de operación del sistema eléctrico de la planta YLB, induce a generar documentación concerniente a estudios eléctricos de Flujos de Potencia, Análisis de Corto Circuito y su Coordinación de Protecciones.

### **1.5 ALCANCE**

El presente trabajo se limita al estudio de flujo de potencia, análisis de cortocircuito, y coordinación de protecciones de la red de media tensión de Yacimiento de Litio Bolivianos, el proceso de cálculo y análisis se los realiza en el software “DigSILENT”.

### **1.6 OBJETIVOS**

#### **1.6.1 Objetivo General**

Realizar el estudio de flujos de potencia, análisis de cortocircuitos y coordinación de protecciones en el sistema eléctrico de media tensión de la empresa YLB, aplicando software de análisis y simulación de sistemas eléctricos, para verificar la calidad técnica en cuanto a la seguridad, continuidad y confiabilidad de toda la red de distribución.

#### **1.6.2 Objetivos Específicos**

Los objetivos específicos son los siguientes:

- Elaborar el diagrama unifilar del sistema eléctrico de media tensión de la planta de Yacimiento de Litio Boliviano en el software DigSILENT PowerFactory, para obtener resultados de Flujos de Carga y Estudio de Cortocircuito.
- En función de la problemática en estado permanente y estacionario del sistema en análisis, plantear los métodos para resolver el problema de Flujos de carga y Cortocircuito correspondiente a la planta YLB.
- Definir las condiciones de carga, escenarios de operación, para determinar las condiciones de operación de la planta de YLB.
- Realizar la coordinación de protecciones en la red de distribución en media tensión, considerando los relés de sobrecorriente correspondiente a las líneas



de mayor relevancia en falla.

## **1.7 JUSTIFICACIÓN**

La industrialización de los Recursos Evaporíticos del Salar de Uyuni requiere del suministro de energía eléctrica, ya que para la obtención de los productos derivados de la salmuera, en su primera etapa de evaporación de líquidos contenidos en la salmuera, se utilizan equipos de bombeo entre piscinas de evaporación, otro proceso que interviene es el procesamiento y separación de los componentes solidificados, donde intervienen maquinarias de transporte, molinos y sistemas de cintas transportadoras, que basan su accionamiento en motores eléctricos de considerable potencia instalada, en consecuencia, es de alta prioridad garantizar la continuidad del servicio de energía eléctrica de manera continua y con una calidad de servicio tal que la operación de YLB no se vea afectada por la indisponibilidad del suministro de energía eléctrica, en tal sentido, es de suma importancia contar con información relacionada a los puntos de operación, las pérdidas en líneas y la potencia que transporta las líneas entre otros, mismo que se obtiene realizando estudios del sistema eléctrico en estado estacionario, como estudios de flujo de potencia, análisis de contingencia en estado estable.

Por otra parte, un aspecto a tomar muy en cuenta para garantizar la continuidad de servicio de un sistema eléctrico está ampliamente relacionado con la protección de circuitos frente a eventos de contingencia tales como sobrecargas, cortocircuitos y/o descargas atmosféricas entre otros, por lo cual es vital contar con una adecuada coordinación de protecciones del sistema eléctrico. Para realizar la coordinación de protecciones de una red eléctrica, se deben contar mínimamente con valores de potencia de cortocircuito en barras, corrientes máximas y mínimas de cortocircuito en líneas y aporte de falla de equipos eléctricos, para lograr tal cometido, en el presente trabajo recurrimos al estudio de cortocircuitos en la red eléctrica que forma parte de la planta de YLB.

En lo referente el marco legal establecido por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) para los Consumidores No Regulados, se le atribuye el cumplimiento de rangos de operación tanto en lo referente al factor de potencia, como al esquema de alivio de carga. mismos que se ven reflejados en parámetros relevantes como la tensión

y niveles de cargabilidad en elementos activos, de esta forma mantener la operación del sistema eléctrico dentro los rangos establecidos. “*Condiciones de Desempeño Mínimo*”, (AETN Resolución 218/2020, Pag 20).



## CAPÍTULO II

### FUNDAMENTO TEORICO

#### 2.1 INTRODUCCION

##### 2.1.1 Cambio de la Matriz Energética en el Mundo

El exceso de emisiones de dióxido de carbono ha generado un daño medio ambiental que amenaza con constituirse en un problema irremediable para el planeta. La concientización en la sociedad mundial ha generado la búsqueda de nuevas vías que ayuden a evitar este desenlace, con este objetivo se desarrollaron reuniones internacionales como: la Cumbre de Copenhague en diciembre de 2009 y también se suscribieron documentos como el Protocolo de Kyoto, en ambos casos no se lograron medidas sustanciales de emisiones. Sin embargo, el Acuerdo de París, ha logrado avances significativos donde se puede mencionar que “Las soluciones de cero emisiones se están volviendo competitivas en todos los sectores económicos y ya representan el 25 % de las emisiones... Para 2030, las soluciones de cero emisiones de carbono podrían ser competitivas en sectores que representan más del 70 % de las emisiones mundiales.” (UNCC-2023, El Acuerdo de París, Recuperado de <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>)

Por otro lado, el previsto agotamiento del petróleo crudo que representa hoy en día la principal fuente energética impulsa la búsqueda de energías alternativas, especialmente en la industria automotor, que permitan disminuir la emisión de dióxido de carbono.

En medio de este panorama y ante la necesidad de la implementación de energías alternativas, el litio aparece como un producto químico industrial cuyas aplicaciones vienen cobrando una importancia estratégica para el futuro energético de nuestro planeta. “*Memoria Institucional Yacimientos de Litio Boliviano*”, (Ministerio de Hidrocarburos y Energías, 2016, Pág. 80).

##### 2.1.2 Litio

Bolivia cuenta en el Salar de Uyuni, con la mayor reserva mundial de litio, razón por

la cual el gobierno del Estado Plurinacional implementa la Estrategia Nacional de Industrialización de Recursos Evaporíticos, Bolivia es un país con un alto potencial de territorios cubiertos de salar, tales como el Salar de Uyuni (Figura 2.1), Coipasa y Pastos Grandes.

El litio, es el principal producto de interés para el tratamiento de la salmuera del Salar de Uyuni, actualmente Chile y Argentina son los mayores productores de carbonato de Litio ( $\text{Li}_2\text{CO}_3$ ), sin embargo, Australia, Canadá y China también cuentan con yacimientos en salmuera y en roca.



*Figura 2.1 Vista del Salar de Uyuni.*

*Fuente. Memoria Institucional, Yacimientos de Litio Boliviano YLB (2021).*

### **2.1.3 Potasio**

Por otro lado, el Salar de Uyuni no solamente posee litio, también se encontró gran concentración de potasio, magnesio, boro y sulfato. El potasio se obtiene principalmente por lixiviación subterránea de sales complejas. Canadá produce prácticamente un tercio del total en todo el mundo.

Es un mineral muy utilizado como fertilizante en la agricultura y no está presente en todos los suelos en las cantidades requeridas para el crecimiento de los productos

agrícolas, ya que el proceso de cultivo implica una intensa explotación.

Actualmente, YLB mediante su Departamento de Comercialización ha demostrado un crecimiento representativo en cuanto a la vena de Cloruro de Potasio, en la Figura 2.2 se puede apreciar la evolución de venas de Cloruro de potasio por gestión desde 2017 hasta 2021.



Figura 2.2 Proyección de ventas de Cloruro de Potasio hasta 2021  
Fuente. Memoria Institucional, Yacimientos de Litio Boliviano YLB. (2021)

## 2.1.4 Principales usos del Litio

### 2.1.4.1 Industria Automotriz

La fabricación de vehículos híbridos y eléctricos requieren la implementación de baterías elaboradas en base a Carbonato de Litio, esta medida minimizará el impacto ambiental que producen actualmente los automóviles cuyos motores funcionan con combustible fósil.

Por otra parte, YLB tiene varios convenios interinstitucionales entre los cuales se encuentran el convenio con la empresa Quantum Motors S.A.<sup>1</sup>, con la que han “...implementado el primer prototipo de paquete de batería de 64V-80Ah LFP (5.12 kWh) desarrollado por la Planta Piloto de Baterías para los vehículos eléctricos comercializados por Quantum” (Memoria Institucional YLB. 2021)

<sup>1</sup> Quantum Motors S.A. empresa boliviana, pionera en la fabricación y comercialización de vehículos eléctricos.

#### **2.1.4.2 Telefonía Celular**

Una de las principales características energéticas del litio es su durabilidad, hecho que masifica su utilización en la industria de elementos que requieren mayor eficiencia para su funcionamiento, como por ejemplo los teléfonos celulares cuya presencia en el mercado mundial demando 5,5 millones de unidades entre 2009 y 2012. En las últimas gestiones se ha registrado un aumento del 20% anual de teléfonos celulares.

#### **2.1.4.3 Computación Portátil**

El mercado de la computación portátil tiende a crecer de manera importante en los próximos años, siendo la producción proyectada de 30 millones de laptops por año. Además, existen proyectos con mayor demanda como el de una laptop por niño con lo que estamos cerca de los 100 millones de equipos cuyas baterías son producidas a base de Carbonato de Litio.

#### **2.1.4.4 Baterías de Litio-Ion**

Otro mercado importante es el de las baterías de litio-ión, además de las desechables. Están en desarrollo las baterías recargables, como los productos con mayor perspectiva de crecimiento.

#### **2.1.5 Desarrollo Integral de la Salmuera**

Este desarrollo se compone de tres fases, la primera destinada a la producción piloto de Carbonato de Litio y Cloruro de Potasio. La segunda fase destinada a la producción industrial de estos productos y finalmente la tercera fase, la fabricación de baterías de baterías de litio, además de productos derivados.

##### **2.1.5.1 Fase I – Plantas Piloto**

El proceso productivo desarrollado para la transformación de la salmuera se basa en procesos de cristalización fraccionada y otros procesos químicos e hidrometalúrgicos, hasta la obtención de productos intermedios y finales tales como Cloruro de Potasio, Carbonato de Litio, Cloruro de Magnesio entre los más importantes.

La estrategia de industrialización de los recursos evaporíticos está concebida en tres



fases; las dos primeras orientadas a la explotación del Litio y sus derivados y la tercera a la producción de baterías de ion Litio y materiales catódicos.

Con los avances en investigación, se desarrolló el proceso productivo boliviano para la industrialización de los recursos evaporíticos del Salar de Uyuni. A partir del cual se delegó mediante contratación el desarrollo de ingeniería a diseño final de las plantas industriales de Cloruro de Potasio (KCl) y Carbonato de Litio ( $\text{Li}_2\text{CO}_3$ ).

#### A) Planta Piloto de Cloruro de Potasio

Como consecuencia de la implementación de un sistema continuo de producción iniciado en la anterior gestión, se vienen reflejando los resultados a través del cumplimiento de las metas establecidas; se tiene la obtención de Cloruro de Potasio con los estándares de calidad requeridos comercialmente para la venta de este producto en el mercado nacional, proyectándose con ventas al exterior.



*Figura 2.3 Planta Piloto de Cloruro de Potasio.*

*Fuente. Memoria Institucional, Yacimientos de Litio Boliviano YLB. (2020)*

#### B) Planta piloto de Carbonato de Litio

La producción de Carbonato de Litio se realizó de manera semicontinua; con el objetivo de mejorar el proceso productivo establecido en la gestión 2015, se han realizado modificaciones; en las etapas de producción como en los parámetros de control de proceso.



*Figura 2.4 Planta de carbonato de Litio.*

*Fuente. Memoria Institucional, Yacimientos de Litio Boliviano YLB. (2021)*

### **2.1.5.2 Fase II – Industrial**

La implementación de la Fase Industrial representa uno de los componentes de la política de Estado Plurinacional de Bolivia, cuya matriz productiva tiene un nuevo patrón de desarrollo donde la parte primordial representa el agregar valor a las materias primas – otrora, solamente, extraídas – y con la adición de valor se ha logrado la generación de material intelectual “con marca boliviana”.

El otro componente – que es consecuencia del anterior – y que se viene gestando, es la de un país cuyo objetivo es la erradicación de la pobreza y la inclusión; donde se ejercen plenamente los derechos sociales y políticos y con el valor agregado a las salmueras expresamos el compromiso de trabajo para obtener un patrón de equidad en la distribución de riquezas con la población boliviana.

#### **A) Construcción de la Planta Industrial de sales de Potasio.**

Como parte del diseño establecido para la producción de Cloruro de Potasio se puede mencionar las siguientes etapas:

- Desalinización de Cristalizado
- Cribado del material de Cristalizado
- Flotación Rougher
- Flotación Cleaner y Lixiviación



- Lixiviación
- Flotación Scavenger
- Manejo de salmuera recuperada y colas



*Figura 2.5 Estructura de los cimientos de la Planta Industrial de sales de Potasio.  
Fuente. Memoria Institucional, Yacimientos de Litio Boliviano YLB. (2016)*



*Figura 2.6 Estructura del edificio de la Planta Industrial de sales de Potasio (etapa de construcción).  
Fuente. Memoria Institucional, Yacimientos de Litio Boliviano YLB. (2019)*

## B) Construcción de las piscinas industriales.



*Figura 2.7 Construcción de piscinas industriales.*

*Fuente. Memoria Institucional, Yacimientos de Litio Boliviano YLB. (2016)*



*Figura 2.8 Primer módulo de piscinas industriales en producción de materia prima a escala industrial.*

*Fuente. Memoria Institucional, Yacimientos de Litio Boliviano YLB. (2021)*

## C) Construcción red de bombeo para piscinas industriales

La construcción de la red de bombeo tiene la función de realizar el traslado de la salmuera a las piscinas industriales de evaporación, permitiendo el llenado y posteriormente el trasvase.

Los procesos desarrollados en la GNRE se realizan a través de evaporación de la salmuera contenida en las piscinas construidas para este efecto, en este entendido, es necesario el bombeo de salmuera desde pozos realizados y ubicados en inmediaciones de estas.

## **2.2 FLUJOS DE POTENCIA EN REDES DE DISTRIBUCION RADIAL DE MEDIA TENSION**

Es una herramienta importante que involucra análisis numérico aplicado a un sistema de potencia. En el estudio del flujo de potencia usualmente se usa una notación simplificada tal como el diagrama unifilar y el sistema por unidad, y se centra en varias formas de la potencia eléctrica AC (por ejemplo, voltajes, ángulos de los voltajes, potencia activa y potencia reactiva). Este estudio analiza los sistemas de potencia operando en estado estacionario. Existen varios softwares que implementan el estudio del flujo de potencia. Los estudios del flujo de potencia o flujo de carga son importantes para el planeamiento de la expansión futura de los sistemas de potencia, así como para determinar la mejor operación de los sistemas existentes. La principal información obtenida del problema de flujo de potencia es la magnitud y ángulo de la fase del voltaje en cada nodo, y la potencia activa y reactiva fluyendo en cada línea. Los principales parámetros en un flujo de potencia son los siguientes: -  $|V|$ : módulo de la tensión del nodo -  $\Phi$ : Angulo que forma la tensión del nodo con una referencia común - P: Potencia activa - Q: Potencia reactiva Al analizar los nodos de un sistema existen dos tipos de nodos, los generadores PV y los nodos de carga PQ

### **2.2.1 Métodos tradicionales de Flujos de Potencia**

Los métodos tradicionales de cálculos de flujos de carga como ser: Caída de Tensión, Flujos de Potencia Radial, Escalonado, Suma de corrientes, Suma de Potencias, Gauss – Seidel y Newton – Raphson se han diseñado pensando exclusivamente en sistemas de transmisión. Por la actualización de Software para simulación, el método más utilizado y recomendable es Newton – Raphson.

#### **2.2.1.1 Método Newton – Raphson**

Para hallar el modelo matemático de las variables de estado que intervienen en los flujos de potencia se debe tener en cuenta principalmente el tipo de nodo de cada uno de los nodos que interviene en el sistema de n nodos por lo que para ello se considerara un sistema de n nodos donde emplearemos el método de Newton – Raphson para modelar las variables de estado.

- Nodo Slack o Swing. Este nodo ya sea por cualquiera de los métodos vinculados a la solución de variables de estado o este no interviene en el proceso de iteración por eso es denominado la barra de compensación por que una vez hallemos las variables de estado de las otras barra esta barra al ser la referencia compensara con la generación restante por lo que al finalizar con los valores que ya entraron en convergencia hallaremos los siguiente:

$$S_{gi} = S_{di} + V_i * \sum_{j=i}^n V_j * Y_{ij} \quad (2.1)$$

Donde:

$$P_{gi} = \text{Re}\{S_{gi}\} \quad (2.2)$$

$$Q_{gi} = \text{Im}\{S_{gi}\} \quad (2.3)$$

- Nodo de generación PV.- Al ser las variables de estado el ángulo de la tensión y la potencia de generación reactiva se debe considerar en este método solo las potencias de inyección en el nodo por lo cual en este nodo PV la única potencia de inyección conocida es la activa por ello la ecuación para este nodo será la siguiente:

$$P_i = V_i * \sum_{j=i}^n V_j * Y_{ij} * \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) = P_{gi} - P_{di} \quad (2.4)$$

Donde  $V_i$ ,  $V_j$  y  $Y_{ij}$  deben ser solo los módulos correspondientes ya que sus respectivos ángulos están en la función trigonométrica.

- Nodo de carga PQ.- En el nodo PQ se tienen como variables de estado o incógnitas al módulo y ángulo de tensión del nodo correspondiente por lo tanto las potencias activas y reactivas inyectadas en el nodo ya son conocidas de esta manera en este nodo podemos formular lo siguiente:

$$P_i = V_i * \sum_{j=i}^n V_j * Y_{ij} * \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) = P_{gi} - P_{di} \quad (2.5)$$



$$Q_i = V_i * \sum_{j=1}^n V_j * Y_{ij} * \text{sen}(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) = Q_{gi} - Q_{di} \quad (2.6)$$

Donde  $V_i$ ,  $V_j$  y  $Y_{ij}$  deben ser solo los módulos correspondientes ya que sus respectivos ángulos están en la función trigonométrica.

-Dimensión de la matriz de Jacobianos.- La dimensión de la matriz de Jacobianos será el número de nodos PV más el doble de números de nodos PQ por lo que el modelo matemático según la teoría anteriormente expuesta será:

$$\begin{bmatrix} P^e - P \\ Q^e - Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Puesto que estas son ecuaciones no lineales, se debe adoptar una técnica iterativa con una suposición inicial de tensiones de 1.0 pu. ("Flat start"). *"Análisis de Sistemas de Potencia"*, (D. Stevenson, 1993, Pág. 309).

### 2.3 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN MEDIA TENSION

En un sistema eléctrico de potencia un cortocircuito es un tipo de falla en el cuál entran en contacto entre sí o con tierra , conductores correspondientes a distintas fases.

Los cortocircuitos se producen mediante: Efectos ambientales (Caída de árboles, acumulación de hielo en el cableado) , Origen eléctrico (Destrucción de la aislación de los conductores), Origen mecánico (Desgaste de los componentes , caída de objeto tal como el cadenazo " lanzado al tendido eléctrico)

La falla en un sistema de distribución ocurre cuando, la simetría esencial de una red balanceada es trastornada, resultando en la aparición de corrientes y voltajes desbalanceados en la red. La excepción es para una falla trifásica el cual, al involucrar las tres fases en una misma falla se describe como una falla simétrica. Por tal razón el empleo de la teoría de las componentes simétricas puede analizar estas condiciones de falla.

También debemos tomar en cuenta que la corriente de cortocircuito en cualquier punto de un sistema de distribución está limitada por la impedancia de los circuitos, el cual involucra equipos desde la fuente o fuentes hasta el punto de falla.

### **2.3.1 Definición de Corriente de Cortocircuito**

La corriente de cortocircuito es la sobrecorriente que se forma cuando dos puntos con diferencias de potencial entran en contacto, la unión entre estos dos puntos suele presentar poca impedancia por lo tanto la corriente resultante es muy alta. Se puede observar que, en redes de distribución cuando dos líneas del tendido eléctrico o una de ellas, se encuentran a una tensión eléctrica distinta, entran en contacto entre ellas y con la tierra se genera un camino que ofrece menor resistencia al paso de la corriente y esto provoca la aparición de una corriente de cortocircuito o corriente de falla.

En la mayoría de los casos donde las corrientes eléctricas se convierten en corrientes de cortocircuito no solo se deben a daños en el cable, sino a la aparición momentánea de un objeto que conecte el cable con tierra o con algún otro cable del tendido eléctrico.

Las corrientes de cortocircuito son indeseadas porque la magnitud que presentan suele ser mucho mayor que las corrientes de operación normales del sistema de distribución, al ser tan grande esta corriente puede dañar la gran mayoría de equipos eléctricos de un hogar, industria, comercio y subestación, por lo tanto, sin la existencia de protecciones en una red de distribución que puedan confrontar estas corrientes se podría perder equipos valiosos tanto para los clientes como para la empresa distribuidora.

La definición oficial dada por la norma IEC-60909 de la Comisión Internacional Electrotécnica es:

La corriente de cortocircuito es la corriente que circula durante el cortocircuito por el punto de cortocircuito. Esta consta de una corriente alterna a la frecuencia de servicio y con amplitud variable en el tiempo, además de una corriente continua superpuesta que se atenúa hasta hacerse cero.

El valor de la corriente de cortocircuito será mayor cuando la falla se encuentre a

menor distancia de la fuente como se muestra en la Figura 2.9. “Análisis de Sistemas de Potencia”,(D. Stevenson, 1993, Pág. 309).

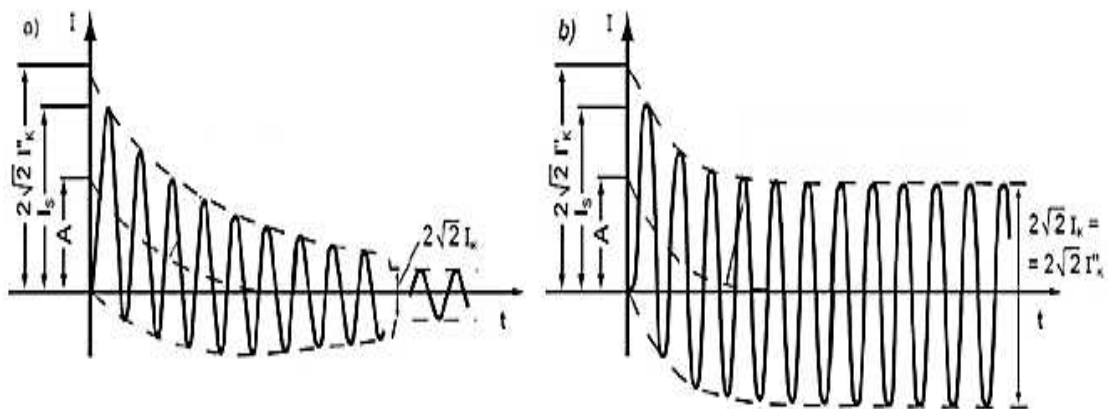


Figura 2.9 Curso en función del tiempo de la corriente de cortocircuito.  
Fuente. Norma IEC 60909

- Cortocircuito amortiguado (cercano al generador).
- Cortocircuito no amortiguado (alejado del generador).

Dónde:

A = Valor Inicial de la componente unidireccional.

$I_s$  = Corriente de Choque de Cortocircuito.

$I''_k$  = Corriente Alternasubtransitoria de Cortocircuito.

### 2.3.2 Análisis por componentes simétricas de una Red Trifásica

El método de las componentes simétricas establece que un sistema trifásico desbalanceado puede descomponerse en tres sistemas trifásicos balanceados llamados de secuencia. Los conjuntos balanceados son:

- Componente de secuencia positiva: Tres vectores de la misma magnitud y desfasados  $120^\circ$  con la misma secuencia de fases que el sistema original.
- Componente de secuencia negativa: Tres vectores de la misma magnitud y desfasados  $120^\circ$  con la secuencia invertida respecto al sistema original.
- Componente de secuencia cero: Tres vectores de la misma magnitud sin desfasamiento entre ellos.

Aplicando estos conceptos al vector voltaje de cada fase, este será igual a la suma de sus tres componentes de secuencia, como se muestra en las siguientes figuras:

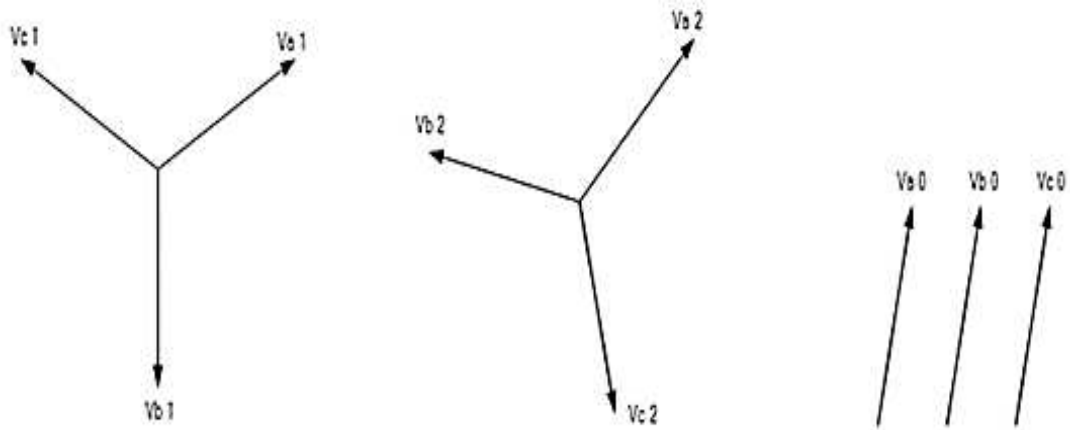


Figura 2.10 Vectores de las componentes de secuencias simétricas.

Fuente. IEC 60909

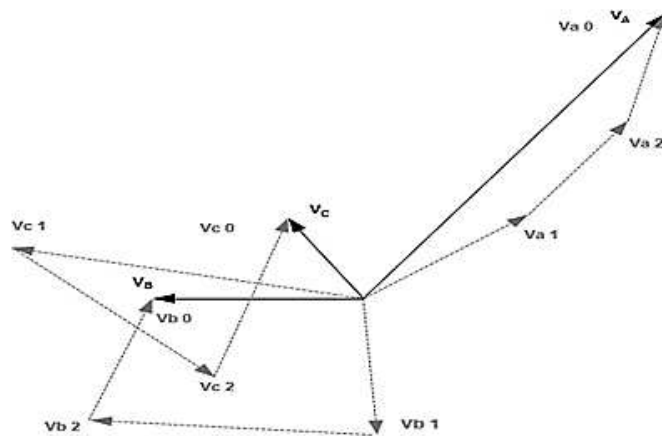


Figura 2.11 Gráfica suma de las componentes de secuencias.

Fuente. IEC 60909

Las ecuaciones de los vectores voltaje de cada fase expresada en términos de sus componentes de secuencia son:

$$V_A = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \quad (2.8)$$

$$V_B = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \quad (2.9)$$

$$V_C = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \quad (2.10)$$

Con objeto de simplificar el desarrollo de las fórmulas básicas que nos permitirán el



análisis matemático para el cálculo, se presenta un operador “a” similar al sistema cartesiano. “Análisis de Sistemas de Potencia”, (D. Stevenson, 1993, Pág. 358).

- Operador "a"

El operador "a" es un vector de magnitud unitario y ángulo  $120^\circ$ , esta propiedad de uso general se deduce efectuando la suma algebraica de:

$$a + a^2 + 1 = 0 \quad (2.11)$$

Las componentes de secuencia positiva, negativa y cero de tensión tienen como referencia a la fase A, por lo tanto, tenemos:

$$V_A = V_1 + V_2 + V_0 \quad (2.12)$$

$$V_B = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 \quad (2.13)$$

$$V_C = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 \quad (2.14)$$

En forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_0 \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Despejamos  $V_0$ ,  $V_1$  y  $V_2$ , obteniendo su matriz inversa, tenemos:

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Tomando las ecuaciones anteriores tenemos la posibilidad de:

- Calcular las cantidades de fase, conocidas las componentes simétricas.
- Calcular las componentes simétricas en función de las cantidades de fase.

Las relaciones anteriores también son aplicables a corrientes. Las componentes de secuencia positiva, negativa y cero de corriente tienen como referencia a la fase A, por lo tanto:

$$I_A = I_1 + I_2 + I_0 \quad (2.18)$$

$$I_B = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 \quad (2.19)$$

$$I_C = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 \quad (2.20)$$

Las ecuaciones de los vectores de componente de secuencia en términos de la corriente de cada fase son:

$$I_0 = \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C) \quad (2.21)$$

$$I_1 = \frac{1}{3}(I_A + a I_B + a^2 I_C) \quad (2.22)$$

$$I_2 = \frac{1}{3}(I_A + a^2 I_B + a I_C) \quad (2.23)$$

Las reglas que limitan el uso de las componentes simétricas son:

- Voltajes de secuencia positiva, negativa o cero, inducen únicamente corrientes de secuencia positiva, negativa o cero, respectivamente.
- Corrientes de determinada secuencia, solo podrán producir voltajes de esa misma secuencia.
- Los puntos a y b se resumen diciendo que no existe interacción entre secuencias distintas.
- Los elementos activos de la red solo generan voltaje de secuencia positiva. Lo anterior se debe a que cuando una máquina genere tensiones de secuencia negativa, tendría que girar en sentido contrario. Las cantidades de secuencia cero presentan voltajes  $V_A$ ,  $V_B$  y  $V_C$  iguales en magnitud y en la misma fase.
- Los voltajes de secuencia negativa y cero, se consideran generados en el punto de falla; disminuyen en magnitud tan pronto nos alejamos de ese punto.
- El voltaje de secuencia positiva es cero en el punto de falla y máximo en los puntos de generación.
- Como las corrientes de secuencia cero, están en fase y son del mismo tamaño por lo tanto necesitan el neutro, cuarto conductor conectado a tierra, para poder circular.

Por lo tanto, la relación existente entre las corrientes y voltajes de secuencia positiva, negativa y cero durante una falla de cortocircuito son:

$$V_1 = E'' - I_1 Z_1 \quad (2.24)$$

$$V_2 = - I_2 Z_2 \quad (2.25)$$

$$V_0 = - I_0 Z_0 \quad (2.26)$$

Donde:

$E''$ , es el voltaje de la secuencia positiva de la fase A

$Z_1$ , es la impedancia equivalente de secuencia positiva del sistema hasta el punto de falla.

$Z_2$ , es la impedancia equivalente de secuencia negativa del sistema hasta el punto de falla.

$Z_0$ , es la impedancia equivalente de secuencia positiva del sistema hasta el punto de falla.

### **2.3.3 Ecuaciones y conexiones de red para varios tipos de Cortocircuito**

#### **2.3.3.1 Generalidades de la Norma IEC 60909**

Uno de los procedimientos de cálculo de corriente de cortocircuito se encuentra en las normas IEC (Comisión Internacional de Electrotecnia). Las normas IEC han sido desarrolladas en Europa y abarcan prácticamente todos los temas de la electrotecnia. En el presente proyecto de grado para el cálculo de los diferentes tipos de cortocircuito se utilizará norma IEC 60909, que norma el procedimiento para el cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas eléctricos trifásicos de corriente alterna.

La norma IEC 60909 que se utilizara en el presente proyecto de grado, define y presenta un procedimiento que utiliza las componentes simétricas. Esta norma abarca a sistemas de baja tensión y a sistemas con tensiones nominales hasta 230 kV. Que tienen frecuencia nominal de 50 o 60 Hz.

También desarrolla el cálculo de las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas.

Las primeras, las máximas permiten determinar las características que hay que asignar a los materiales eléctricos. Las segundas, las mínimas, son necesarias para ajustar el calibre de las protecciones de sobrecorriente.

El procedimiento IEC aplica a fallas balanceadas y desbalanceadas. En el análisis de fallas desbalanceadas se usa el método de componentes simétricas, por lo tanto, en el presente proyecto se analizarán las corrientes de cortocircuito trifásico, bifásico, bifásico a tierra y monofásico a tierra. “*Análisis de Sistemas de Potencia*”, (D. Stevenson, 1993, Pág. 358).

### 2.3.3.2 Cortocircuito Trifásico (LLL)

En el cortocircuito trifásico las tres tensiones en el punto de falla son nulas y las tres fases presentan cargas simétricas, dado que las corrientes se encuentran desfasadas en 120°. En este tipo de casos el cálculo de la corriente de cortocircuito solo se realiza para una fase.

El estudio de cortocircuito se basa en un circuito sencillo como la Figura 2.12 donde se presentan un Generador G, un Transformador T y una Línea aérea de distribución L. También el cortocircuito trifásico representa para la red una falla simétrica. En el punto de falla se cumple:

$$V_A = V_B = V_C = 0 \quad (2.28)$$

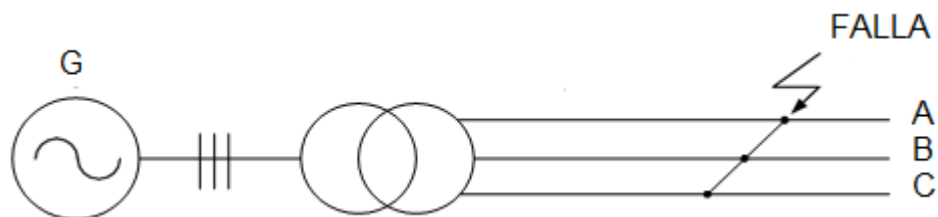


Figura 2.12 Esquema para el cortocircuito trifásico.  
Fuente. IEC 60909

A partir de las ecuaciones de las componentes simétricas y siendo la fase A la referencia se obtiene:

$$V_1 = V_2 = V_0 = 0 \quad (2.29)$$

La Figura 2.13 representa los esquemas de conexión de las redes de secuencias para el cortocircuito trifásico, a partir de la ecuación anterior tenemos:

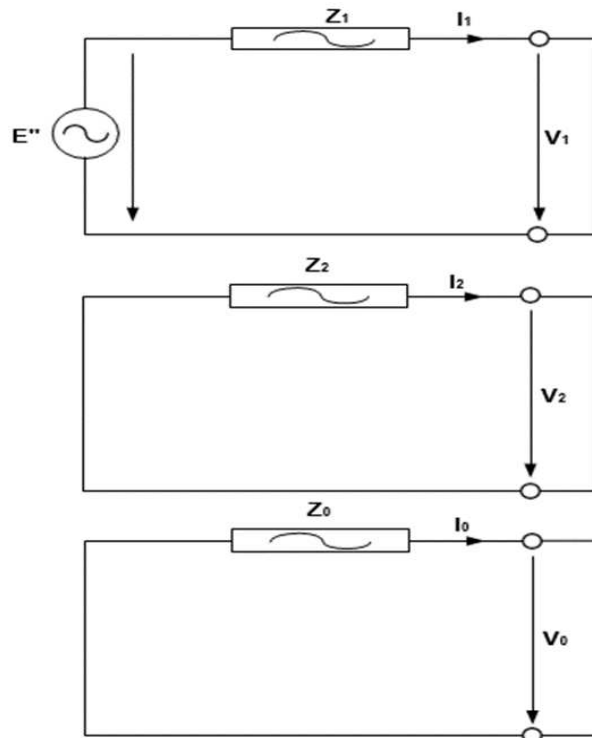


Figura 2.13 Combinación de las redes de secuencia para el cortocircuito Trifásico.  
Fuente. IEC 60909

Por lo tanto, a partir del cortocircuito trifásico (2.3.9) se tiene:

- Secuencia positiva:  $V_1 = E'' - I_1 Z_1 = 0, I_1 = E''/Z_1$  (2.30)

- Secuencia negativa:  $V_2 = -I_2 Z_2 = 0, I_2 = 0$  (2.31)

- Secuencia cero:  $V_0 = -I_0 Z_0 = 0, I_0 = 0$  (2.32)

Sustituyendo en las ecuaciones de las corrientes de fase, tenemos:

$$I_A = I_1, I_B = a^2 I_1, I_C = a I_1 \quad (2.33)$$

Como las corrientes de las tres fases son iguales en sus valores de modulo, tenemos que la corriente inicial simétrica de cortocircuito trifásico es:

$$I_{LLL} = \frac{E''}{Z_1} \quad (2.34)$$

### 2.3.3.3 Cortocircuito Bifásico (LL)

El cortocircuito bifásico esquemáticamente se presenta en la Figura 2.14 y representa para la red una falla asimétrica. En el punto de falla se cumple:

$$V_B = V_C, I_A = 0, I_B = -I_C \quad (2.35)$$

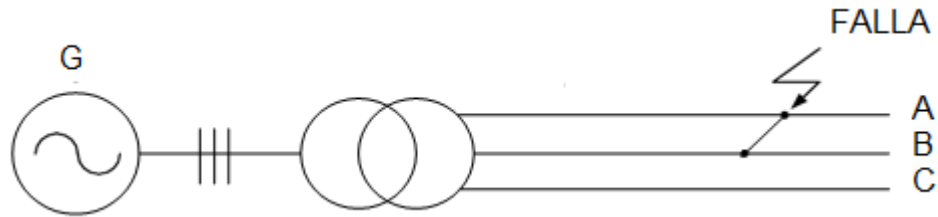


Figura 2.14 Esquema para el cortocircuito bifásico.  
Fuente. IEC 60909

Tomando a la fase A de referencia, de las ecuaciones, tenemos:

$$V_B - V_C = V_1 - V_2 = 0, V_1 = V_2 \quad (2.36)$$

$$3I_0 = I_A + I_B + I_C = 0, I_0 = 0 \quad (2.37)$$

$$I_A = I_1 + I_2 + I_0 = 0, I_1 = -I_2 \quad (2.38)$$

$$I_0 = \frac{V_0}{Z_0}, V_0 = 0 \quad (2.39)$$

Para las corrientes  $I_B$  e  $I_C$ :

$$I_B = a^2 I_1 + a I_2, I_B = (a^2 - a) I_1, I_B = -j\sqrt{3} I_1 \quad (2.40)$$

$$I_C = a^2 I_2 + a I_1, I_C = (-a^2 + a) I_1, I_C = j\sqrt{3} I_1 \quad (2.41)$$

Del análisis de las anteriores ecuaciones surge el esquema de conexiones para las redes de secuencias que se muestran en la Figura 2.15. Por lo tanto, se cumplen las siguientes relaciones:

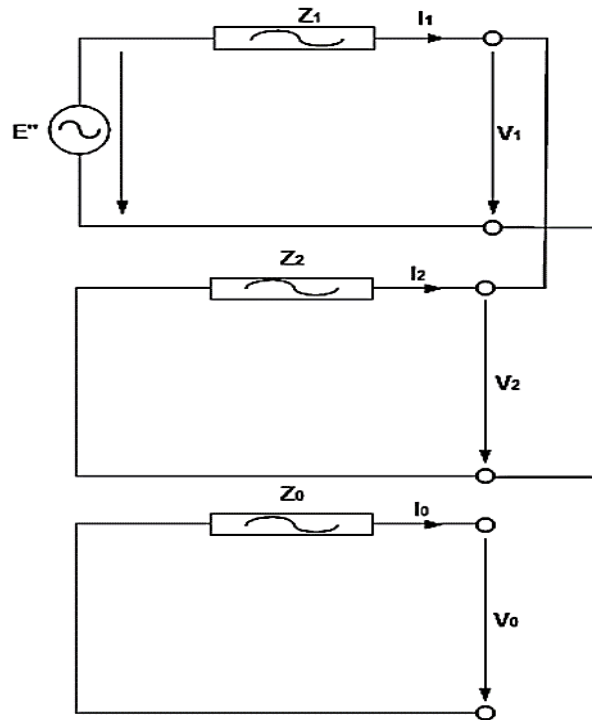


Figura 2.15 Combinación de las redes de secuencia para el cortocircuito Bifásico.

Fuente. IEC 60909

Ahora se tiene:

$$E'' = I_1(Z_1 + Z_2) \quad (2.42)$$

$$I_1 = \frac{E''}{(Z_1 + Z_2)} \quad (2.43)$$

Para las corrientes  $I_B$  e  $I_C$ :

$$I_B = \frac{-j\sqrt{3}E''}{(Z_1 + Z_2)} \quad (2.44)$$

$$I_C = \frac{j\sqrt{3}E''}{(Z_1 + Z_2)} \quad (2.45)$$

Ambas corrientes tienen el mismo valor en módulo. Entonces para la corriente inicial simétrica correspondiente a un cortocircuito bifásico sin contacto a tierra se cumple

que:

$$I_{LL} = \frac{\sqrt{3}E''}{Z_1 + Z_2} \quad (2.46)$$

### Cortocircuito Monofásico a Tierra (LT)

El cortocircuito monofásico a tierra esquemáticamente se presenta en la Figura 2.16 y representa para la red una falla asimétrica. En el punto de falla se cumple:

$$V_A = I_B = I_C = 0 \quad (2.47)$$

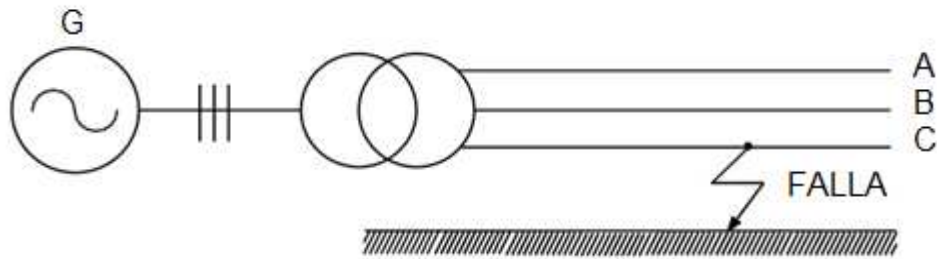


Figura 2.16 Esquema para el cortocircuito monofásico.  
Fuente. IEC 60909

Tomando la fase A como referencia resulta:

$$3I_1 = I_A + aI_B + a^2I_C = I_A \quad (2.48)$$

$$3I_1 = I_A + a^2I_B + aI_C = I_A \quad (2.49)$$

$$3I_1 = I_A + I_B + I_C = I_A \quad (2.50)$$

Por lo tanto:

$$I_1 + I_2 = I_0 \quad (2.51)$$

Respecto de las tensiones:

$$0 = V_2 + V_1 + V_0 = V_A \quad (2.52)$$

De donde surge:

$$V_1 = -V_2 - V_0 \quad (2.53)$$

De las anteriores ecuaciones surge el esquema de conexión para las redes de secuencia que se muestra en la Figura 2.17.



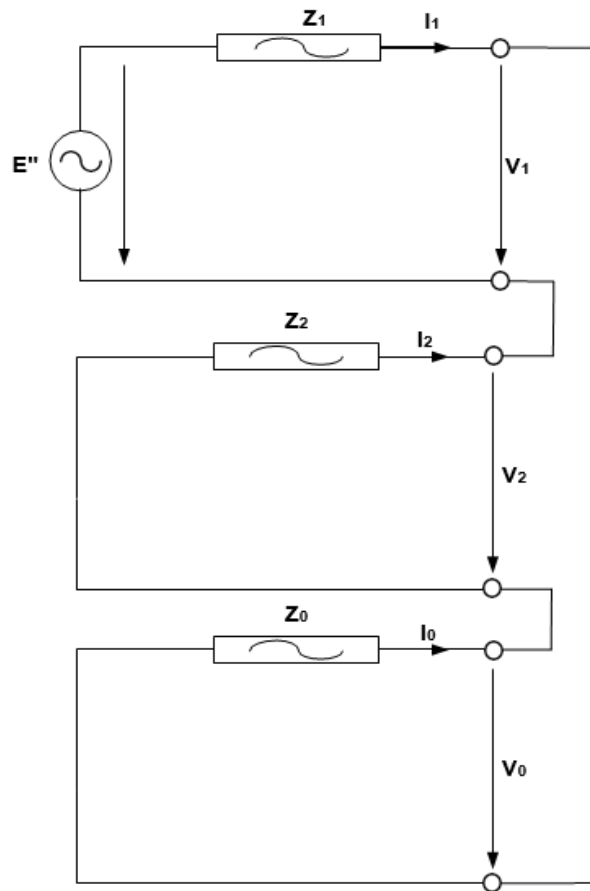


Figura 2.17 Combinación de las redes de secuencia para el cortocircuito Monofásico.  
Fuente. IEC 60909

Por lo tanto, se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$V_1 = E'' - I_1 Z_1 \quad (2.54)$$

$$V_2 = - I_2 Z_2 \quad (2.55)$$

$$V_0 = - I_0 Z_0 \quad (2.56)$$

Aplicando (2.52) se tiene:

$$V_A = E'' - I_1 Z_1 - I_2 Z_2 - I_0 Z_0 \quad (2.57)$$

$$I_1 = I_2 = I_3 = \frac{E''}{(Z_1 + Z_2 + Z_0)} \quad (2.58)$$

Por lo tanto:

$$I_L = \frac{3E''}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (2.59)$$

### 2.3.4 Cálculo de las impedancias de secuencia en Redes de Distribución

#### 2.3.4.1 Expresiones de la impedancia de la Fuente Equivalente

La impedancia de la fuente equivalente representa a la red aguas arriba y se limita generalmente a las indicaciones facilitadas por la empresa distribuidora, es decir, únicamente a la potencia de cortocircuito en el punto de conexión a la red y esquemáticamente se representa como la Figura 2.18.

La corriente de cortocircuito para un punto como este, viene dada por la potencia de cortocircuito en el lugar de conexión de la red que alimenta a dicha acometida.

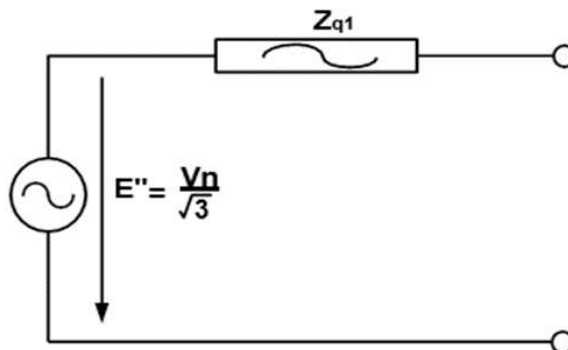


Figura 2.18 Circuito Equivalente de la fuente equivalente.  
Fuente. IEC 60909

Para la impedancia de la fuente equivalente, en secuencia positiva o secuencia negativa tenemos:

$$Z_{q1} = \frac{1.1V_n^2}{S_{cc}} \quad (2.60)$$

La relación entre la resistencia  $R_{q1}$  y la reactancia de  $X_{q1}$  del circuito a partir de  $\frac{R_{q1}}{Z_{q1}}$

en Alta Tensión, será:

$$\frac{R_{q1}}{Z_{q1}} = 0.3 \text{ en } 6 \text{ kV} \quad (2.61)$$

$$\frac{R_{q1}}{Z_{q1}} = 0.2 \text{ en } 20 \text{ kV} \quad (2.62)$$

$$\frac{R_{q1}}{Z_{q1}} = 0.1 \text{ en } 150 \text{ kV} \quad (2.63)$$

Por lo tanto:

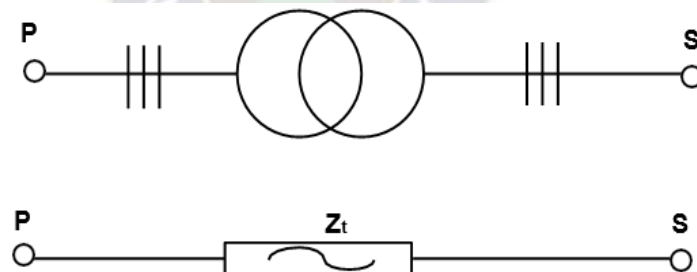
$$X_{q1} = \sqrt{Z_{q1}^2 - R_{q1}^2} \quad (2.64)$$

Tomando en cuenta los cálculos realizados anteriormente, los valores de la secuencia cero para la impedancia equivalente serán aproximadamente cero.

### 2.3.4.2 Expresiones de la impedancia del Transformador

Los esquemas equivalentes correspondientes a los sistemas positivos, negativo y cero dependen del número y de la conexión de los devanados del transformador.

El módulo de la impedancia negativa coincide con la impedancia positiva, para el presente caso solo se analizarán los casos de transformadores con dos devanados y esquemáticamente se representa como la Figura 2.19.



*Figura 2.19 Circuito Equivalente del transformador.  
Fuente. IEC 60909*

Donde:

$S_t$  = Potencia del transformador [VA]

$Z_t$  = Impedancia del transformador [ $\Omega$ ]

$V_n$  = Voltaje nominal de línea en carga de la red trifásica [V]

$V_{CC}$  = Tensión de cortocircuito del transformador [V]

$P_{Cu}$  = Pérdidas de potencia del transformador [VA]

$I_n$  = Corriente nominal del transformador [A]

$$I_n = \frac{S_t}{\sqrt{3} \cdot V_n} \quad (2.65)$$

- $R_t$  = Resistencia del transformador [ $\Omega$ ]

$$R_t = \frac{P_{Cu}}{3 \cdot I_n^2} \quad (2.66)$$

- $Z_t$  = Impedancia del transformador [ $\Omega$ ]

$$Z_t = \frac{V_{cc} \cdot V_n^2}{S_t} \quad (2.67)$$

- $X_t$  = Reactancia del transformador [ $\Omega$ ]

$$X_t = \sqrt{Z_t^2 - R_t^2} \quad (2.68)$$

La impedancia de secuencia positiva o negativa del transformador es:

$$Z_t = R_t + jX_t \quad (2.69)$$

En muchos casos los valores de la impedancia de secuencia cero del transformador no se disponen al momento de efectuar los cálculos de las corrientes de cortocircuito. Los valores que se pueden adoptar son:

$$\frac{X_0}{X_1} = 0.85 \text{ a } 1 \quad (2.70)$$

$$\frac{R_0}{R_1} = 1 \text{ a } 3 \quad (2.71)$$

### 2.3.4.3 Expresiones de la impedancia de la Línea Aérea

Para el caso de cables los fabricantes suministran los valores de las distintas impedancias de sus productos, ya sean los distintos tipos de tripolares como así también para los casos de monoplares en diferentes disposiciones.

Para las líneas aéreas es de uso común utilizar tablas para los distintos tipos de impedancia en función de la sección de los mismos y a partir de una determinada distancia media geométrica entre los conductores de cada fase. A continuación, se sugieren algunas expresiones matemáticas que dan una aproximación a estos valores.

$$Z_{11} = R_{con} + jw10^{-4}(2\ln(A/r) + 0.5\mu) [\Omega/ km] \quad (2.72)$$

- $Z_{11}$  = Impedancia de secuencia positiva y negativa de la línea por unidad de longitud.

Esto es para una línea trifásica simple con transposición de conductores y de igual manera la impedancia negativa resulta de igual valor.

$$Z_{10} = R_{con} + 3R_E + jw10^{-4}(6\ln[(\delta / \sqrt[3]{rA^2})] + 0.5\mu) [\Omega/km] \quad (2.73)$$

$Z_{10}$  = Impedancia de secuencia cero de la línea por unidad de longitud.

La ecuación anterior será válida para una línea trifásica sin hilo de tierra. En estas expresiones:

$$A = \text{Distancia equivalente entre conductores } A = \sqrt[3]{(A_{AB} * A_{BC} * A_{CA})} [m] \quad (2.74)$$

$r$  = Radio del conductor [m]

$R_{con}$  = Resistencia por unidad de longitud del conductor [ $\Omega/km$ ]

$$w = \text{Pulsación angular } w = 2\pi f [\text{Hz}] \quad (2.75)$$

$$R_E = \text{Resistencia del terreno } R_E = (\pi/2)w10^{-4} [\Omega] \quad (2.76)$$

$$\delta = \text{Profundidad de penetración } \delta = 1650 \sqrt{(\rho/w)} [m] \quad (2.77)$$

### 2.3.5 Impedancia de la falla (zf) y la impedancia a tierra de la falla (zg)

En aplicaciones de protección eléctricas de sobrecorriente es importante conocer no solo los máximos valores de las corrientes de corto circuito sino también los mínimos. Un factor determinante en esta situación es la impedancia de falla, que se define como la impedancia del medio a través del cual circula la corriente en el punto donde se produce la falla de la línea y la impedancia a tierra de la falla, que se define como la

impedancia del medio a través del cual circula la corriente en el punto donde se produce la falla de la línea a tierra.

Para ambas impedancias, este medio puede ser la rama de un árbol, un ave o cualquier animal, un arco eléctrico, una combinación de estas, etc. Aun cuando existen diferentes criterios se asume un valor de  $40 \Omega$  de impedancia de falla e impedancia a tierra de la falla para el cálculo de las corrientes de corto circuito mínimas, debiendo determinar el valor real por medio de pruebas directamente en terreno.

### 2.3.6 Procedimiento para el cálculo de Cortocircuito en redes de Distribución Radial

Para el presente procedimiento se tomará como base la norma IEC 60909, donde se encuentran los cortocircuitos trifásico, bifásico, bifásico a tierra y monofásico a tierra.

- El cálculo de la tensión equivalente  $E''$  en el punto de cortocircuito, es uno de los parámetros de interés para el cálculo de la corriente inicial simétrica  $I_{k1}$ , el

cual es igual a:

$$E'' = \frac{cV_n}{\sqrt{3}} \quad (2.78)$$

Se introduce un factor "c" del voltaje, que se encuentra en función de las corrientes de cortocircuito máxima y mínima y los márgenes de voltaje considerados, según la normativa está indicado en la Tabla 2.1.

Tensión Nominal	Factor de Tensión c	
	$I_{CC \text{ Min}}$	$I_{CC \text{ Max}}$
$V_n$		
Baja Tensión		
230 a 400 V	0.95	1.00
Otros	1	1.05
Media y Alta Tensión		
1 a 230 kV	1	1.1

Tabla 2.1 Valores del factor de voltaje.

Fuente. Norma IEC 60909.

La corriente de cortocircuito máxima ( $I_{cc \text{ máx.}}$ ) permite determinar las características que hay que asignar a los materiales eléctricos. La corriente de cortocircuito mínima ( $I_{cc \text{ mín.}}$ ) será necesario para ajustar el calibre de las protecciones de sobrecorriente.

Por lo tanto, considerando que se realizara el análisis en redes de distribución radial, con una tensión nominal mayor a 1 kV y la  $I_{cc \text{ min}}$  debido a que se ajustaran el calibre de las protecciones de sobrecorriente, se tiene:

$$E'' = \frac{V_n}{\sqrt{3}} \quad (2.79)$$

- Determinación y suma de las impedancias equivalente positiva, negativa y cero aguas arriba del punto de falla. Las impedancias de la fuente equivalente, del transformador y de líneas de distribución se encuentran en el cálculo de las impedancias de secuencia en redes de distribución del presente proyecto.

Cálculo de la corriente de cortocircuito inicial con la ayuda de las componentes simétricas. En la práctica las fórmulas a emplear para el cálculo de las corrientes cortocircuito están indicadas en la Tabla 2.2, tomando como base las corrientes de cortocircuito que fueron demostradas en el presente capítulo y el cálculo de la tensión equivalente. En el presente proyecto se realizará el análisis con  $I_k$  corriente de cortocircuito alejado de los generadores, debido a que en la práctica regularmente se recomiendan que  $Z_2 = Z_1$ , y también debemos tomar en cuenta que cuando  $Z_2 \neq Z_1$  la diferencia entre ambos valores es nula.

Tipo de Cortocircuito	$I_k$ Nodos [A]	$I_k$ Generadores [A]
<b>Cortocircuito Trifásico (F-F-F)</b>	$I_{CC} = \frac{V_n}{\sqrt{3}Z_1}$	$I_{CC} = \frac{V_n}{\sqrt{3}Z_1}$
<b>Cortocircuito Bifásico (F-F)</b>	$I_{CC} = \frac{V_n}{Z_1+Z_2}$	$I_{CC} = \frac{V_n}{2Z_1}$
<b>Cortocircuito Bifásico a Tierra (F-F-T)</b>	$I_{CC} = \frac{\sqrt{3}V_n Z_2}{Z_1 Z_2 + Z_0 Z_2 + Z_1 Z_0}$	$I_{CC} = \frac{\sqrt{3}V_n}{Z_1 + 2Z_0}$
<b>Cortocircuito Monofásico a Tierra (F-T)</b>	$I_{CC} = \frac{\sqrt{3}V_n}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$	$I_{CC} = \frac{\sqrt{3}V_n}{2Z_1 + Z_0}$

Tabla 2.2 Valores de las corrientes de Cortocircuito.

Fuente. Norma IEC 60909.



Donde:

$V_n$  = Voltaje nominal de línea en carga de la red trifásica. [V]

$I_k$  = Corriente de cortocircuito en valor modular. [A]

$Z_1$  = Impedancia equivalente de secuencia positiva del sistema hasta el punto de falla. [ $\Omega$ ]

$Z_2$  = Impedancia equivalente de secuencia negativa del sistema hasta el punto de falla. [ $\Omega$ ]

$Z_0$  = Impedancia equivalente de secuencia cero del sistema hasta el punto de falla. [ $\Omega$ ]

Para el caso del cortocircuito trifásico de la Tabla 2, se puede observar que en los dos casos de  $I''_k$ , la corriente de cortocircuito solo depende de  $Z_1$  y por lo tanto se reemplaza por  $Z_k$ : impedancia de cortocircuito en el punto de falla.

Donde:

$$Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2} \quad (2.80)$$

$R_k$ : es la suma de las resistencias de una fase conectadas en serie hasta el punto de cortocircuito. [ $\Omega$ ]

$X_k$ : es la suma de las reactivas de una fase conectadas en serie hasta el punto de cortocircuito. [ $\Omega$ ]

## 2.4 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

### 2.4.1 Cualidades básicas de las Protecciones

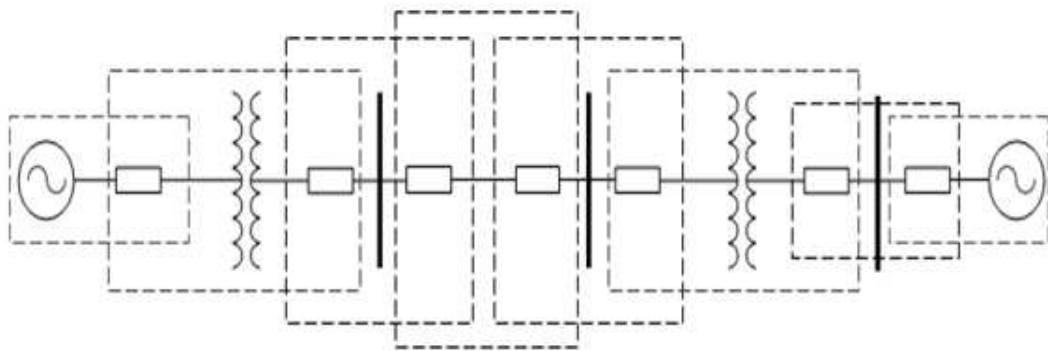
#### 2.4.1.1 Confiabilidad

Confiabilidad del sistema consiste en dos elementos de diseño: disponibilidad es la certeza de operación correcta en caso de falla en el sistema, mientras seguridad es la habilidad del sistema de evitar operaciones falsas con o sin fallas. La característica de diseño parte desde la selección del proveedor, la marca, el tipo de instrumento y se conserva con un adecuado mantenimiento de los equipos. *“Protección de Sistemas*

*Eléctricos”, (S. Ramirez, 1998, Pág. 65).*

#### **2.4.1.2 Selectividad**

Cuando se presente una falla en el sistema debe de actuar la protección más cercana a la falla, por lo tanto, el componente que protege esa zona; esto para maximizar la continuidad del servicio energía con la mínima desconexión del sistema. Un ejemplo de selectividad son las zonas de protección de la siguiente figura:



*Figura 2.20 Zonas de Protección.  
Fuente. Elaboración Propia.*

#### **2.4.1.3 Sensibilidad**

El elemento protector debe de ser capaz de actuar al detectar fallas transitorias o permanentes, discriminando otras situaciones, y también en el caso de protecciones de sobrecorriente los dispositivos deben diferenciar entre corrientes de sobrecarga y corrientes de cortocircuito.

#### **2.4.1.4 Rapidez**

Es la característica de minimizar los tiempos de falla y daños de equipos eléctricos debido a la exposición a sobretensión o sobrecorriente, además de evitar que el sistema salga de sincronismo. Esta cualidad depende de la magnitud de la falla y de la coordinación de protecciones.

#### **2.4.2 Relé o Relevador**

Los relés o relevadores son dispositivos compactos que están conectados a un Sistema Eléctrico de Potencia para detectar las condiciones de un área asignada, ellas están diseñadas para mantener un alto grado de continuidad de servicio. Los relés también

son llamados "Centinelas Silenciosos" ya que ellos detectan si hay una perturbación en el sistema y actúan sobre un circuito cambiando el estado de este cuando la señal de entrada alcanza valores predeterminados.

En los Sistemas de Distribución el relé, es la parte del interruptor que se encarga de identificar la corriente de falla, determina el tiempo de apertura y maneja todas las demás acciones de control. El dispositivo consiste en un elemento operacional y un conjunto de contactos eléctricos, el elemento operacional obtiene la información del transformador de medición de corriente o potencial y la convierte en instrucciones de movimiento para los contactos. *"Protección de Sistemas Eléctricos"*, (S. Ramirez, 1998, Pág. 65).

### 2.4.3 Clasificación de Relés

Actualmente existen dos variedades de relés, dependiendo de su construcción.

#### 2.4.3.1 Relés electromecánicos

##### 2.4.3.1.1 Atracción electromagnética

Se encuentran formados por una bobina con un núcleo magnético que en uno de sus extremos tiene un contacto móvil el cual se desplaza junto con el núcleo y cierra el circuito de disparo a través de un contacto fijo. Pueden ser de bisagra o de émbolo

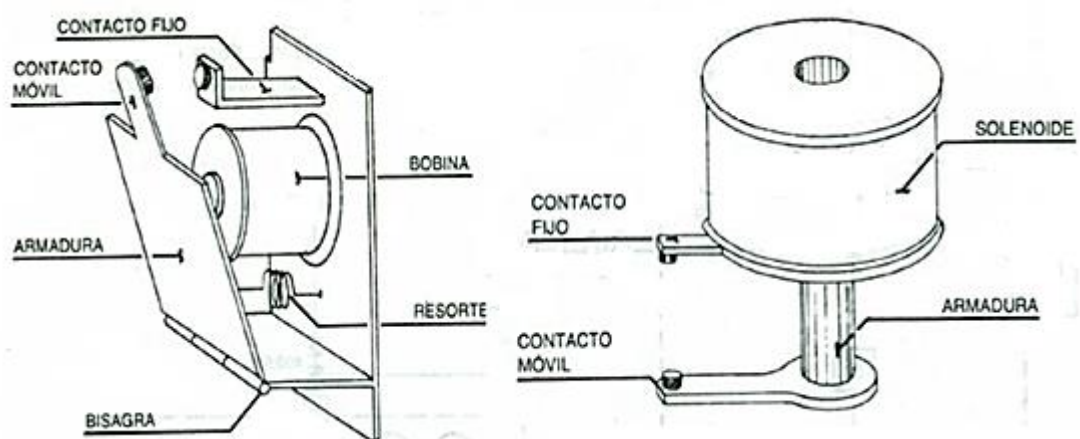


Figura 2.21 Relé de atracción electromagnética. a) Bisagra, b) Émbolo.  
Fuente. Catálogo Cooper Power Systems

Por lo tanto, son relés que operan por atracción magnética mediante un solenoide, en el caso del de émbolo, o armadura magnética para el de bisagra.

### 2.4.3.1.2 Inducción electromagnética

Son motores de inducción en los cuales el estator tiene bobinas de corriente y potencial, y los flujos creados en la bobina inducen corrientes en el disco.

La interacción entre el rotor y el estator crea un par, que hace girar el rotor en oposición al resorte de espiral, que lo mantiene en su posición normal, y cierran los contactos del circuito de disparo.

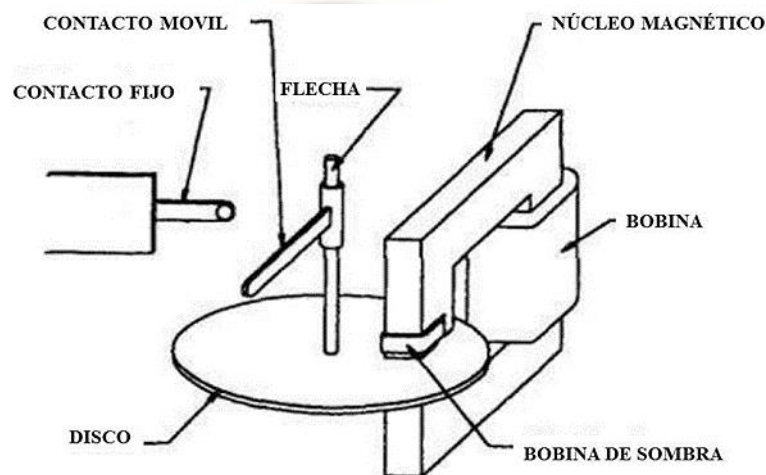


Figura 2.22 Relé de inducción electromagnética.  
Fuente. Catálogo Cooper Power Systems

### 2.4.3.2 Relés digitales

Los relés de sobrecorriente que utilizan componentes electrónicos (microprocesadores) poseen curvas características de operación comparables con los electromecánicos. En un comienzo las curvas de operación y ajustes coincidían con las de electromecánicos, con el objeto de ganar familiaridad en su utilización y aceptación, aunque se dudaba de su exactitud, seguridad y repetibilidad, no obstante, se instalaron en un número importante en los Sistemas Eléctricos dando muestras de un buen comportamiento en servicio. La nueva tecnología ha permitido avances en algunas limitaciones que poseían los relés electromecánicos, algunas de las ventajas son las siguientes:

- Bajos niveles de consumo para los transformadores asociados al relé.
- Tiempo de reposición muy bajo o rápido.
- Habilidad para controlar la curva característica de tiempo-corriente y la

tensión.

- Precisión en los puntos de regulación.

#### **2.4.4 Tipos de relés**

En sistemas de distribución de energía eléctrica se utilizan dos tipos de relés.

##### **2.4.4.1 Relé de sobrecorriente**

Es un relé con una característica de tiempo inverso o de tiempo fijo que funciona cuando la intensidad de un circuito de corriente alterna sobrepasa un valor dado.

Las características de tiempo-corriente dependen de la familia de curvas que se seleccione para operar, estas pueden ser: inversa, moderadamente inversa, muy inversa y extremadamente inversa.

La posición de la curva se determina por la elección del tap y los ajustes del nivel de tiempo. El tap establece el valor mínimo de la corriente de entrada del secundario que se tendrá de los aumentos progresivos que causaran el levantamiento del relé.

Cuando la corriente de falla depende poco de la generación y condición de tensión del sistema se utilizan relés con curvas muy inversa o extremadamente inversa, porque proveen excelente coordinación con fusibles y reconectores, pero además ofrecen la capacidad de levantamiento de carga después de cortes de energía eléctrica extendida. Por otro lado, cuando la corriente de falla es función primordialmente de la condición de generación, se seleccionan curvas inversas o moderadamente inversas.

Una característica importante de los relés electromecánicos para poder coordinar con otros equipos, es el tiempo que invierte en regresar a su posición original cuando la falla se ha despejado. Este tiempo de reposición depende de la distancia que haya avanzado el disco del relé, que es el desplazamiento producido por efectos de la fuerza de inercia del disco, usualmente el sistema tarda diez segundos en restablecer después de un recierre exitoso. *“Catalogo ABB Relevador de Sobrecorriente”, (ABB, 2015, Pág. 106).*

#### **2.4.4.2 Relé de recierre**

Controla el tiempo que transcurre desde el instante en que el interruptor interrumpe la corriente de falla, respondiendo a la información brindada por el relé de sobrecorriente y después de un tiempo predeterminado le envía al interruptor una señal de cierre.

El relé de recierre establece la secuencia de tiempo basándose en el momento en que la falla se elimina. El conteo de esta secuencia se puede hacer a través

de un sistema electrónico o de un motor síncrono. Es recomendable que el tiempo de recierre sea mayor al tiempo que tarde el disco del relé de sobrecorriente en volver a su posición original.

#### **2.4.5 Tipos de curvas tiempo-corriente**

Existen diferentes tipos de relés de sobrecorriente, la principal diferencia la constituye básicamente su característica tiempo-corriente, como se muestra en la Figura 2.23.

- Tiempo definido. Este tipo de curva puede aplicarse donde no hay necesidad de coordinar con otros dispositivos, además de que la corriente de falla no varía para condiciones de generación máxima y mínima.
- Tiempo moderadamente inverso. Es muy semejante a la curva de tiempo definido, su aplicación para circuitos es mínima y solamente como respaldo de bancos de transformación.
- Tiempo inverso. Puede lograrse muy buena utilización, donde hay grandes variaciones en la corriente de falla por cambios de generación.
- Tiempo muy inverso. Su utilización es muy adecuada donde existen variaciones de corriente de fallas pequeñas y donde el tiempo de falla debe ser el mínimo.
- Tiempo extremadamente inverso. Es el que mejor coordina con fusibles y reconectores sobre el mismo circuito, como podrá observarse en la coordinación de los dispositivos de protección.



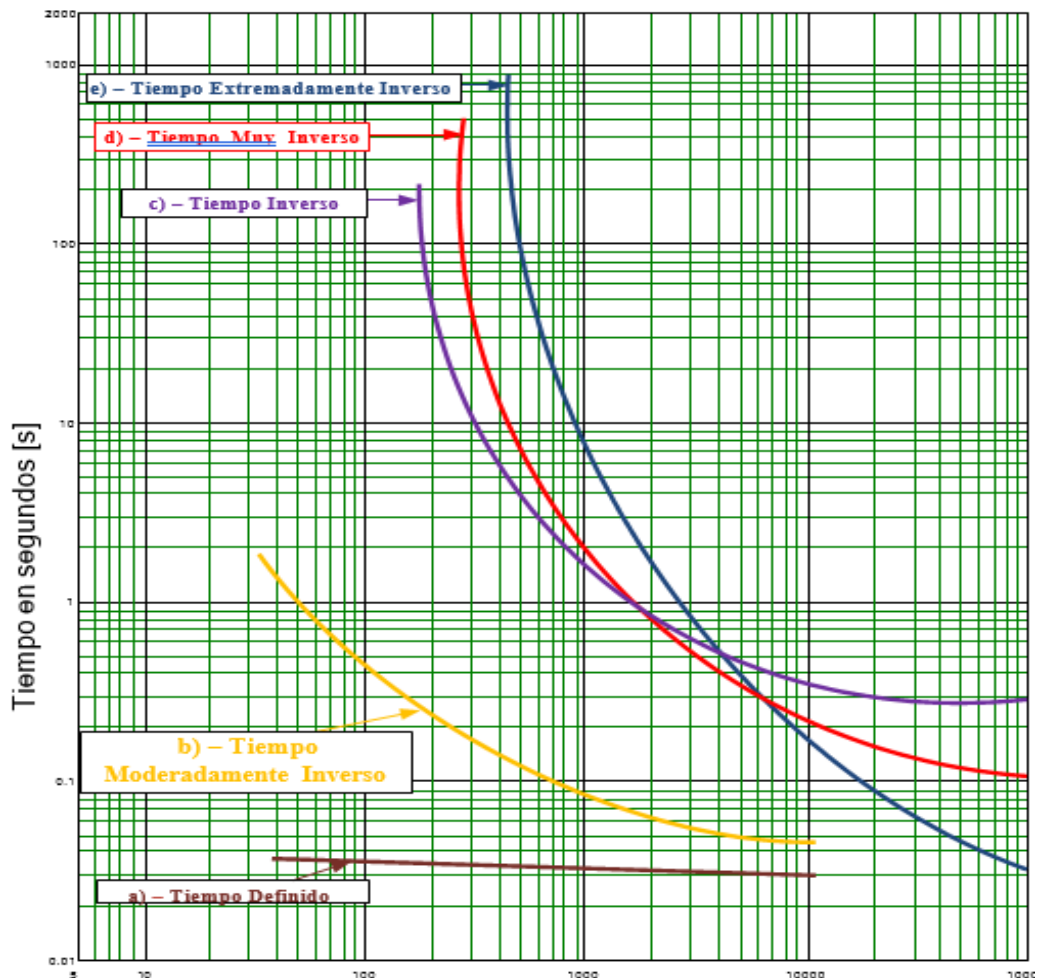


Figura 2.23 Tipos de curvas tiempo-corriente del relé de sobrecorriente.  
Fuente. Elaboración Propia acorde con catálogos de protecciones eléctricas.

En la Figura 2.23 se pueden apreciar las formas que toman las curvas de los relés según la magnitud de comportamiento inverso seleccionado, el equipo actuará de manera más veloz conforme más inversa sea la curva.

La versatilidad de ajustes de un relé de sobrecorriente deriva en gran medida en la solución de la relación de transformación, algunos principios básicos que debe seguir ésta son los siguientes:

- El rango primario del transformador de corriente debe exceder la capacidad nominal de la línea en un 200% con objeto de no dañar el equipo por sobrecarga.
- Como consecuencias del punto anterior, la relación de transformación no



excederá la capacidad térmica de los dispositivos conectados bajo condiciones de carga o falla.

- Usualmente el fabricante diseña el transformador de corriente para responder sin error apreciable a un valor de veinte veces su corriente nominal primaria.

Lo mencionado anteriormente también está condicionado además a la carga conectada en su secundario, el cual determina su clase de precisión.

Esto requiere utilizar los tap's de relación más altos en cuanto sea posible a fin de evitar saturación por corriente de falla elevada. “*Catálogo ABB Relevador de Sobrecorriente*”, (ABB, 2015, Pág. 106).

#### 2.4.6 Seccionador

El seccionador es un dispositivo de apertura de un circuito eléctrico, el cual abre sus contactos automáticamente mientras el circuito está desenergizado por la operación de un interruptor o un reconectador. Debido a que este equipo no está diseñado para interrumpir corrientes de falla, se utiliza siempre en serie con un dispositivo de interrupción.

Así mismo, como no interrumpe corrientes de falla no tiene características tiempo-corriente, lo que constituye una de sus mayores ventajas y facilita su aplicación en la coordinación de protecciones.



Figura 2.24 Seccionador Electrónico Monofásico.  
Fuente: Catálogo ABB

## **2.4.7 Requerimientos para aplicación del seccionalizador**

Los requerimientos para la aplicación del seccionalizador son los siguientes:

- Un seccionalizador no debe ser ubicado entre dos reconectores.
- El dispositivo protegido o respaldo tiene que ser capaz de censar la corriente de falla mínima al final de la zona de protección del seccionalizador.
- La corriente mínima de falla tiene que ser más grande que la corriente actuante mínima del seccionalizador.
- En ninguna circunstancia debe excederse los valores nominales momentáneos y de corto tiempo del seccionalizador.
- Si hay dos seccionalizadores conectados en serie con cada uno de los otros y localizados después de un dispositivo de protección de respaldo que está cerrado a la fuente, el dispositivo de respaldo se ajustará a la posición lockout después de la cuarta operación, el primero y el segundo seccionalizador se debe ajustar para abrir después de la tercera y segunda operación de respaldo, respectivamente.

## **2.4.8 Criterios para la coordinación de dispositivos de protección de sobrecorriente en redes de distribución radial**

### **2.4.8.1 Principios de básicos de coordinación**

La coordinación de dispositivos de protección de sobrecorriente en redes de distribución radial consiste en un estudio organizado de las características tiempo-corriente y de los criterios propios, dependiendo de los dispositivos de las protecciones que estén escalonados desde el dispositivo protector hasta la fuente. Este estudio se lleva a cabo mediante la comparación de los tiempos que emplean para operar las distintas protecciones ante una falla que circula a través de ellas.

Los siguientes conceptos básicos deben ser empleados:

- El dispositivo protector debe eliminar una falla permanente antes que el dispositivo protegido interrumpa el circuito definitivamente.
- Darles a todas las fallas la posibilidad de ser fallas temporales.

- Interrumpir el servicio de energía eléctrica únicamente ante fallas permanentes.
- La pérdida de suministro causada por una falla permanente debe ser restringida a la menor sección del sistema y por el menor tiempo que sea posible.

Tomando en cuenta los anteriores conceptos básicos, tenemos:

- Elemento o dispositivo protector (primario): es el primer elemento de protección desde el lugar con falla hasta la fuente, este elemento debe ser capaz de detectar y aislar la falla en el menor tiempo posible.
- Elemento o dispositivo protegido (respaldo): es el elemento capaz de detectar y despejar la falla en caso de que el elemento protector no actué.

Para cumplir con los conceptos básicos, la característica tiempo-corriente del dispositivo más cercano a la falla deberá estar a la izquierda y por debajo de la protección inmediata superior. Del mismo modo se irán escalonando las respectivas protecciones hasta la fuente. Para verificar esto se deberán comparar las características de todas las protecciones en un mismo gráfico logarítmico (Log-Log).

Debemos aclarar que también la coordinación se basa en el conocimiento de la corriente máxima de falla que se puede presentar en el punto de la red que se está analizando, por lo tanto, cuando se dice que dos o más dispositivos están coordinados significa que para corrientes de cortocircuito iguales o menores a la que fue determinada los dispositivos van a funcionar como es deseado, pero para sobrecorrientes mayores no necesariamente se mantiene dicha coordinación.

El uso de tablas u otros métodos en la coordinación de protecciones eléctricas pueden llegar a reemplazar el uso de curvas tiempo-corriente, pero tomando en cuenta que no son tan precisas y presentarían algunas restricciones, como la intersección de las curvas en un mismo gráfico logarítmico. *“Protección de Sistemas Eléctricos”*, (S. Ramirez, 1998, Pág. 81).

#### **2.4.8.2 Coordinación fusible - fusible**

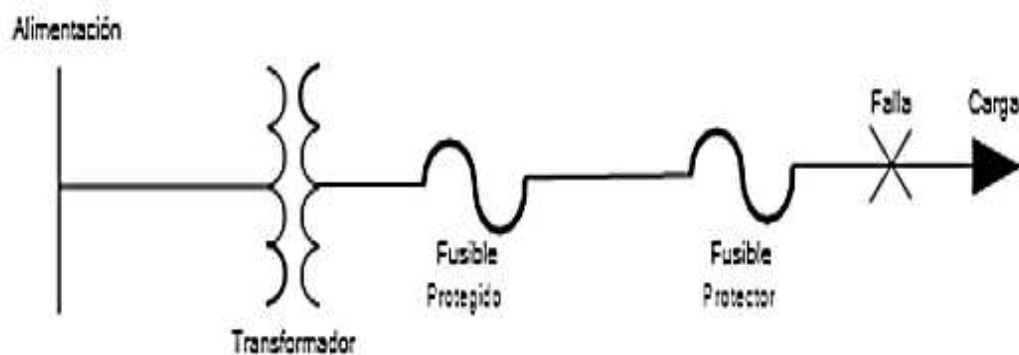
Para la coordinación Fusible - Fusible se realizará el análisis de las curvas tiempo-corriente (TCC) y tablas, debido a la precisión de los resultados, tomando como parte

fundamental la aplicación práctica que se deberá realizar en las redes de distribución radial.

La coordinación entre fusibles se debe realizar tomando en consideración las tolerancias físicas y de funcionamiento de los fusibles, las cuales se resumen en las curvas tiempo- corriente del fusible de enlace, que son curvas de Tiempo Máximo del Despeje (Maximun Clearing Time - MCT) y Tiempo Mínimo de Fusión (Minimun Melting Time- MMT).

La coordinación Fusible-Fusible establece como regla esencial, que el Tiempo Máximo del Despeje (MCT) del fusible protector para la corriente de falla no sea mayor a un 75% del Tiempo Mínimo de Fusión (MMT) del fusible protegido, para esa misma corriente.

Las Figura 2.27 muestra un ejemplo de coordinación de las curvas tiempo- corriente entre el fusible protector y el fusible protegido. Podemos establecer que, para una coordinación perfecta según la fórmula anterior, el fusible protector de la Figura 2.25 debe abrir el circuito durante una falla X en cualquier parte adelante de él, antes de que el fusible protegido resulte dañado o parcialmente fundido.



*Figura 2.25 Diagrama Unifilar para el estudio de coordinación Fusible – Fusible.  
Fuente. Elaboración Propia.*

Tomando en cuenta la Figura 2.25 y reemplazando los valores del tiempo en milisegundos para una corriente de falla de 900 A del sistema, tenemos:

$$(104/266) * 100 \% = 39,10\% \leq 75\%$$

El resultado obtenido nos informa que existe coordinación según el criterio propuesto.

Si las curvas del fusible protector y protegido no se interceptan, se puede decir que existe coordinación o selectividad, pero en caso de que las curvas se intercepten, el valor de la corriente indicada por el punto de intersección establecerá el límite de coordinación. Es fundamental que el rango de corriente de falla que establece el límite de coordinación no incluya este punto de corte.

Para la Figura 2.26 las curvas tiempo-corriente de color azul son del fusible protector y de color negro son del fusible protegido.

En virtud de las características inherentes de los fusibles, la corriente máxima disponible de cortocircuito en esa sección (determinada por el cálculo de cortocircuito) que controle el elemento protector es la corriente determinante que establece las posibilidades de coordinación.

Para la coordinación de corrientes bajas, inferiores a 50 Amperios, se puede realizar la coordinación con fusibles tipo K, debido a que la forma de su curva permite respetar la regla de no exceder el 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible protegido.

Para corrientes superiores a los 50 Amperios es preferible utilizar fusibles con elemento lento, es decir tipo T debido a la forma de su curva. Con el fusible tipo K para corrientes superiores a los 50 Amperios, generalmente no se logra respetar al criterio del 75 % del tiempo mínimo de fusión del fusible protegido, por lo tanto, no se puede realizar la coordinación.

También podemos verificar que la coordinación puede darse entre fusibles de un mismo tipo o de diferente tipo, pero por razones de experiencia práctica y por recomendaciones de los fabricantes, para coordinar varios fusibles consecutivos, es preferible que éstos sean de un mismo tipo y como regla práctica se debe coordinar un máximo de cuatro fusibles en serie.

Los fabricantes de fusibles nos suministran la información para la coordinación de los fusibles mediante tablas de catálogos, por lo tanto, no es necesario la comparación de las curvas de respuesta de los fusibles. Esta información para los fusibles de expulsión

es suministrada como se muestra en el ejemplo de la Tabla 2.3 y Tabla 2.4.

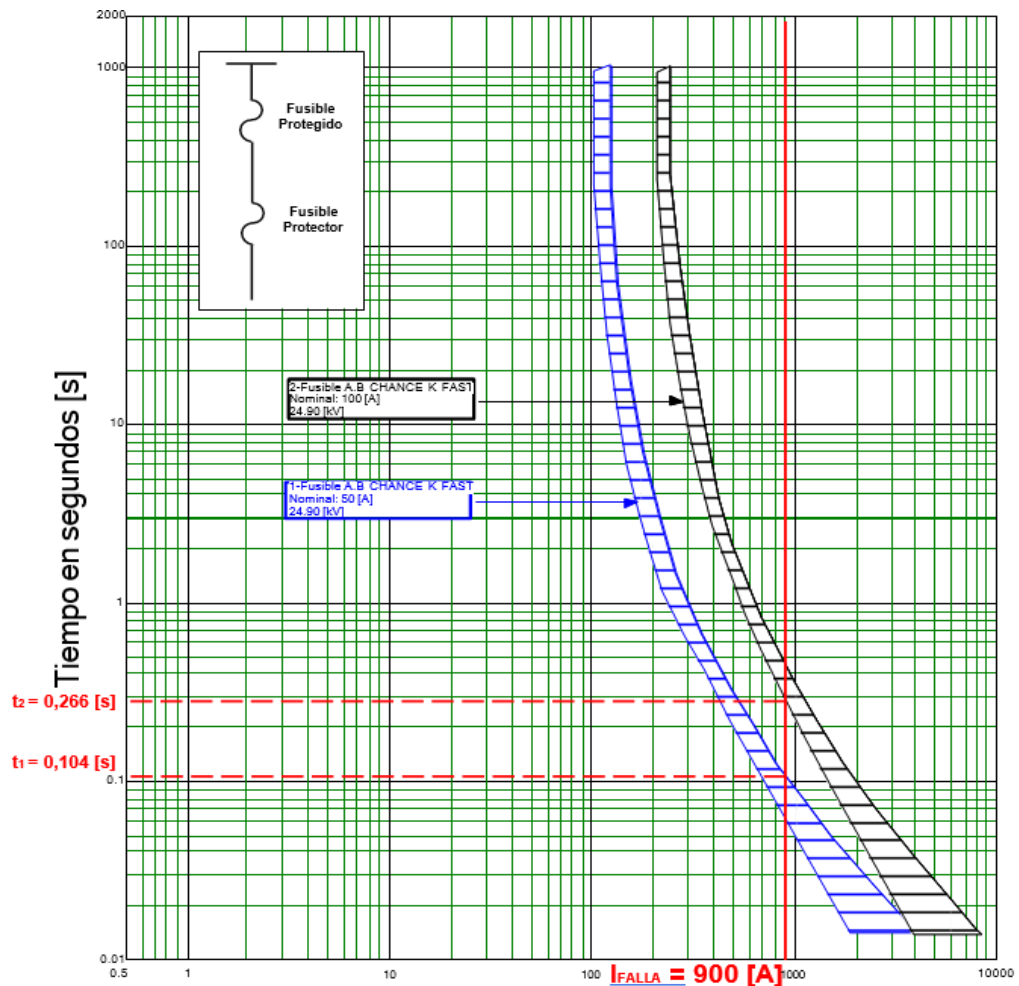


Figura 2.26 Diagrama Unifilar para el estudio de coordinación Fusible – Fusible Fuente. Elaboración Propia acorde con catálogos de protecciones eléctricas.

Los valores que se encuentren en la columna de la izquierda son las capacidades nominales del fusible protector y los que están en la parte superior son las capacidades nominales del fusible protegido.

Para las tablas la máxima corriente (R.M.S Amperios) para la coordinación Fusible-Fusible representa valores máximos aproximados en la intersección de las curvas de los fusibles Tiempo Máximo del Despeje (MCT) del fusible protector y del Tiempo Mínimo de Fusión (MMT) del fusible protegido.

Si no se dispone de estas tablas en los catálogos es necesario trabajar con las curvas y superponerlas para verificar que no tengan punto de intersección y en el caso de que



este exista, que este sea más grande que la corriente máxima de cortocircuito del punto del fusible de la carga.

Capacidades nominales, Amperios, tipo "T" de los Fusibles de enlace Protectores	Capacidades nominales, Amperios, tipo "T" de los Fusibles de enlace Protectores														
	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
	Máxima Corriente (R.M.S Amperios) para la coordinación Fusible-Fusible														
1	280	390	510	690	920	1150	1500	1900	2490	3000	3900	4800	6200	9500	15000
2	280	390	510	690	920	1150	1500	1900	2490	3000	3900	4800	6200	9500	15000
3	280	390	510	690	920	1150	1500	1900	2490	3000	3900	4800	6200	9500	15000
6			340	690	920	1150	1500	1900	2490	3000	3900	4800	6200	9500	15000
8				400	850	1150	1500	1900	2490	3000	3900	4800	6200	9500	15000
10					480	990	1500	1900	2490	3000	3900	4800	6200	9500	15000
12						550	1190	1900	2490	3000	3900	4800	6200	9500	15000
15							670	1500	2490	3000	3900	4800	6200	9500	15000
20								890	2000	3000	3900	4800	6200	9500	15000
25									1100	2250	3900	4800	6200	9500	15000
30										1250	3000	4800	6200	9500	15000
40											1700	3700	6200	9500	15000
50												2100	5000	9500	15000
65													2700	9500	15000
80														6600	15000
100														3900	15000
140															5200
200															

Tabla 2.3. Resumen de coordinación entre los Fusibles Tipo T.

Fuente. Catálogo A.B. Chance.

Capacidades nominales, Amperios, tipo "K" de los Fusibles de enlace Protectores	Capacidades nominales, Amperios, tipo "K" de los Fusibles de enlace Protectores														
	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
	Máxima Corriente (R.M.S Amperios) para la coordinación Fusible-Fusible														
1	145	220	295	370	490	620	840	1000	1300	1600	2250	2650	3450	5800	9400
2	100	185	295	370	490	620	840	1000	1300	1600	2250	2650	3450	5800	9400
3	60	150	295	370	490	620	840	1000	1300	1600	2250	2650	3450	5800	9400
6			170	320	490	620	840	1000	1300	1600	2250	2650	3450	5800	9400
8				190	400	620	840	1000	1300	1600	2250	2650	3450	5800	9400
10					250	480	840	1000	1300	1600	2250	2650	3450	5800	9400
12						310	700	1000	1300	1600	2250	2650	3450	5800	9400
15							440	750	1300	1600	2250	2650	3450	5800	9400
20								480	1000	1600	2250	2650	3450	5800	9400
25									600	1175	2250	2650	3450	5800	9400
30										740	1840	2650	3450	5800	9400
40											1150	1950	3450	5800	9400
50												1250	2650	5800	9400
65													1500	5800	9400
80														4800	9400
100														3000	9400
140															4500
200															

Tabla 2.4. Resumen de coordinación entre los Fusibles Tipo K.

Fuente. Catálogo A.B. Chance.

Las TCC son creadas para equipos a temperatura ambiente de 25°C, claramente se pueden ajustar los resultados para tomar en consideración la temperatura ambiente real de la locación, para eso se requiere conocer un rango aproximado de los valores en que



varía esta durante el año. Se necesita tener una idea de la temperatura a la que se va a estar operando el equipo como se muestra en la Figura 2.26, porque a temperaturas mayores a los 25°C van a reducir el tiempo de fundición del equipo, mientras que a menores temperaturas este tiempo se ve aumentado.

Los efectos de precarga son muy difíciles de tomar en consideración porque es una variable que cambia mucho durante el tiempo, los efectos previos al daño de los fusibles pueden ser evitados si el equipo no se pone a operar con corrientes que lleven al dispositivo a trabajar en el 90% de la curva de tiempo mínimo de fusión.

Para la aplicación a un caso real para un Alimentador que se encuentra a temperatura ambiente de 20 °C, en los fusibles de expulsión, se presenta la siguiente tabla:

Temperatura ambiente	(0 °C)	(20°C)	(35°C)
Efecto de precarga	Min. 1,05	Máx. 1,00	Máx. 0,97
(0%) Min. 1,00	1,05	1,00	0,97
(100%) Máx. 0,80	0,84	0,80	0,78

Tabla 2.5. Factores de multiplicación debido a la temperatura ambiente.  
Fuente: Elaboración propia

Tomando en cuenta la Tabla 5, podemos multiplicar 0,8 a las curvas de tiempo mínimo de fusión del fusible protector y fusible protegido.

Tomando en cuenta la Figura 2.28 y la fórmula anterior, reemplazando los valores del tiempo en milisegundos para una corriente de falla de 70 A del sistema, tenemos:

$$(297/1618) * 100 \% = 18,36\% \leq 75\%$$

El resultado obtenido nos informa que existe coordinación según el criterio propuesto, debido a los efectos de precarga y a la temperatura ambiente en el fusible de expulsión.

Para la Figura 2.27 las curvas tiempo-corriente de color azul son del fusible protector y de color negro son del fusible protegido.

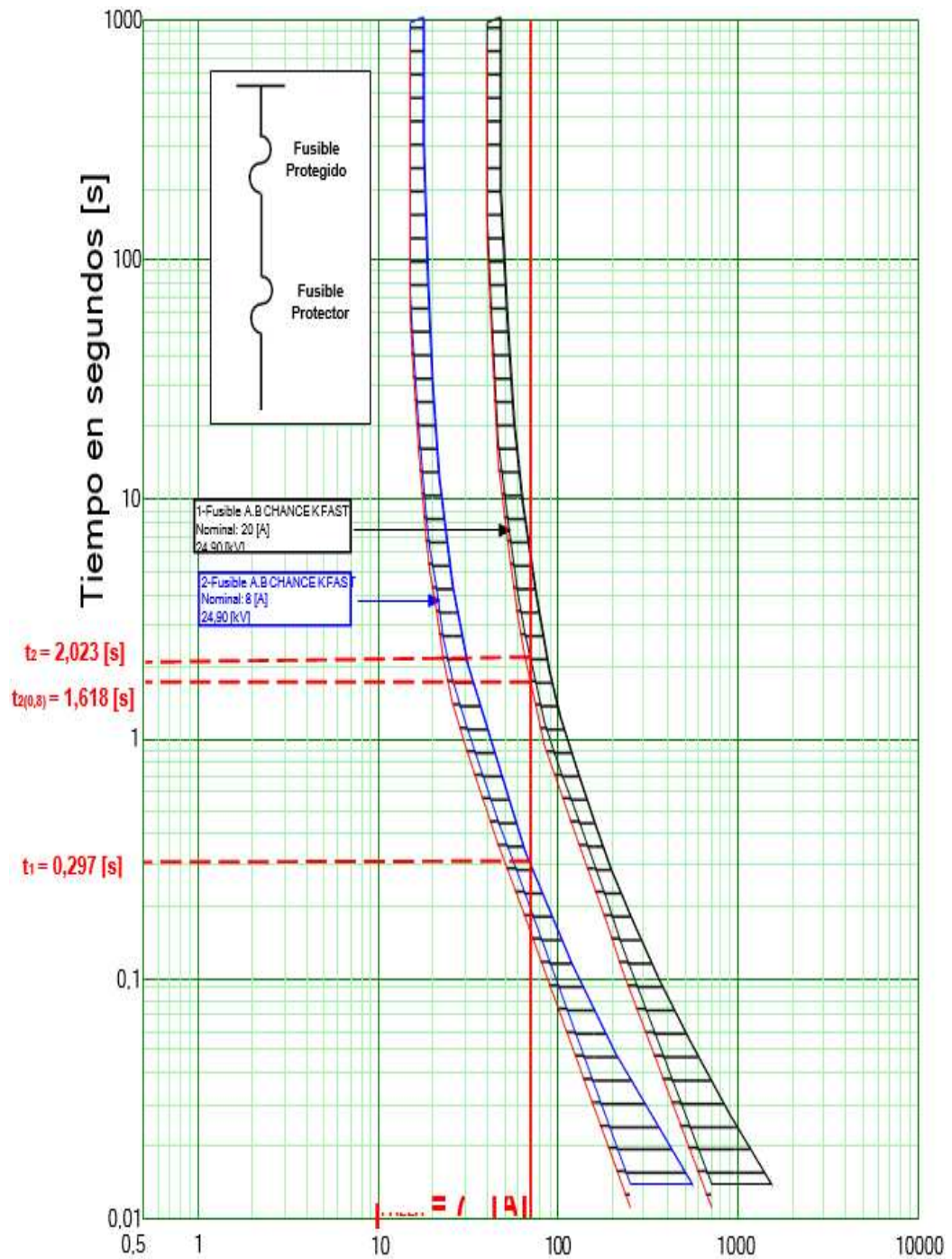


Figura 2.27 Curvas tiempo-corriente de la coordinación Fusible-Fusible debido a la temperatura ambiente y al efecto de precarga.

Fuente. Elaboración Propia acorde con catálogos de protecciones eléctricas.

### 2.4.8.3 Coordinación relé - fusible

La coordinación relé - fusible se presenta fundamentalmente entre dispositivos ubicados en diferentes localidades; el relé en una subestación como protección de un

circuito de distribución, y el fusible como protección de un ramal sobre la línea de distribución. El fusible solo operará para fallas permanentes en su ramal, el relé como dispositivo de respaldo, debe permitir la operación del fusible. Para el caso del relé electromecánico es necesario considerar el sobreviaje del disco, si esta información es disponible.

El criterio de coordinación establece un margen mínimo de 300 – 500 milisegundos entre la curva de Tiempo Máximo del Despeje (MCT) del fusible y la curva característica del relé para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos. Para el relé, el margen mínimo evita pérdida de selectividad debido a uno o más sucesos tales como:

- Tiempo de apertura del interruptor.
- Tiempo de sobrerrecorrido del relé después de que la falla ha sido despejada.
- Variaciones en el nivel de falla, desviaciones de las curvas características de los relés (por ejemplo, debido a tolerancias de fabricación), y errores en los transformadores de corriente.

En los relés digitales, el sobrerrecorrido puede llegar a ser despreciable o no existe y, por lo tanto, el margen puede seleccionarse en tiempos mínimos de coordinación de 300 milisegundos.

Para casos críticos excepcionalmente se pueden utilizar tiempos mínimos de coordinación de 250 milisegundos siempre que se tengan dispositivos de protección de sobrecorriente numéricos e interruptores con tiempos de interrupción de apertura relativamente bajos, preferentemente menores a 50 milisegundos.

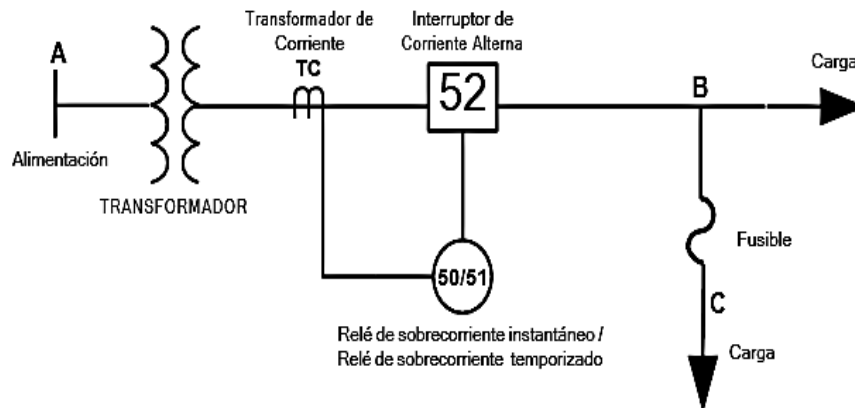


Figura 2.28 Diagrama Unifilar para el estudio de coordinación Relé – Fusible.  
Fuente. Elaboración Propia.

En la Figura 2.28 se muestra un sistema radial de distribución que servirá como base para realizar las consideraciones de coordinación relé-fusible. Si el ramal B-C es muy importante, puede utilizarse un reconectador. Si el empleo del reconectador no es justificado se permite la operación del elemento instantáneo del relé para cualquier falla en ese ramal; posteriormente se efectúa la reenergización el circuito, y se bloquea el elemento instantáneo, pero si la falla persiste se fundirá el fusible. Con este esquema existe posibilidad de mantener el servicio en el ramal para fallas temporales, sacrificando la alimentación a los ramales restantes en la operación del elemento instantáneo (Figura 2.28).

Cuando no es deseable la desenergización de los otros alimentadores, la alternativa utilizada consiste en limitar el ajuste del elemento instantáneo del relé, evitando el funcionamiento del fusible mediante la curva de Tiempo Mínimo de Fusión (MMT). Cuando el ramal esté a poca distancia de la ubicación del relé se puede bloquear el elemento instantáneo.

Para la Figura 2.29, Figura 2.30 y Figura 2.31, las curvas tiempo-corriente de color rojo son del fusible de expulsión, de color negro relé de sobrecorriente temporizado y de color azul son del relé de sobrecorriente instantáneo.



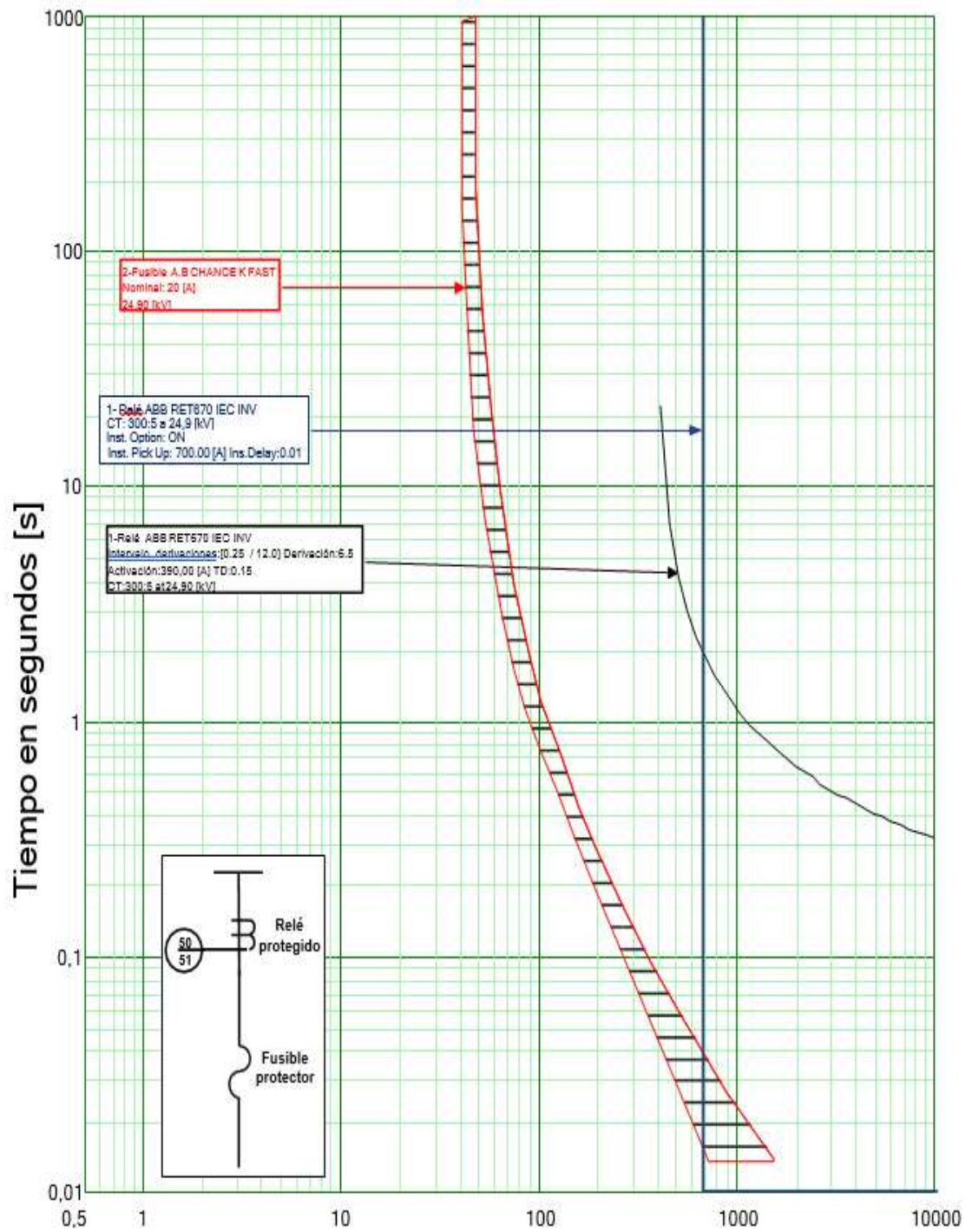


Figura 2.29 Curvas tiempo-corriente de la coordinación Relé-Fusible, elemento instantáneo con recierre.

Fuente. Elaboración Propia acorde con catálogos de protecciones eléctricas.

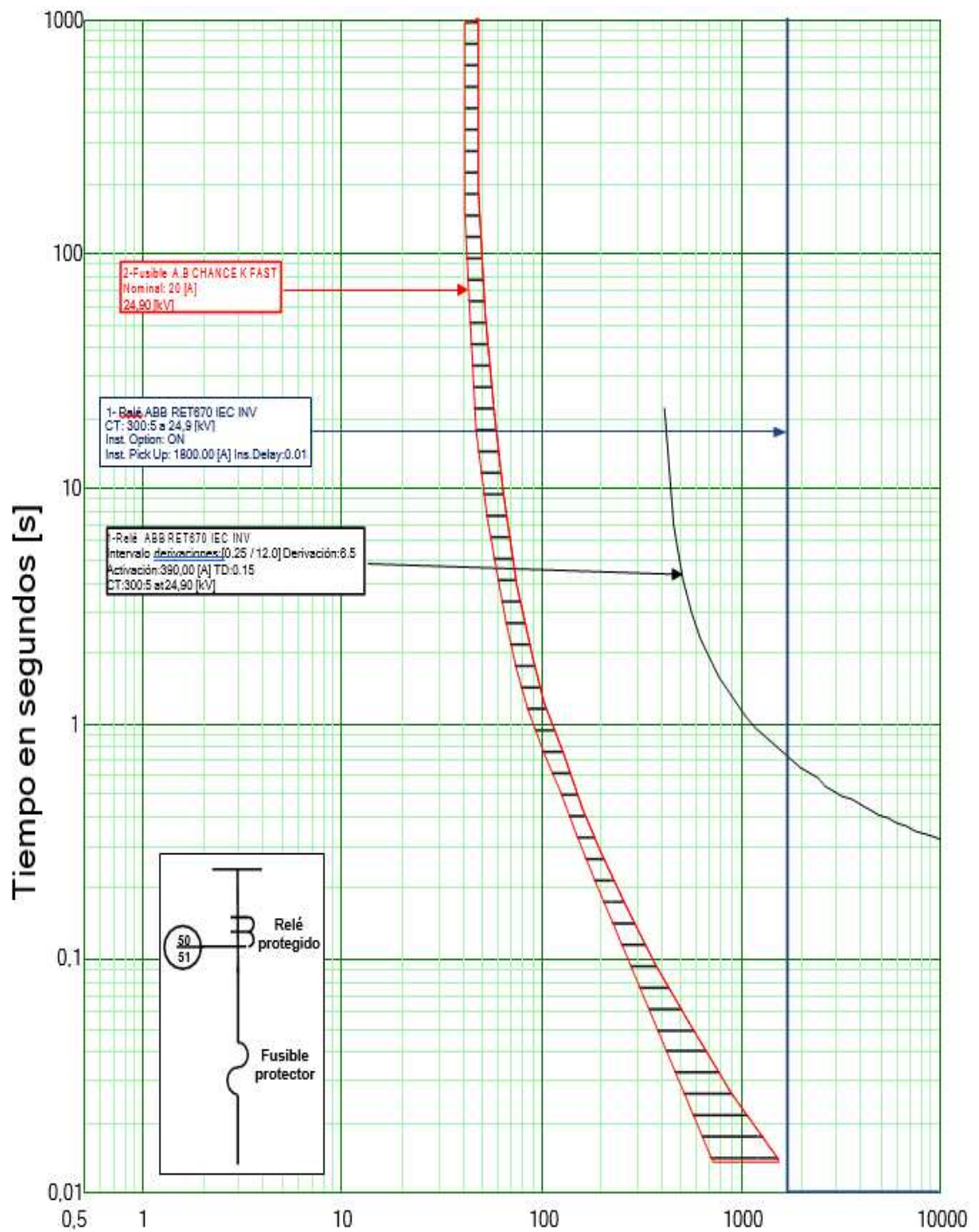


Figura 2.30 Curvas tiempo-corriente de la coordinación Relé-Fusible, elemento instantáneo hasta el fusible.

Fuente. Elaboración Propia acorde con catálogos de protecciones eléctricas.

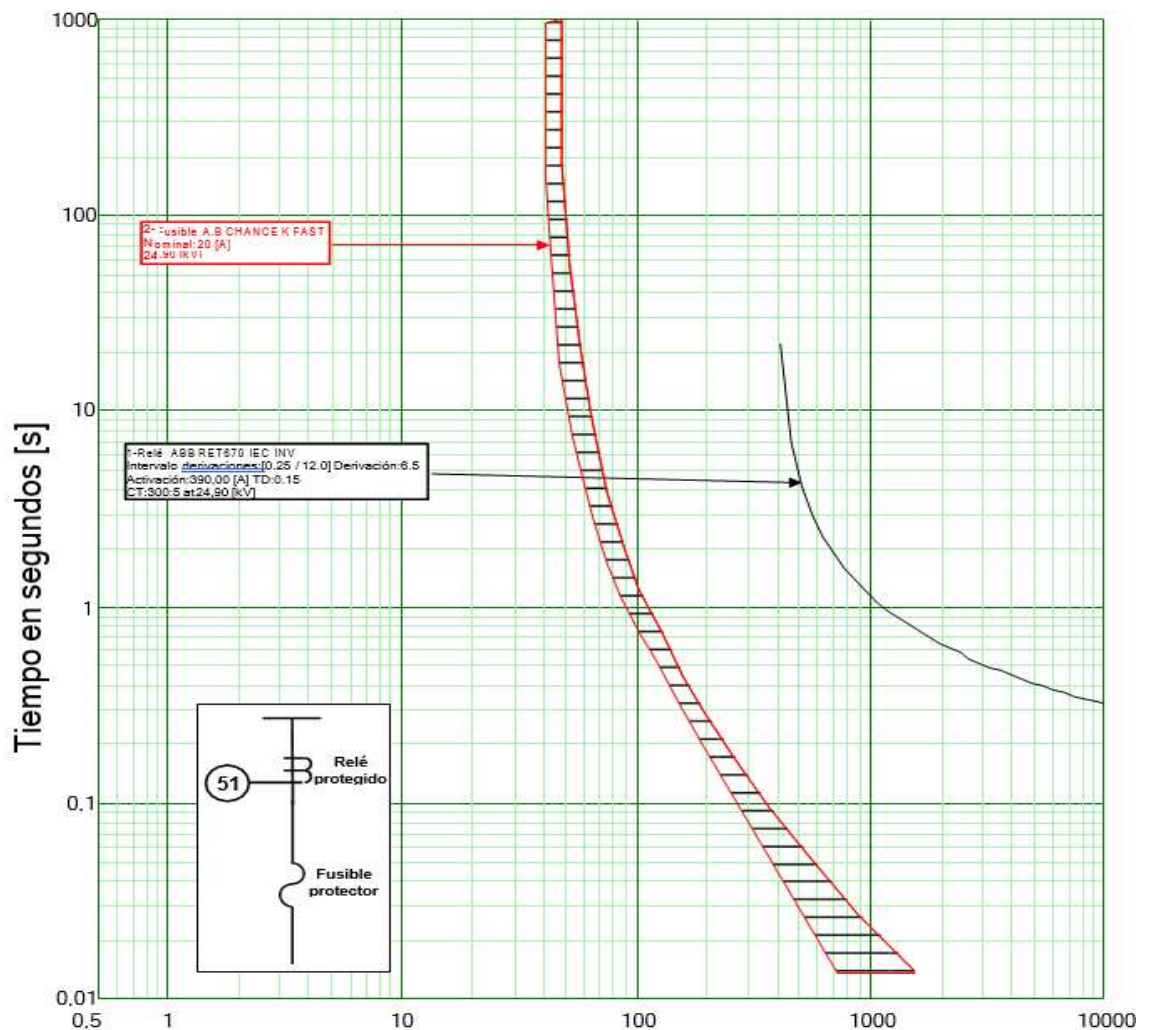


Figura 2.31 Curvas tiempo-corriente de la coordinación Relé-Fusible, sin elemento instantáneo.

Fuente. Elaboración Propia acorde con catálogos de protecciones eléctricas.

#### 2.4.8.4 Coordinación relé - reconectador

Los relés deben ser ajustados con el retraso suficiente para permitir toda la secuencia de operaciones del reconectador. Un factor importante para obtener esta selectividad es el tiempo de reposición en el caso de los relés electromecánicos, si el relé no tiene tiempo de reposicionarse completamente, la siguiente secuencia iniciará con cierto viaje en el disco y debemos considerar que el tiempo de reposición es constante. El fabricante ofrece al usuario el máximo ajuste de la palanca de tiempo del relé electromecánico. Para relés digitales ya no es necesario, lo mencionado anteriormente los cuales son el análisis de restablecimiento, recorrido, etc.



En la Figura 2.33 se presenta un ejemplo, donde las curvas A y B son las curvas correspondientes a las curvas de tiempo de despeje de operación rápida y lenta del reconectador respectivamente. Es recomendable que la primera secuencia del reconectador no sea rápida, estudios han reflejado que la posibilidad de eliminar fallas temporales en el primer tiempo muerto del reconectador es más alta, si se permite un tiempo para la deionización del aire de al menos dos segundos.

El criterio de coordinación establece que debe existir un margen mínimo de 300 – 500 milisegundos entre las curvas características tiempo corriente para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos.

Para el relé y el reconectador el margen mínimo evita pérdida de selectividad debido a uno o más sucesos tales como:

- Tiempo de apertura del interruptor.
- Tiempo de sobrerrecorrido del relé después de que la falla ha sido despejada.
- Variaciones en el nivel de falla, desviaciones de las curvas características de los relés (por ejemplo, debido a tolerancias de fabricación), y errores en los transformadores de corriente.

En los relés digitales, el sobrerrecorrido puede llegar a ser despreciable o no existe y, por lo tanto, el margen puede seleccionarse en tiempos mínimos de coordinación de 300 milisegundos.

Para casos críticos excepcionalmente se pueden utilizar tiempos mínimos de coordinación de 250 milisegundos siempre que se tengan dispositivos de protección de sobrecorriente numéricos e interruptores con tiempos de interrupción de apertura relativamente bajos, preferentemente menores a 50 milisegundos.

También hay que tomar en cuenta para una efectiva coordinación entre el relé y reconectador, que la distancia entre ellos debe ser como mínimo de 3 km o bien eliminar una operación lenta del reconectador.

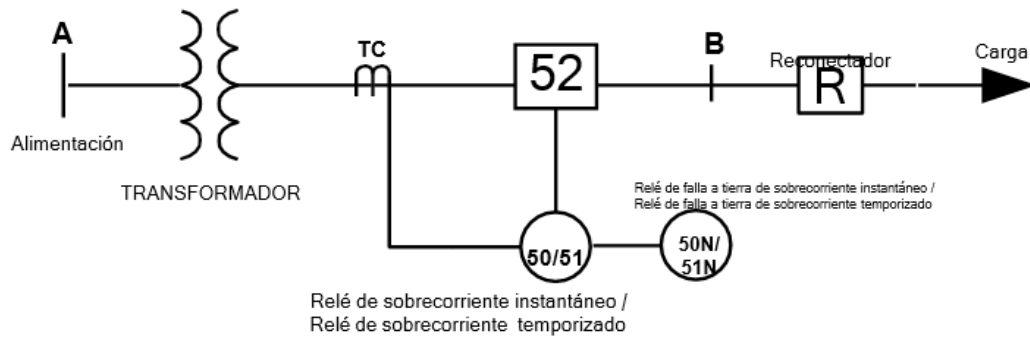


Figura 2.32 Diagrama Unifilar para el estudio de coordinación Relé – Reconector.  
Fuente. Elaboración Propia.

Para la Figura 2.33, la curva tiempo-corriente de color negro corresponde al relé de sobrecorriente de tierra y las de color celeste son del reconector.

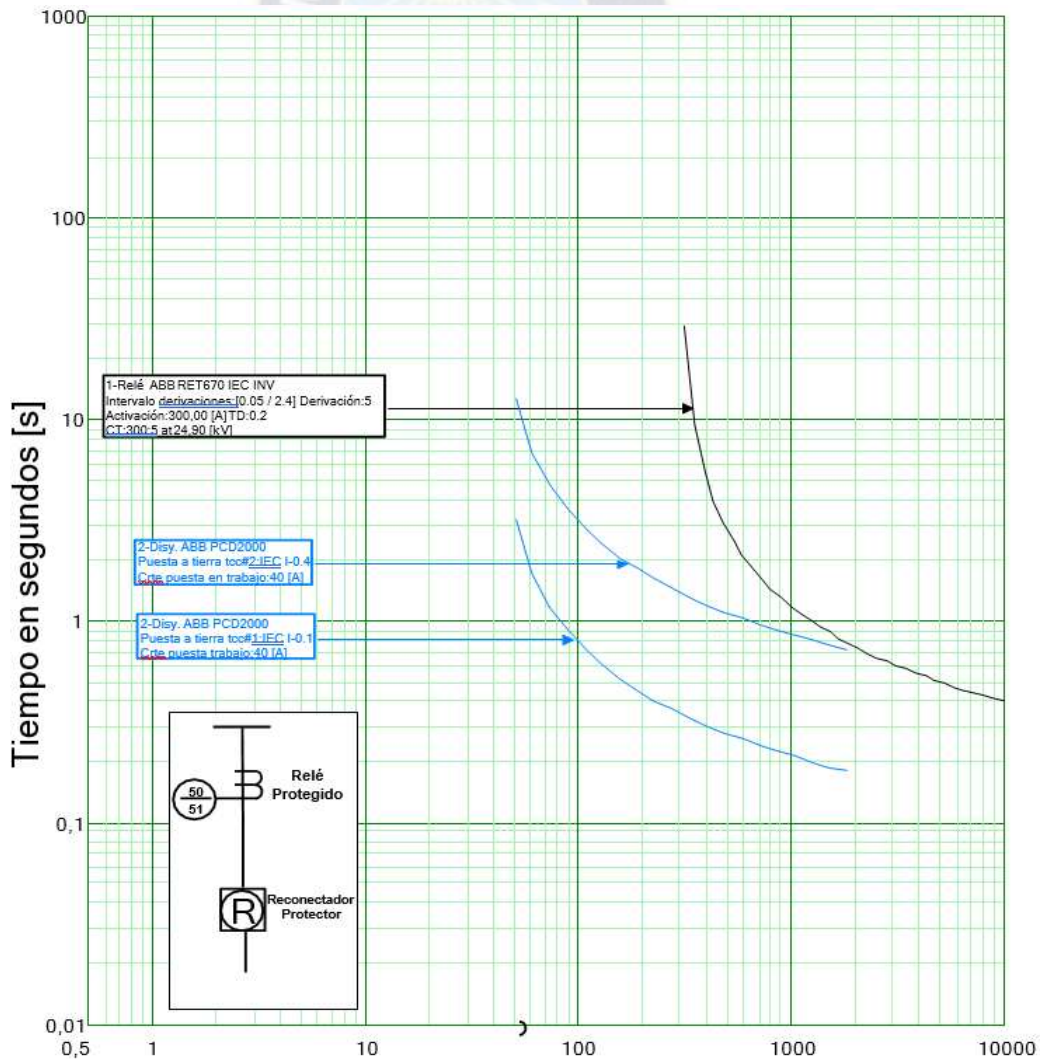


Figura 2.33 Curvas tiempo-corriente de la coordinación Relé-Reconector.  
Fuente. Elaboración Propia acorde con catálogos de protecciones eléctricas.

A continuación, se muestra un ejemplo donde el relé electromecánico de sobrecorriente de tiempo inverso permita toda la secuencia de operación de un reconectador.

Considerando la Figura 2.35, para una falla de 500A, asumiendo que la falla persistirá a través de todas las reconexiones. El relé IAC no debe disparar el interruptor para una falla más allá del reconectador.

**Curva A:** Curva de tiempo de despeje de operación lenta de un reconectador de 35A.

**Curva B:** Curva de tiempo de despeje de operación rápida de un reconectador de 35A.

**Curva r:** Curva muy inversa del relé IAC, ajustado en el 1.0 del dial de tiempo y en el tap de 1.75A (primario de 70A con TC de 200/5).

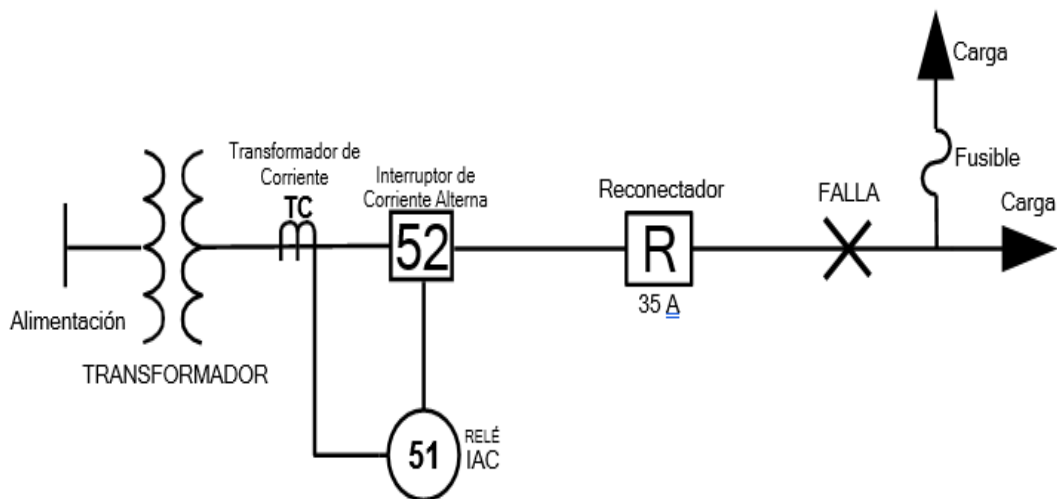


Figura 2.34 Diagrama unifilar de coordinación Relé-Reconectador.  
Fuente. Elaboración Propia.

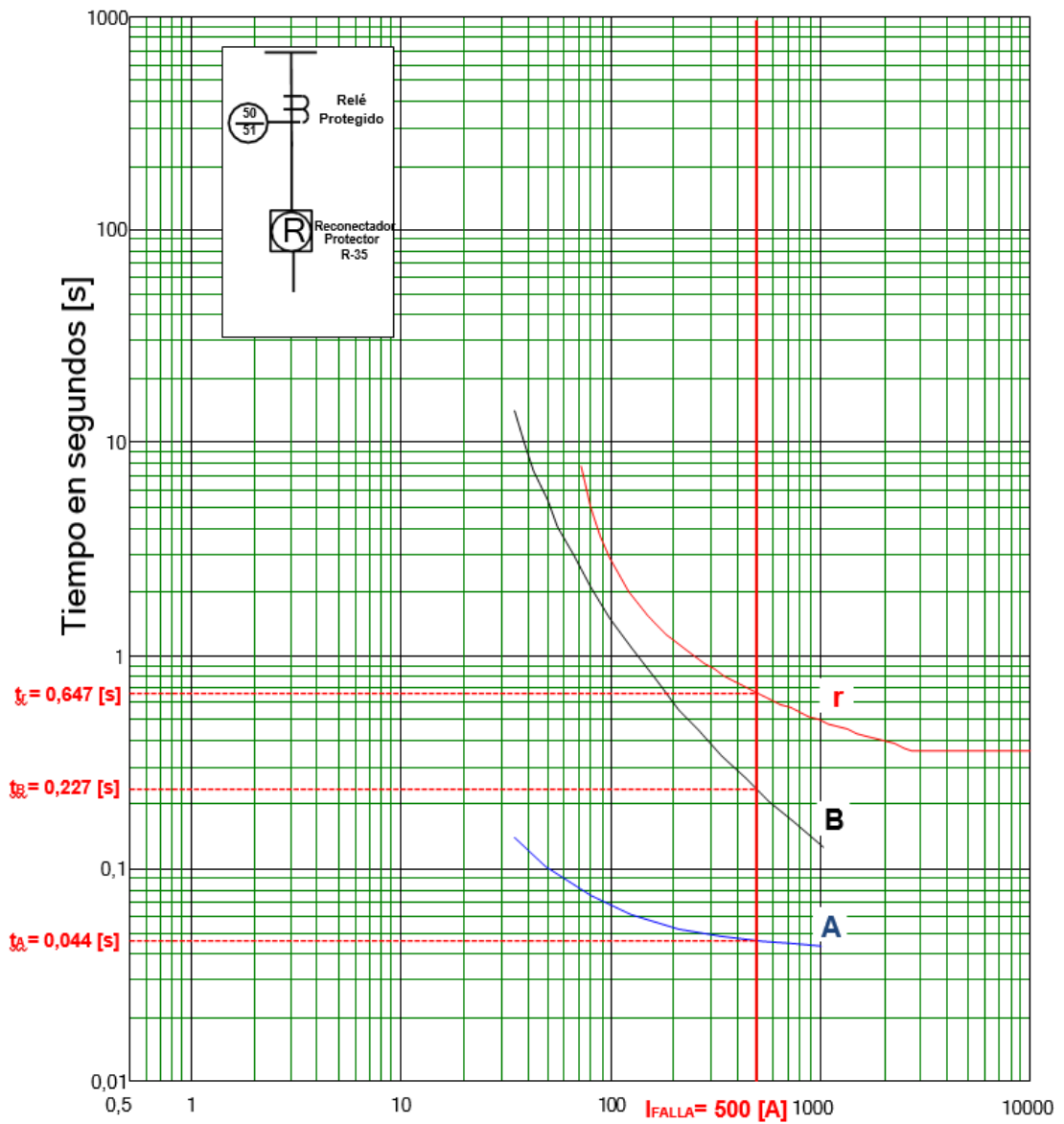


Figura 2.35 Curvas tiempo-corriente de la coordinación Relé-Reconector.  
Fuente. Elaboración Propia acorde con catálogos de protecciones eléctricas.

Los tiempos de operación para una corriente de 500 A del relé y del reconector son:

Reconector 35 A	Relé, muy inverso
Rápida - 0,044 s	Tiempo de puesta en marcha - 0,647 s
Retardado - 0,227 s	Curva de tiempo - 1,0
Secuencia de operación 2A - 2B	Tiempo de reposición curva 10 - 60 s

El Tiempo de reposición del relé de 60 s en el dial 10 de ajuste de tiempo. Por lo tanto, para el tiempo de Restablecimiento es:

$$\text{Tiempo de reposición de curva del relé} = 1/10 \times 60 = 6\text{s}$$

El porcentaje de recorrido total del relé IAC durante varias operaciones disparo es el siguiente; donde el signo (+) significa que el recorrido está en la dirección de cierre del contacto (dirección de disparo) y el signo (-) significa que el recorrido es en la dirección de reposición:

Durante la primera operación rápida del reconnector (curva A):

Asumiendo la apertura del reconnector por 1 segundo:

Puede observarse que:

$$|\text{Recorrido de cierre del relé}| < |\text{Recorrido de la reposición del relé}|$$

Por lo tanto, el relé se repondrá completamente durante el tiempo que el reconnector está abierto después de cada operación rápida.

Similarmente los porcentajes de recorrido durante las operaciones lentas se pueden calcular de la siguiente manera:

Durante la primera operación lenta del reconnector (curva B):

Durante el segundo disparo de tiempo de despeje de operación lenta del reconnector:

$$\text{El recorrido neto del relé es} = +35,15 \% - 16,67 \% + 35,15 \%$$

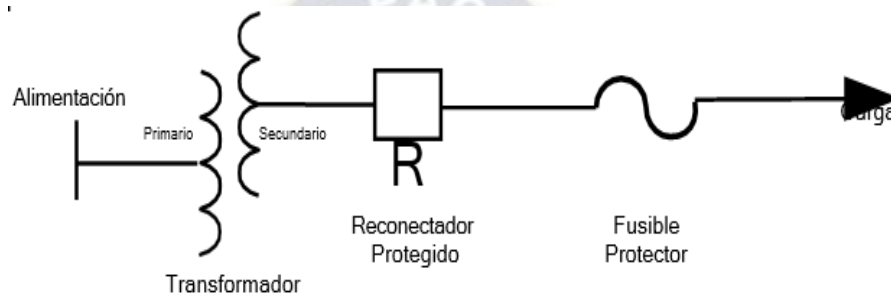
El recorrido neto del relé es = 53,63% del total hacia la posición de contacto cerrado.

De acuerdo con lo anterior, se ve que al recorrido del relé le falta aproximadamente el 46,37% ( $\approx 0,4637 * 0,65 = 0,30 \text{ s}$ ) del necesario para que el relé cierre sus contactos y dispare el interruptor y, por lo tanto, el relé IAC será selectivo. Se considera deseable un margen de 0,15 a 0,20 segundos adecuado contra variaciones de características, errores en la lectura de curvas, etc.

## 2.4.9 Coordinación reanectador – fusible

### 2.4.9.1 Coordinación reanectador - fusible del lado de la carga

El presente caso es cuando hay un fusible de expulsión cerca de la carga y el reanectador se encuentra en el lado de baja tensión del transformador por lo tanto el fusible será el elemento protector y el reanectador el protegido. El fusible debe permanecer inalterado para el ciclo completo de operaciones del reanectador, incluso sin que resulten afectadas las características de respuesta.



*Figura 2.36 Diagrama unifilar de coordinación Reanectador-Fusible del lado de la Carga.  
Fuente. Elaboración Propia.*

El criterio de coordinación establece un margen mínimo de 300 – 500 milisegundos entre la curva de Tiempo Máximo del Despeje (MCT) del fusible y la curva característica del reanectador para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos. Para la función de relé del reanectador, el margen mínimo evita pérdida de selectividad debido a uno o más sucesos tales como:

- Tiempo de apertura del interruptor.
- Tiempo de sobrerrecorrido del relé después de que la falla ha sido despejada.
- Variaciones en el nivel de falla, desviaciones de las curvas características de los relés (por ejemplo, debido a tolerancias de fabricación), y errores en los transformadores de corriente.

En los relés digitales, el sobrerrecorrido puede llegar a ser despreciable o no existe y, por lo tanto, el margen puede seleccionarse en tiempos mínimos de coordinación de 300 milisegundos.

Para casos críticos excepcionalmente se pueden utilizar tiempos mínimos de



coordinación de 250 milisegundos siempre que se tengan dispositivos de protección de sobrecorriente numéricos e interruptores con tiempos de interrupción de apertura relativamente bajos, preferentemente menores a 50 milisegundos.

Para este caso se obtiene la máxima coordinación con las secuencias del reconectador de dos operaciones rápidas y dos operaciones lentas o demoradas, por lo tanto, la primera operación rápida permite que se despejen entre el 80% y el 85 % de las fallas transitorias, mientras que la segunda operación rápida permite despejar del 5% al 10% restante.

Con la secuencia de una operación rápida y tres lentas se obtiene menor grado de coordinación, en este caso con la primera rápida se logran despejar entre el 80 y 85 % de las fallas transitorias, utilizándose principalmente cuando se instalan seccionadores en el circuito.

Para las secuencias todas rápidas o todas lentas, si es posible la coordinación selectiva, en vista de que con las secuencias "todas rápidas", no operaría el fusible y en secuencias "todas lentas" a la primera operación operaría el fusible. También debemos tomar en cuenta que, para este tipo de secuencia las fallas permanentes o temporales deben ser restringidas a la menor sección del sistema y por el menor tiempo que sea posible.

Idealmente la coordinación se cumpliría cuando las curvas del fusible se encuentren en la zona comprendida por las curvas rápida y lenta del reconectador. En la práctica hay puntos de intersección, entre las curvas que determinan límites para la coordinación selectiva. Algunos valores entre estos

dos puntos el reconectador y el fusible estarán adecuadamente coordinados. Para las corrientes fuera de estos rangos no existe una coordinación apropiada.

#### **2.4.9.2 Reglas de coordinación**

Tomando en cuenta la información anterior, tenemos las dos reglas generales que gobiernan la selección de los elementos fusibles de protección en el lado de carga de un reconectador:

- **Límite máximo de coordinación**

Para todos los valores de la corriente de falla en la sección de línea protegida por el elemento fusible, la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible debe ser mayor que la curva de operación rápida multiplicada por un factor K. La magnitud de este factor depende del número de operaciones rápidas y del tiempo de reconexión en ciclos. En la Tabla 6 se detallan los factores de multiplicación "K". El cálculo de este parámetro "K" se debe a que es necesario tomar en cuenta el efecto de calor acumulado que se presenta durante las operaciones del reconectador.

Tiempo de reconexión en ciclos	Factores de multiplicación "K"	
	Una operación rápida	Dos operaciones rápidas
25 - 30	1,25	1,80
60	1,25	1,35
90	1,25	1,35
120	1,25	1,35

Tabla 2.6. Factores de multiplicación k cuando el fusible se encuentra del lado del a Carga.  
Fuente: Cooper Power Systems (2005).

- **Límite mínimo de coordinación**

Para todos los valores posibles de corriente de falla en la sección de la línea protegida por el elemento fusible, donde la curva de tiempo máximo de despeje del fusible no debe ser mayor que la curva de operación lenta del reconectador.

Tomando en cuenta las Figuras 2.37 y 2.38 y las características de los dispositivos de protección de sobrecorriente en la Figura N° 2.4.34, donde la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible y la curva de operación rápida del reconectador tiene un límite de coordinación a una corriente (I1) 251 A y tiempo (t1) 67 ms, la cual deberá ser modificada debido a que no presenta una correcta coordinación en el límite máximo de coordinación.

Para la Figura 2.38, las curvas tiempo-corriente de color rojo son del fusible de expulsión y de colores negro y azul son del reconnector.

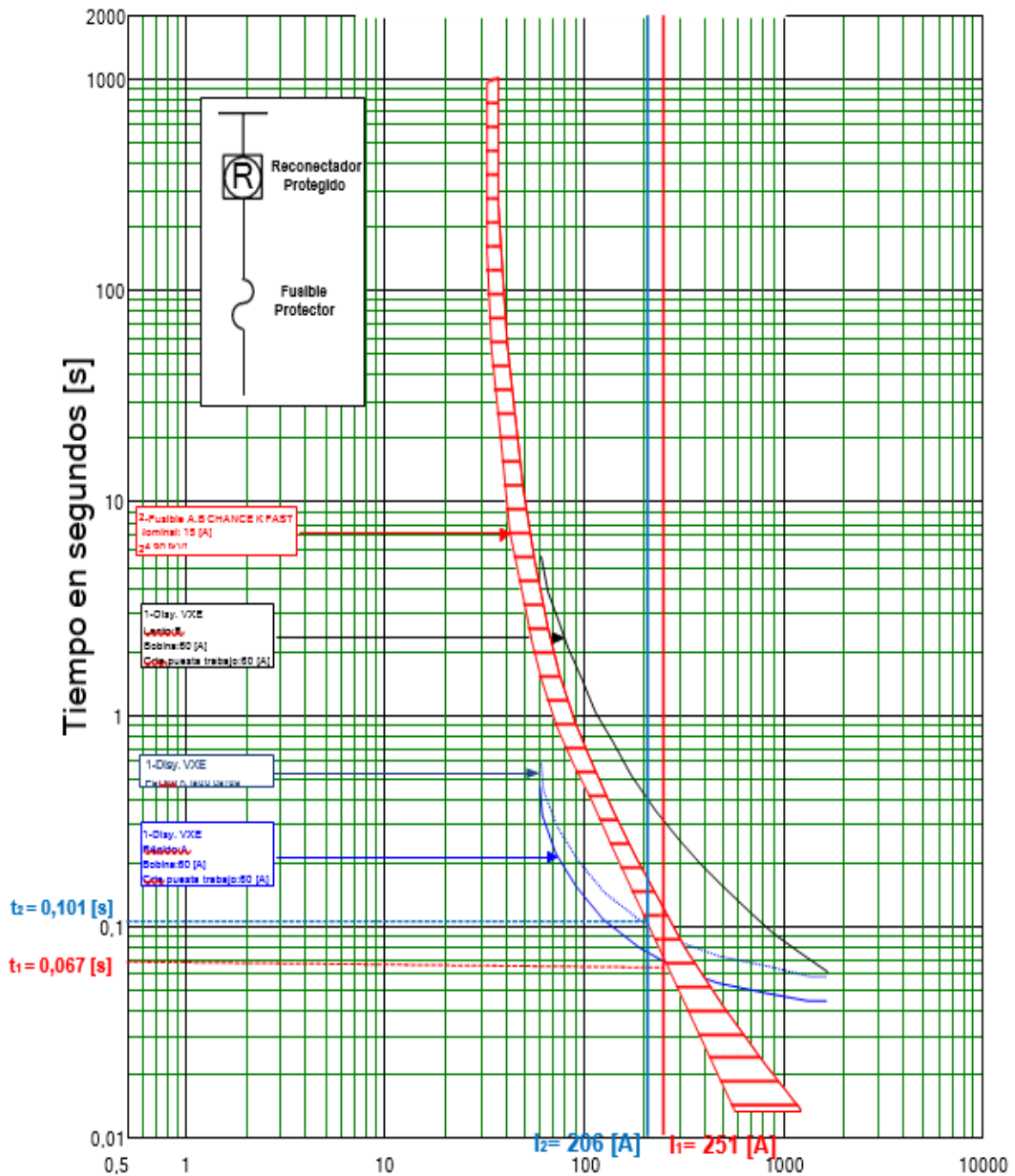


Figura 2.37 Curvas tiempo-corriente de la coordinación Reconector-Fusible del lado de la Carga.

Fuente. Elaboración Propia acorde con catálogos de protecciones eléctricas.

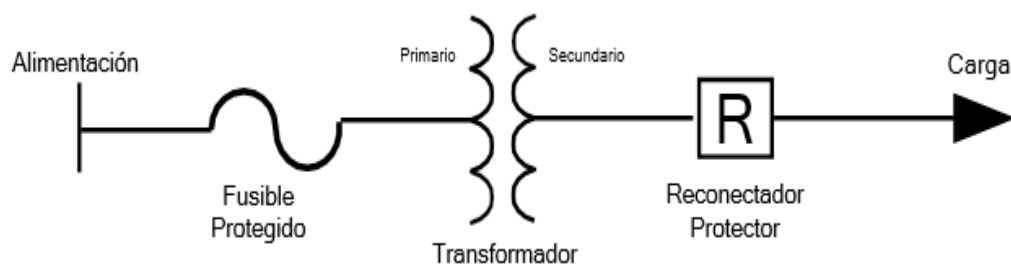
También debemos analizar que la curva de tiempo máximo de despeje del fusible no sea mayor a la curva de operación lenta del reconnector y tengamos como resultado que si existe coordinación en el límite mínimo de coordinación.

Por lo tanto, para que exista coordinación la curva de operación rápida del reconectador está corrida por el factor de multiplicación "K" igual a 1,35, porque tiene dos operaciones rápidas, y con un tiempo de reconexión en 120 ciclos y con un nuevo límite de coordinación a una corriente ( $I_2$ ) 206 A y tiempo ( $t_2$ ) 101 ms.

Por lo tanto, tenemos como conclusión que se cumplió con las reglas de coordinación, tomando como base los tiempos de reconexión y a las secuencias de operación del reconectador.

### 2.4.9.3 Coordinación reconectador - fusible del lado de la alimentación

En este caso analizaremos cuando hay un transformador de por medio y el fusible se coloca en el lado de alta tensión para proteger al sistema de daños en el transformador y el reconectador en el lado de baja para proteger al transformador de sobrecorrientes y fallas que provengan de la carga. El reconectador y el fusible pueden estar conectados en serie, sin que se presente el transformador de por medio.



*Figura 2.38 Diagrama unifilar de coordinación Reconectador-Fusible del lado de la Alimentación.*

*Fuente. Elaboración Propia.*

El criterio de coordinación establece un margen mínimo de 300 – 500 milisegundos entre la curva de Tiempo Mínimo de Fusión (MMT) del fusible y la curva característica del reconectador para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos. Para la función de relé del reconectador, el margen mínimo evita pérdida de selectividad debido a uno o más sucesos tales como:

- Tiempo de apertura del interruptor.
- Tiempo de sobre recorrido del relé después de que la falla ha sido despejada.
- Variaciones en el nivel de falla, desviaciones de las curvas características de los relés (por ejemplo, debido a tolerancias de fabricación), y errores en los

transformadores de corriente.

En los relés digitales, el sobrerrecorrido puede llegar a ser despreciable o no existe y, por lo tanto, el margen puede seleccionarse en tiempos mínimos de coordinación de 300 milisegundos.

Para casos críticos excepcionalmente se pueden utilizar tiempos mínimos de coordinación de 250 milisegundos siempre que se tengan dispositivos de protección de sobrecorriente numéricos e interruptores con tiempos de interrupción de apertura relativamente bajos, preferentemente menores a 50 milisegundos.

Cuando el fusible está ubicado del lado de la alimentación, todas las operaciones del reconectador deben ser más rápidas que el mínimo tiempo de fusión del fusible, se deberán tener en cuenta la secuencia de operación del reconectador y los tiempos de reconexión en ciclos.

Generalmente el fusible se encuentra conectado en el primario del transformador, por lo tanto, para la coordinación será necesario ajustar la característica del fusible por la relación de transformación del transformador, debido a que debe trabajar a un mismo nivel de tensión para la coordinación de protecciones eléctricas.

Debemos tomar en cuenta que si la conexión es delta ( $\Delta$ ) en el lado de alta tensión y estrella (Y) en el lado de baja tensión es necesario encontrar un factor de corrección que depende del tipo de falla, este factor de multiplicará la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible.

- Reglas de coordinación:

Para la máxima corriente de falla disponible en la ubicación del reconectador, la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible en el lado de alimentación del transformador deberá ser mayor que el tiempo promedio de despeje de la curva operación lenta del reconectador multiplicada por un factor específico. Los factores para la coordinación reconectador-fusible del lado de la alimentación se encuentran tabulados en la Tabla 2.7.

Tiempo de reconexión en ciclos	Factores de multiplicación "k"		
	Dos operaciones rápidas + dos lentas	Una operación rápida + tres lentas	Cuatro operaciones lentas
25	2.70	3.20	3.70
30	2.60	3.10	3.50
60	2.10	2.50	2.70
90	1.85	2.10	2.20
120	1.70	1.80	1.90
240	1.40	1.40	1.45
600	1.35	1.35	1.35

Tabla 2.7. Factor de multiplicación "K" fusible del lado de la alimentación. Fuente: Cooper Power Systems (2005).

Dado que las características tiempo-corriente de los fusibles tipo "T" son menos inversas que los tipos "K" y resultan ser casi paralelas con las características de los reconectores, entonces tenemos como resultado mayores rangos de coordinación en este caso. Por lo mencionado, en algunos casos es recomendable usar fusibles tipo "T" aguas abajo de los reconectores.

Para la Figura 2.39, las curvas tiempo-corriente de color celeste son del fusible de expulsión y de colores negro y azul son del reconector.



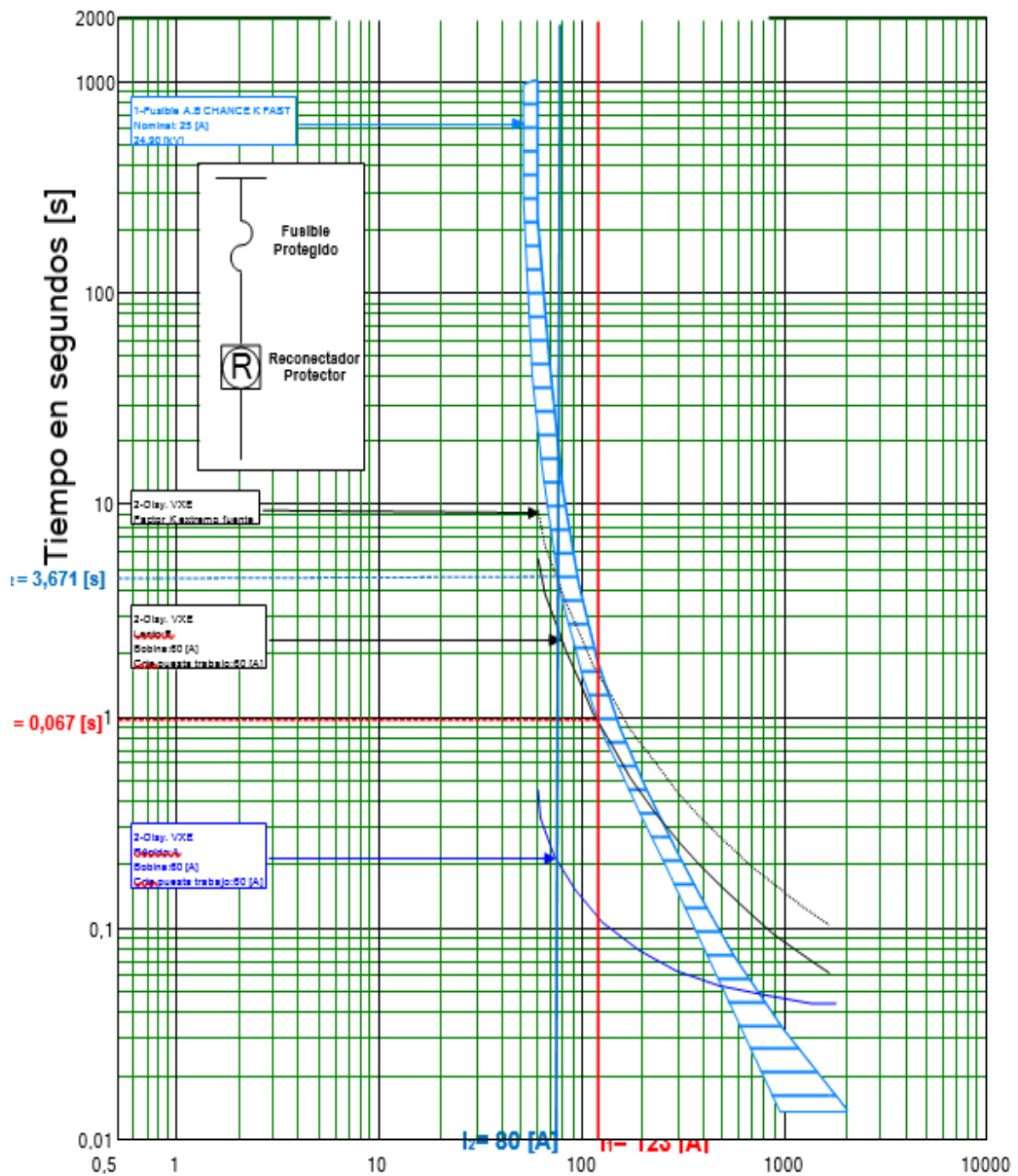


Figura 2.39 Curvas tiempo-corriente de la coordinación Reconectador-Fusible del lado de la Alimentación.

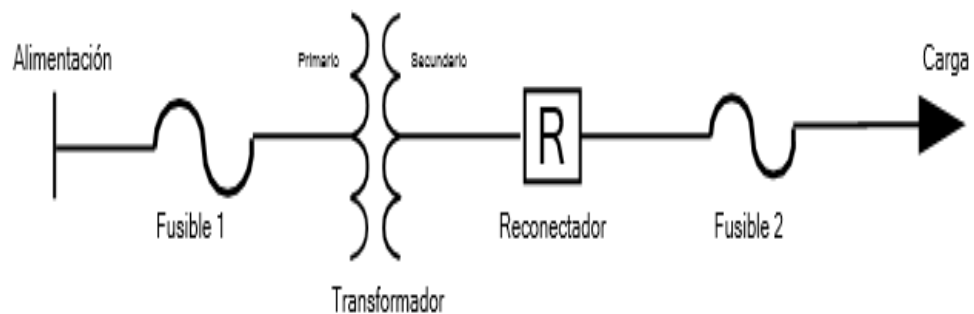
Fuente. Elaboración Propia acorde con catálogos de protecciones eléctricas.

Tomando en cuenta las Figuras 2.41 y 2.42 y las características de los dispositivos de protección de sobrecorriente en la Figura 2.42, el fusible de expulsión y el reconectador se encuentran en un mismo lado de tensión, donde la curva de tiempo mínimo de fusión de fusible y la curva de operación lenta del reconectador tiene un límite de coordinación a una corriente ( $I_1$ ) 123 A y tiempo ( $t_1$ ) 883 ms, la cual deberá ser modificada debido a que no presenta una correcta coordinación.

Por lo tanto, para que exista coordinación, la curva de operación lenta del reconector está corrida por el factor de multiplicación "K" igual a 1,7, porque tiene dos operaciones rápidas más dos lentas, y con un tiempo de reconexión en 120 ciclos y con un nuevo límite de coordinación a una corriente ( $I_2$ ) 80 A y tiempo ( $t_2$ ) 3671 ms.

Por lo tanto, tenemos como conclusión que se cumplió con las reglas de coordinación, tomando como base los tiempos de reconexión y a las secuencias de operación del reconector.

Si ambas configuraciones mencionadas anteriormente están presentes, lo cual es muy usual, se debe primero lograr coordinación entre el fusible en el lado de la alimentación y el reconector en el lado de baja tensión, seguidamente se busca que el fusible en el lado de la carga coordine con el equipo que será protegido, para este caso el reconector.



*Figura 2.40 Diagrama unifilar de coordinación Reconector y 2 Fusibles de expulsión.  
Fuente. Elaboración Propia.*

Corriente en amperios: x 1 a 24 y 9 kV.

Para la Figura 2.42, las curvas tiempo-corriente de color celeste son del fusible de expulsión 1 del lado de lado de la fuente, de color rojo son del fusible de expulsión 2 del lado de lado de la carga y de color negro y azul son del reconector.

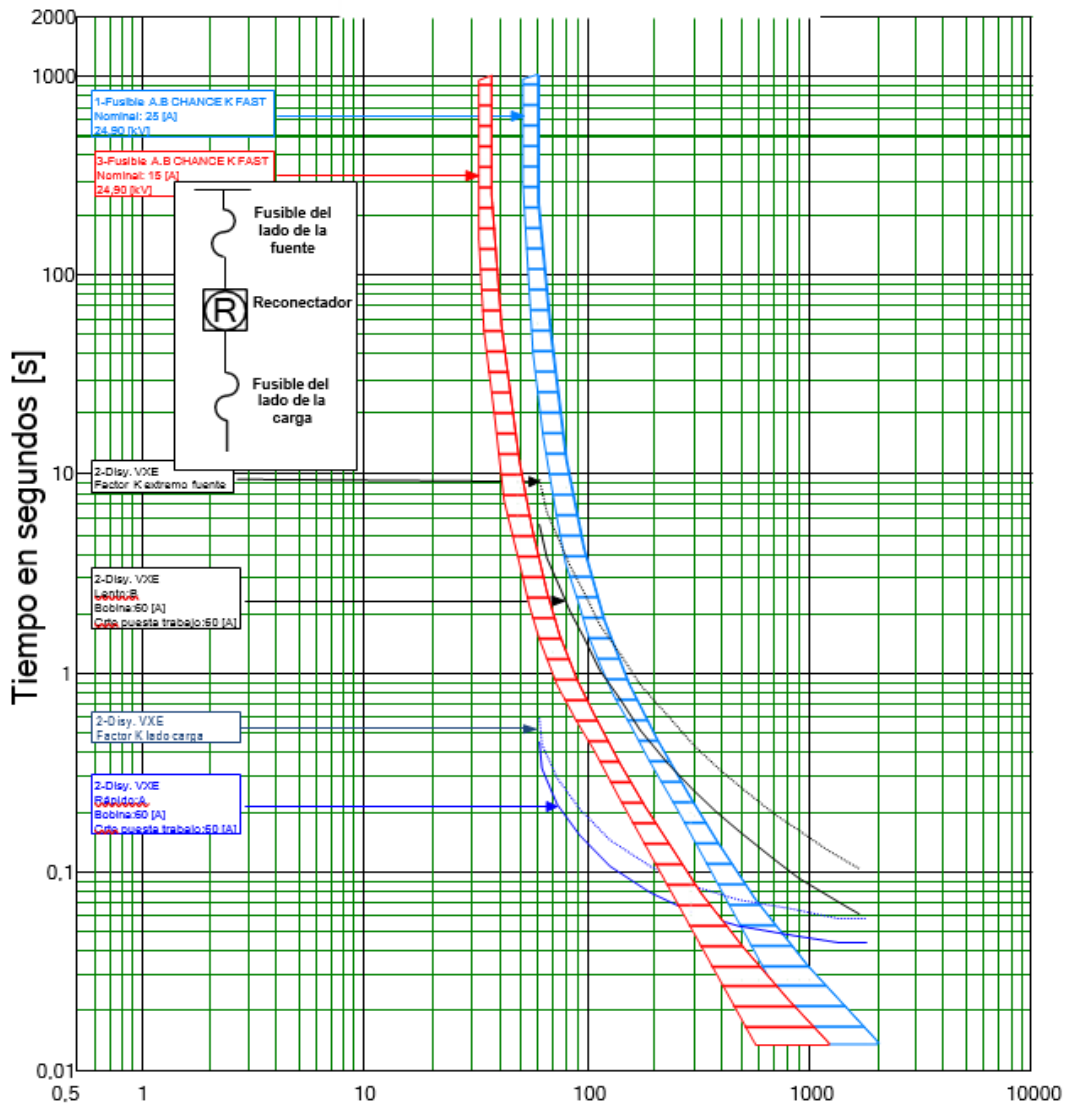


Figura 2.41 Curvas tiempo-corriente de la coordinación Reconectador y 2 Fusibles de expulsión.

Fuente. Elaboración Propia acorde con catálogos de protecciones eléctricas.

#### 2.4.10 Coordinación reconectador - seccionalizador

Un seccionalizador, cuenta la cantidad de veces que una corriente superior a su mínima actuante es interrumpida por un reconectador y después de una cantidad preseleccionada de recuentos abre sus contactos.

Cuando es debidamente utilizado, abrirá cuando la línea esté desenergizada, pero no tiene capacidad de ruptura para corriente de falla, aunque si tiene suficiente para abrir el circuito con carga normal.

La regla para la coordinación Reconectador-Seccionalizador, es ajustar este último a una cuenta menos que el reconectador y cada seccionalizador adicional en serie, deberá ser ajustado para una cuenta menos que el anterior.

Si la corriente que fluye a través del seccionalizador es mayor del 160% de la capacidad nominal de su bobina (o ajuste de corriente) y el reconectador interrumpe la corriente de falla, entonces el seccionalizador efectuará una cuenta, repitiéndose el proceso hasta el momento en que al llegar a la cantidad preseleccionada de recuentos realizado por el operador, abrirá sus contactos quedando abierto, debiéndose reponer manualmente, como se muestra en la Figura 2.44 para una falla permanente.

Si la falla es temporal el seccionalizador se repone a su estado original, para lo cual requiere un determinado tiempo o normalización, pero en seccionalizadores hidráulicos es aproximadamente un minuto y para los electrónicos puede preseleccionarse dicho tiempo, como se muestra en la Figura 2.45 para una falla temporal. “*Coordinación de Protecciones, Samuel Ramirez, 1998*”.

Como los seccionalizadores no tienen características de tiempo-corriente, su coordinación no requiere un estudio de curvas, pero para asegurar la coordinación con un reconectador es necesario analizar el tiempo de retención de cuenta del seccionalizador.

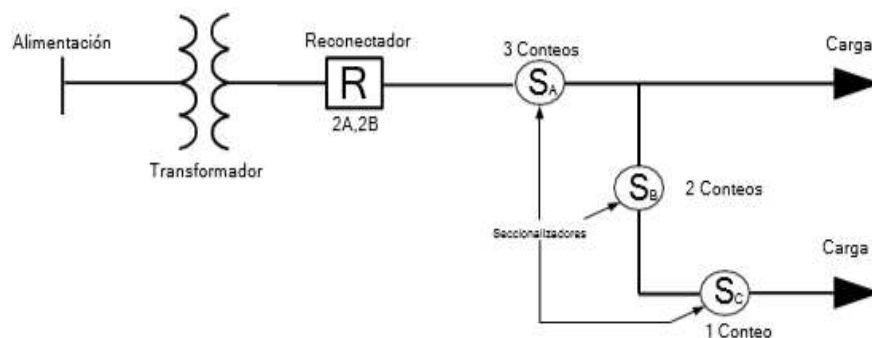
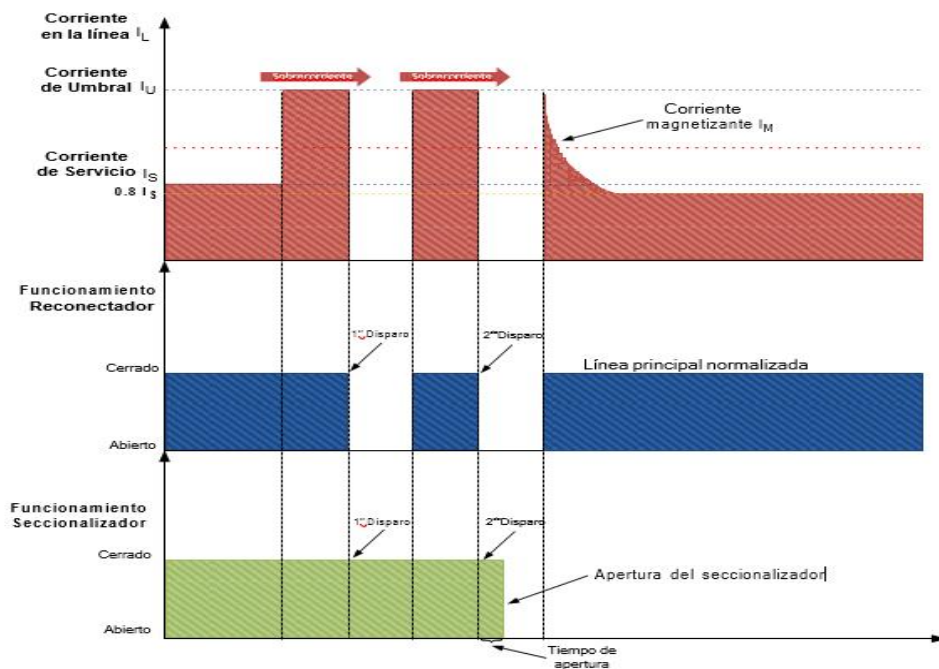
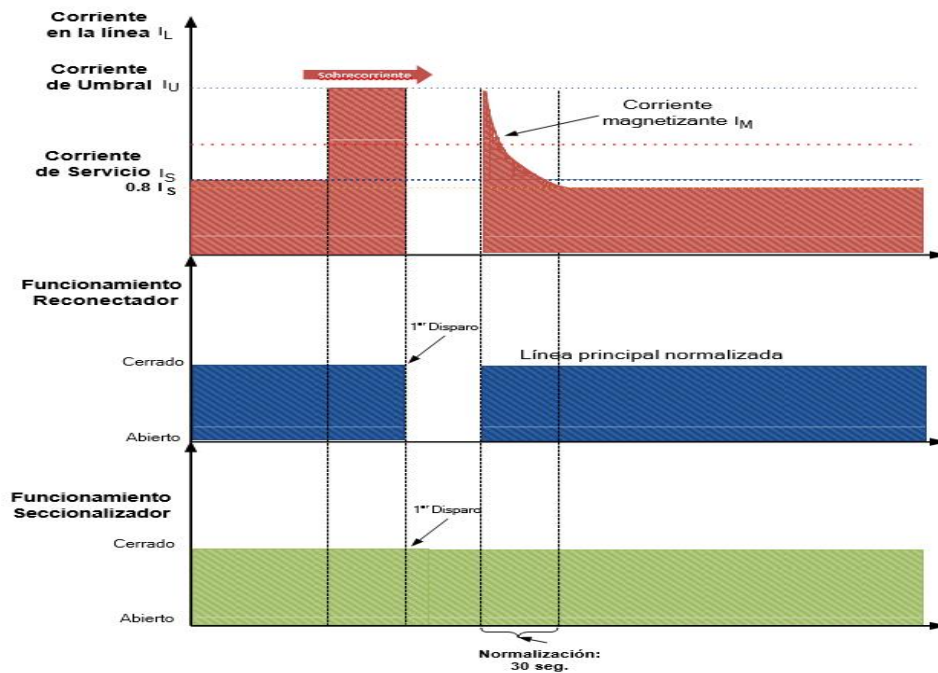


Figura 2.42 Diagrama unifilar de coordinación Reconectador-Seccionador.  
Fuente. Elaboración Propia.



Fuente: Catálogo CELSA.  
 Figura 2.43 Diagrama funcional de la coordinación Reconectador- Seccionalizador ante la detección de falla permanente.  
 Fuente: Catálogo CELSA



Fuente: Catálogo CELSA.  
 Figura 2.44 Diagrama funcional de la coordinación Reconectador- Seccionalizador ante la detección de falla temporal.  
 Fuente: Catálogo CELSA

La secuencia 2A, 2B en el reconectador es una buena selección para coordinar estos dispositivos, aunque si posteriormente al seccionizador se desea coordinar con un fusible, esta práctica no se considera la más adecuada.

Para la coordinación entre reconectador hidráulico y seccionizador hidráulico las corrientes de régimen continuo deberán ser iguales para asegurar la coordinación selectiva. La suma de los tiempos de corte y recierre del reconectador, no deben exceder el tiempo de memoria del seccionizador.

En el caso de corriente de entrada, cuando ésta excede la corriente actuante del seccionizador, pero está por debajo del reconectador, el seccionizador cuenta y puede abrir el circuito innecesariamente. Este problema se elimina seleccionando las bobinas (o ajuste de corriente) por encima de cualquier corriente de entrada probable. Otra solución será instalar en el seccionizador un accesorio de restricción de voltaje el cual hace que el corte quede bloqueado mientras exista voltaje del lado de la alimentación. Con este accesorio puede instalarse un seccionizador entre dos reconectores.

También tenemos que, si la corriente de entrada hace que el reconectador corte, el voltaje al seccionizador se perderá y abrirá innecesariamente. Si se instala un accesorio de restricción de corriente de entrada en el seccionizador el problema se elimina, ya que detecta si la falla ocurre antes o después del seccionizador para que en caso de que sea después de esta, pueda operar normalmente, pero si la falla está entre el reconectador y el seccionizador se bloquee su operación.

#### **2.4.11 Coordinación reconectador - reconectador**

La coordinación de reconectores en serie varía con el modo de operación de los reconectores, los cuales se pueden clasificar en:

- Reconectores operados solamente con bobina serie de corriente.
- Reconectores operados con bobina serie de corriente de corte y bobina potencial de cierre.
- Reconectores operados por control electrónico.



Para los primeros dos modos de operación es necesario estudiar las curvas características de tiempo-corriente de estos dispositivos. Para los reconectadores controlados electrónicamente también será necesario estudiar los intervalos de recierre.

El criterio de coordinación establece que debe existir un margen mínimo de 300 – 500 milisegundos entre las curvas características tiempo-corriente para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos. Para la función de relé de los reconectadores, el margen mínimo evita pérdida de selectividad debido a uno o más sucesos tales como:

- Tiempo de apertura del interruptor.
- Tiempo de sobrerrecorrido del relé después de que la falla ha sido despejada.
- Variaciones en el nivel de falla, desviaciones de las curvas características de los relés (por ejemplo, debido a tolerancias de fabricación), y errores en los transformadores de corriente.

En los relés digitales, el sobrerrecorrido puede llegar a ser despreciable o no existe y, por lo tanto, el margen puede seleccionarse en tiempos mínimos de coordinación de 300 milisegundos.

Para casos críticos excepcionalmente se pueden utilizar tiempos mínimos de coordinación de 250 milisegundos siempre que se tengan dispositivos de protección de sobrecorriente numéricos e interruptores con tiempos de interrupción de apertura relativamente bajos, preferentemente menores a 50 milisegundos. *“Protección de Sistemas Eléctricos”, (S. Ramírez, 1998, Pág. 81).*

#### **2.4.11.1 Reconectadores operados solamente con bobina serie de corriente**

Usualmente este tipo de coordinación se realiza en reconectadores hidráulicos, pero debido al uso de las características tiempo-corriente, se realizará el análisis para coordinar los reconectadores, tomando en cuenta el tiempo en segundos, tenemos:

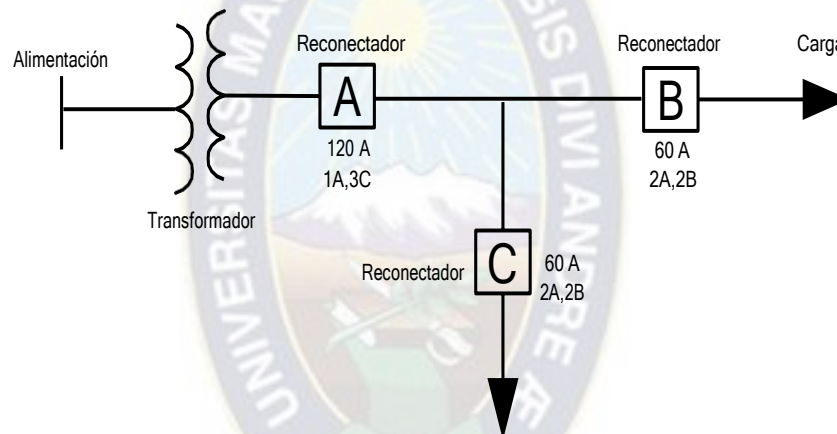
- Dos reconectadores en serie con curvas tiempo-corriente separada por menos

de 40 milisegundos siempre operarán simultáneamente.

- Si la separación es entre 40 y 250 milisegundos de diferencia, podrían operar simultáneamente.
- Si la separación es mayor de 250 milisegundos, los reconectores operarán independientemente.

Existen tres métodos básicos para efectuar su coordinación:

**A) Usar una combinación de tamaños de bobina (o ajustes de corriente) y de secuencias de operación.**



*Figura 2.45 Diagrama unifilar de coordinación Reconector-Reconector usando una combinación de tamaños de bobina.  
Fuente. Elaboración Propia.*

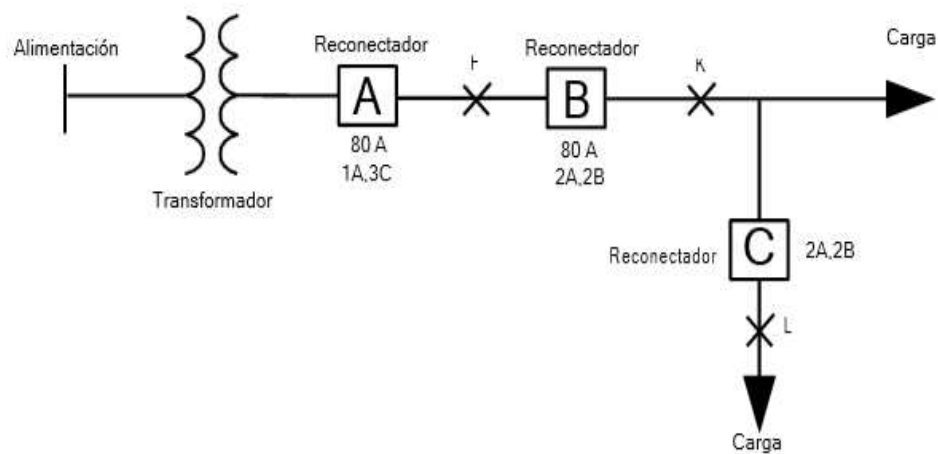
Este método es el más recomendable en la coordinación entre reconectores, debiendo ser utilizado siempre que sea posible y también puede mantener una buena coordinación con los fusibles de los ramales.

Para la coordinación correcta de reconectores controlados electrónicamente, se debe seguir el siguiente procedimiento:

- Coordinar los reconectores por medio de sus curvas características tiempo-corriente y una selección adecuada de niveles de corte mínimo de disparo.
- Elegir intervalos de recierre para que el reconector protegido esté cerrado o programado para cerrar cuando el reconector protector esté programado para cerrar.

- Seleccionar intervalos de reposición de tal modo que cada reanectador cumpla con la secuencia preseleccionada para las condiciones de falla.

**B) Usar los mismos tamaños de bobina (o ajustes de corriente) y distintas secuencias de operación.**



*Figura 2.46 Diagrama unifilar de coordinación Reanectador-Reanectador usando los mismos tamaños de bobinas.  
Fuente. Elaboración Propia.*

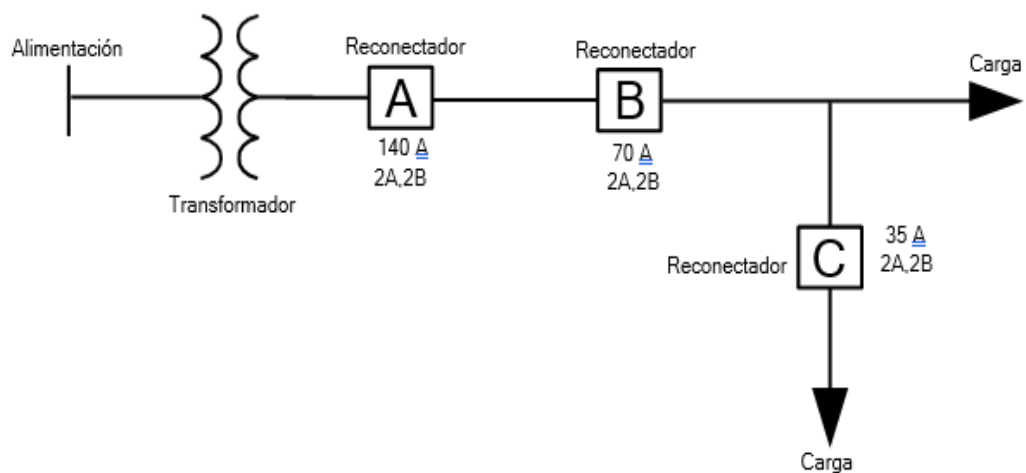
Si analizamos las posibles fallas permanentes en los puntos F, K y L de la Figura 2.47 los reanectadores operan de la siguiente forma:

- Para una falla en F, solamente debe operar el reanectador A y despejar la falla abriendo el circuito.
- Para una falla en K, los reanectadores A y B la detectan y operan simultáneamente en su primera operación rápida, la segunda operación la realiza únicamente B en curva rápida, la tercera operación la pueden hacer simultáneamente A y B en sus curvas demoradas (tomando en cuenta que para A sería su segunda operación) y en la última también puede operar simultáneamente en sus curvas demoradas, pero como B tiene sus cuatro recierres, y por lo tanto solamente recierra A y queda abierto B para despejar la falla.
- Para una falla en L, los tres reanectadores operan simultáneamente en su curva rápida A, en la segunda ocasión operan únicamente B y C en su curva rápida y

A permanece sin operar, en la tercera ocasión pueden operar simultáneamente los tres re conectadores y C queda abierto, mientras que B se queda con 3 cuentas y A con 2 cuentas restableciéndose estos últimos para nuevas operaciones.

Por lo anterior se puede concluir que, aunque se tienen algunas operaciones simultaneas, puede asegurarse una coordinación efectiva.

C) Usar diferentes tamaños de bobinas (o ajustes de corriente) y las mismas secuencias de operación.



*Figura 2.47 Diagrama unifilar de coordinación Reconector-Reconector usando diferentes tamaños de bobinas.  
Fuente. Elaboración Propia.*

Analicemos el ejemplo mostrado en la Figura 2.47 en donde se requiere coordinar tres re conectoros con la misma secuencia de operación 2A, 2B y con diferentes tamaños de bobinas. Sus curvas características aparecen en la figura siguiente y en ellas podemos ver que para corrientes de falla de 1000 A y 500 A, tenemos:

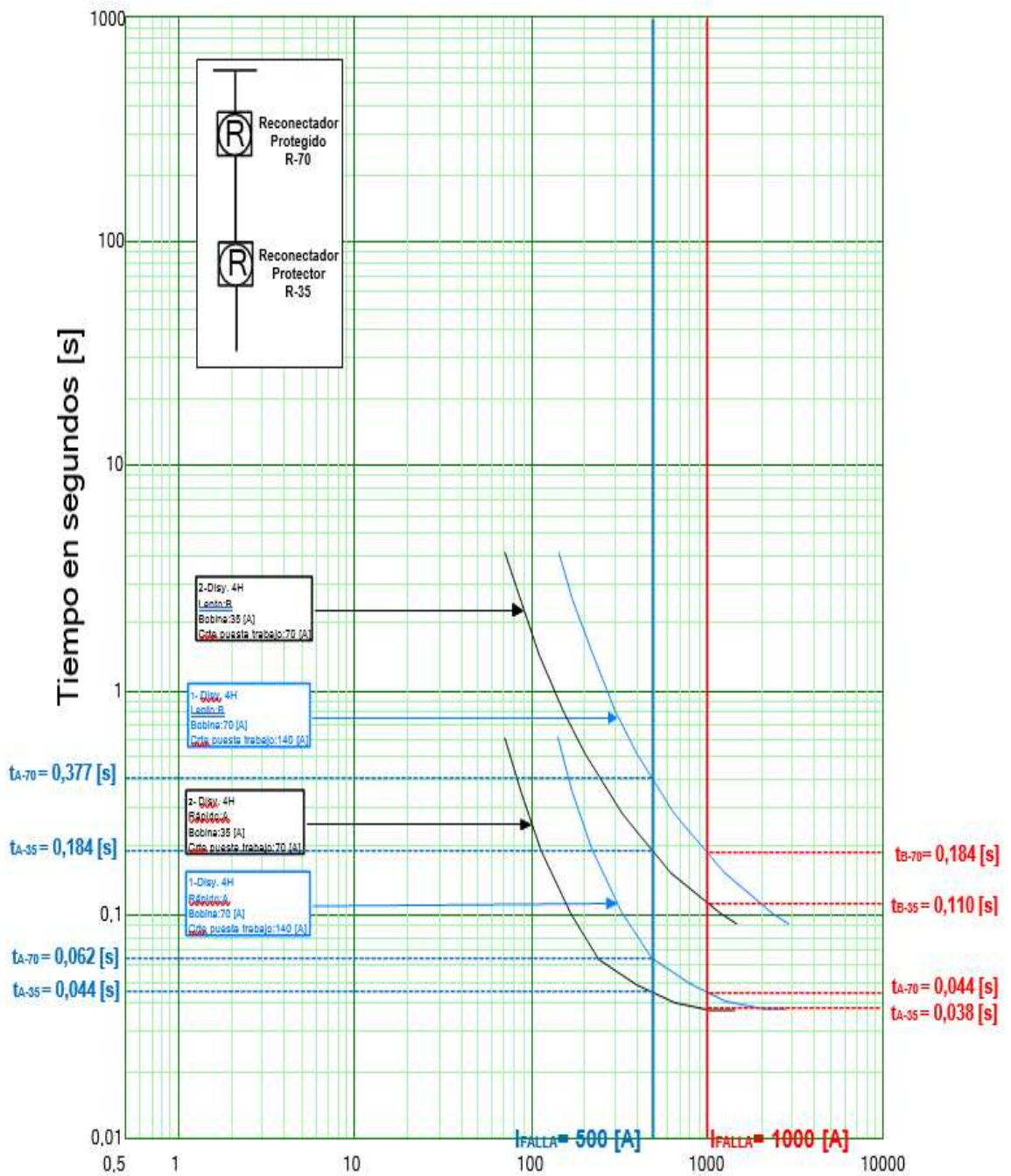


Figura 2.48 Curvas tiempo-corriente de la coordinación Reconector-Reconector usando diferentes tamaños de bobina.

Fuente. Elaboración Propia acorde con catálogos de protecciones eléctricas.



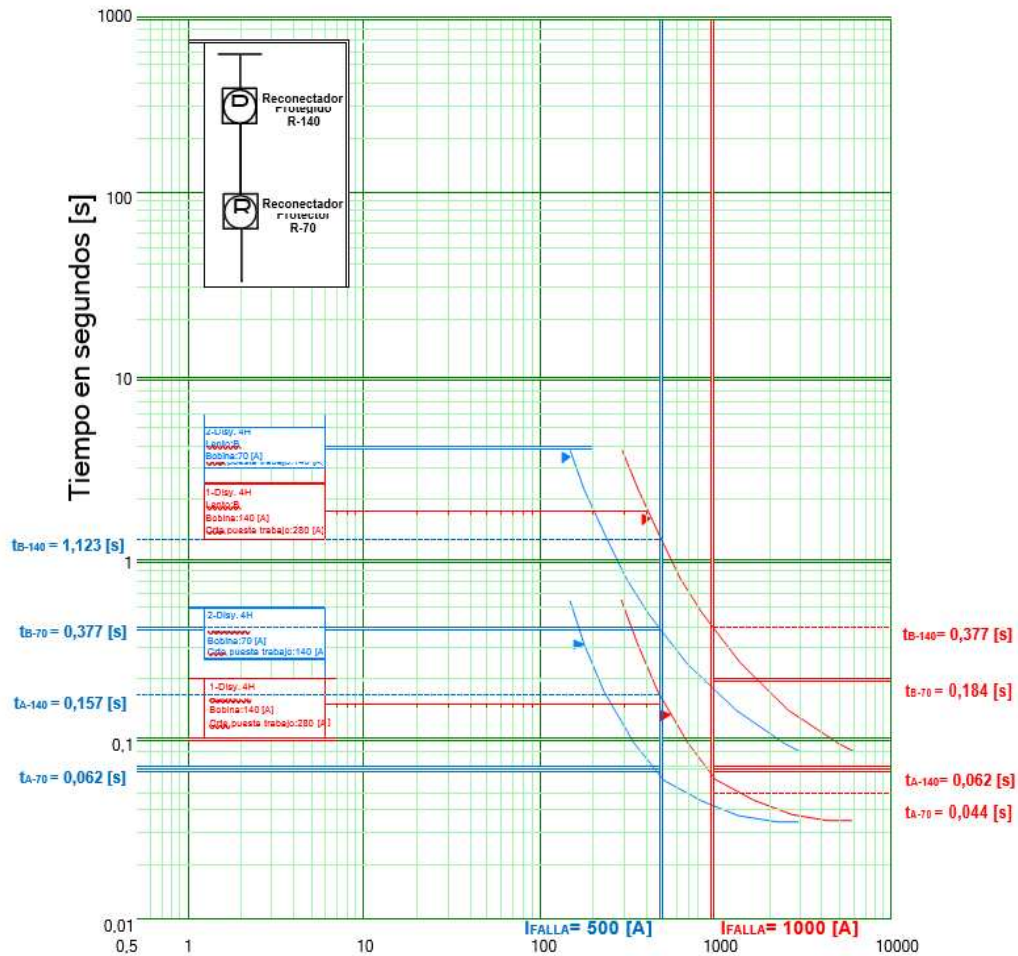


Figura 2.49 Curvas tiempo-corriente de la coordinación Reconector-Reconector usando diferentes tamaños de bobina.

Fuente. Elaboración Propia acorde con catálogos de protecciones eléctricas.

Para las Figuras 2.48 y 2.49, las curvas tiempo-corriente de color rojo reconector de 140 A, de color celeste reconector de 70 A y de color negro reconector de 35 A. Para la Figura 2.48, se realizó el análisis de una falla de 1000 A y 500 A.

- Para una falla de 1000 A

Coordinación de Curvas	Separación en milisegundos	Observaciones
A-35/A-70	$(44-38) = 6$	Menos de 40 milisegundos, operan simultáneamente.
B-35/B-70	$(184-110) = 74$	Entre 40 - 250 milisegundos, operan independientemente.



- Para una falla de 500 A

<b>Coordinación de Curvas</b>	<b>Separación en milisegundos</b>	<b>Observaciones</b>
A-35/A-70	$(62-44) = 18$	Menos de 40 milisegundos, operan simultáneamente.
B-35/B-70	$(377-184) = 193$	Entre 40 - 250 milisegundos, operan independientemente.

Para la Figura 2.49, se realizó el análisis de una falla de 1000 A y 500 A, obteniéndose los siguientes resultados:

- Para una falla de 1000 A

<b>Coordinación de Curvas</b>	<b>Separación en milisegundos</b>	<b>Observaciones</b>
A-70/A-140	$(62-44) = 18$	Entre 40 milisegundos, pueden operar simultáneamente.
B-70/B-140	$(377-184) = 193$	Mayor a 250 milisegundos, operan independientemente.

- Para una falla de 500 A

<b>Coordinación de Curvas</b>	<b>Separación en milisegundos</b>	<b>Observaciones</b>
A-70/A-140	$(157-62) = 95$	Entre 40 – 250 milisegundos, pueden operar simultáneamente.
B-70/B-140	$(1123-377) = 746$	Mayor a 250 milisegundos, operan independientemente.

Podemos concluir que a nivel de 500 A de falla para ambos ejemplos, es posible la coordinación entre los dos reconectores, aunque puede experimentarse el efecto de cascada durante algunas de las operaciones rápidas.

#### **2.4.11.2 Reconectores operados con bobina serie de corriente de corte y bobina de potencial de cierre**

Se deberá tener en cuenta que para que el reconector protector pueda cerrar, deberá tener tensión del lado de la fuente, por lo tanto, en el momento de la operación el reconector protegido deberá estar cerrado. Luego se utilizan los mismos principios de coordinación precedentes.

#### **2.4.11.3 Reconectores operados por control electrónico**

La coordinación de los reconectores se logra por medio de una selección de corrientes de actuación adecuadas, con las curvas tiempo-corriente, similar a lo realizado para los otros tipos de protecciones.

Los intervalos de recierre, deben ser elegidos para que el reconector protegido esté cerrado cuando el reconector protector realiza los ciclos de operación preseleccionada para todas las condiciones de falla.

Cuando se instalan dos reconectores en serie se deben coordinar las curvas rápidas y las curvas lentas en forma independiente. En el caso que se decida utilizar la coordinación de curvas rápidas y curvas lentas, se dificulta la selección de curvas que garanticen la correcta coordinación, debido a lo de su configuración. Si los reconectores no están comunicados, en una falla permanente, el reconector protector realizará sus operaciones rápidas mientras que el reconector protegido operará descoordinadamente mientras que sus operaciones rápidas se ejecuten antes que las operaciones lentas del reconector protector. Este problema de coordinación puede resolverse de dos formas:

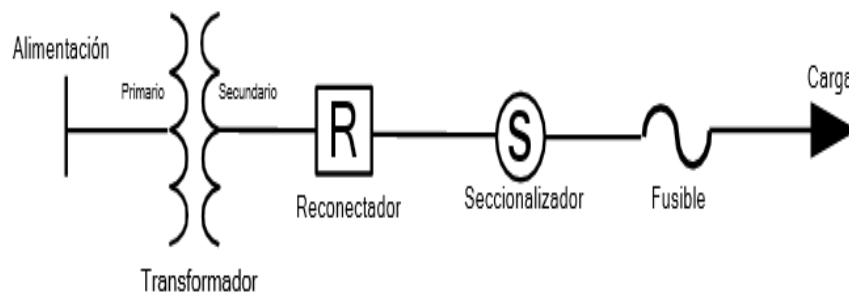
- Eliminando las operaciones rápidas del reconector del lado de la fuente.
- Comunicando los reconectores.

La comunicación de los reconectores permite establecer una coordinación en la

secuencia de operación en el reconectador protegido de forma que avance el conteo de recierre conforme se realizan en el reconectador protector.

#### 2.4.12 Coordinación reconectador - seccionalizador - fusible

La coordinación entre un reconectador, seccionalizador y fusible en serie requiere consideraciones especiales. En primer lugar, el reconectador se coordina con el elemento fusible como se ha descrito previamente, generalmente el reconectador está regulado para una operación rápida seguida de tres lentas. Por último, el reconectador se coordina con el seccionalizador



*Figura 2.50 Diagrama unifilar de coordinación Reconectador-Seccionalizador-Fusible.  
Fuente. Elaboración Propia.*

Si el reconectador está ajustado para dos operaciones rápidas, seguidas de dos lentas y hay una falla permanente aguas abajo del fusible, el reconectador opera dos veces en su curva rápida, contando también dos veces el seccionalizador, hasta el momento el fusible no se quemó, cuando se produce la primera operación lenta se quema el fusible y también el seccionalizador cuenta la corriente que fue mayor que la corriente de disparo y si estaba regulado en tres conteos también abrirá. Por lo tanto, en esta situación no existe coordinación del fusible con el seccionalizador.

Si el ciclo del reconectador es de una rápida y tres lentas, la cantidad de fallas transitorias que se podrán despejar es menor (80% a 85 %), pero cuando se produzcan fallas permanente aguas abajo del fusible, este elemento se fundirá en el primer lento y existirá la coordinación entre el seccionalizador y el fusible.

Con el accesorio de restricción de tensión es posible mantener la coordinación

reconectador-seccionalizador-fusible, cuando el reconectador trabaja con dos operaciones rápidas y dos lentas, porque en el primer disparo lento, cuando se quema el fusible el reconectador no contará debido a la existencia de tensión en el lado de la alimentación del seccionalizador. *“Protección de Sistemas Eléctricos”*, (S. Ramírez, 1998, Pág. 81).

#### **2.4.12.1 Procedimiento para la coordinación de protecciones de sobrecorriente**

El procedimiento para la coordinación de protecciones de sobrecorriente presenta:

**Primera Etapa o verificación de la coordinación de protecciones actual**, se tomarán en cuenta los datos existentes de cortocircuito y las características técnicas de los dispositivos de protección de sobrecorriente del diagrama unifilar que fue modelado del programa Software DigSILENT PowerFactory los datos proporcionados por YLB Tomando en cuenta las características del sistema de distribución, existen los siguientes casos de estudio para realizar la coordinación de protecciones:

- Coordinación Fusible-Fusible
- Coordinación Reconectador-Fusible (Coordinación Reconectador-Fusible del lado de la carga y Coordinación Reconectador-Fusible del lado de la alimentación)
- Coordinación Relé-Fusible
- Coordinación Relé-Reconectador
- Coordinación Reconectador-Reconectador
- Coordinación Reconectador-Seccionalizador
- Coordinación Reconectador-Seccionalizador-Fusible

La coordinación de protecciones eléctricas de sobrecorriente será verificada siguiendo los criterios desarrollados en el capítulo 4, del presente proyecto de grado, tomando como herramienta de análisis el programa Software DigSILENT PowerFactory, el cual nos facilita el análisis de las curvas de coordinación en función de las corrientes de cortocircuito y los tiempos de operación de cada elemento de protección.

## CAPÍTULO III

### INGENIERIA DEL PROYECTO

#### 3.1 MODELAMIENTO DE COMPONENTES DEL SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN DE LA PLANTA YLB

Como se ha descrito en la parte teórica, los diferentes cálculos y simulaciones se realizan en el software DigSILENT PowerFactory, razón por la cual, a partir del diagrama unifilar en formato CAD, se realiza la implementación del mismo en el Software PowerFactory, obteniendo la base de datos en el entorno del propio software. La representación gráfica se muestra en el ANEXO A, cabe mencionar que los valores de resistencia y reactancia de las líneas se adopta acorde a valores estándares, del mismo modo se sigue el mismo lineamiento para las reactancias y pérdidas en los devanados de los transformadores.

La red equivalente de barra infinita que representa la interconexión de la red eléctrica de la Planta de YLB con el SIN, se implementa mediante la metodología de cálculo del equivalente de Thévenin. Los cálculos se lo realizan mediante simulación aplicando a todo el sistema eléctrico que conforma el SIN, en la Figura 3.1 se puede apreciar la potencia de cortocircuito de la barra SAL115 (Salar 115 kV) obtenido mediante simulación en la base de datos de la “PMP may2022 – abr2026”<sup>2</sup> dentro el entorno del software DigSILENT PowerFactory, obteniéndose un valor de 261.4 MVA y la corriente de cortocircuito de 1312.17 A. Por otra parte, en la Figura 3.2 se muestra la potencia de cortocircuito de la barra SAL115 (Salar 115 kV) calculado en la base de datos de la red eléctrica de YLB implementado para el estudio del presente trabajo, siendo un valor de 261.9 MVA y la corriente de cortocircuito de 1315 A.

Parámetro	PMP may22-abr26	Red YLB	Diferencia (%)
<b>Skss (MVA)</b>	261.4	261.9	<b>0.19</b>
<b>Ikss (MVA)</b>	1312.17	1315	<b>0.22</b>

*Tabla 3.1. Comparación de resultados de simulación de resultados de cortocircuito entre base de datos CNDC vs, base de datos YLB.*

*Fuente: Elaboración propia.*

---

<sup>2</sup> PMP may2022 – abr2026. Programación de Mediano Plazo comprendido entre el periodo de mayo 2022 a abril 2026, estos datos son proyectados por el CNDC (Comité Nacional de Despacho de Carga) en base a la declaración semestral de los agentes del SIN.

En la Tabla 3.1 se muestra el resumen de resultados obtenidos tanto para la base de datos del SIN (PMP may22 – nov26 del CNDC) como para la base de datos de la red eléctrica de YLB, donde se observa una diferencia porcentual de 0.19% para la potencia de cortocircuito ( $S_{kss}$ ) y un 0.22% de diferencia para la corriente de cortocircuito ( $I_{kss}$ ).

De acuerdo con los resultados obtenidos y lo expuesto en el ulterior párrafo, se puede afirmar que ambas bases de datos tanto de la PMP del CNDC y la red eléctrica de YLB, son congruentes en el punto de interconexión de la red eléctrica de YLB hacia el Sistema Interconectado Nacional, misma que se encuentra en la barra de Alta Tensión en 115 kV de la subestación Salar (SAL115), consecuentemente, la barra infinita representada en el diagrama unificar de la red eléctrica de YLB implementado en la base de datos dentro el entorno del software DigSILENT PowerFactory representa correctamente al equivalente de toda la red eléctrica del SIN de acuerdo a sus características eléctricas definidas en la base de datos proyectados para la Programación de Mediano Plazo del CNDC.

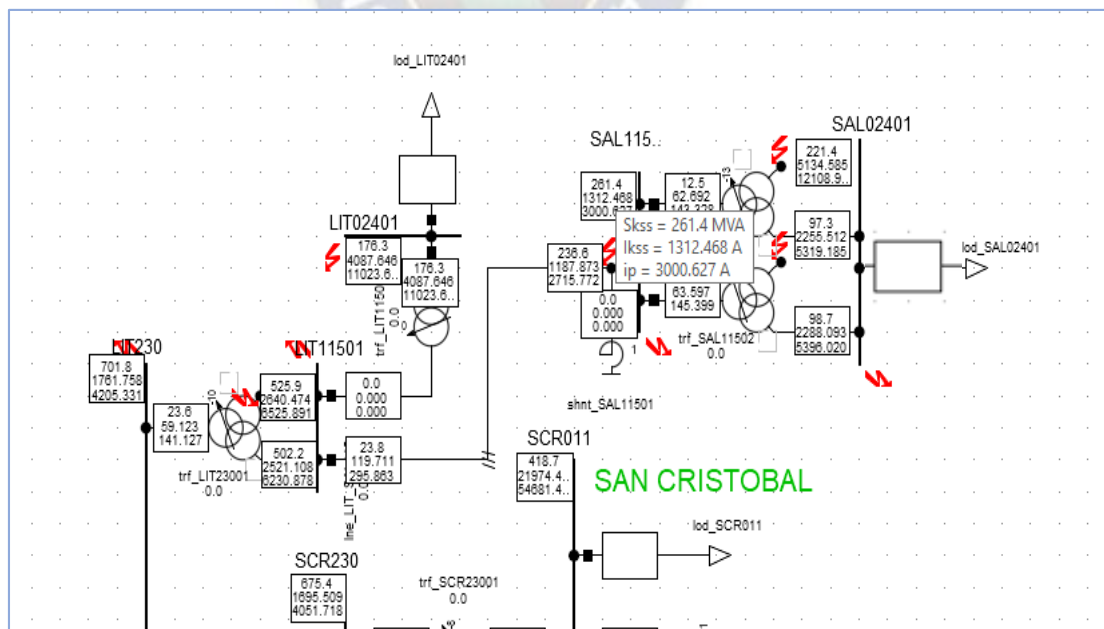


Figura 3.1 Cálculo de cortocircuito en la base de datos PMP may22 – abr26.  
Fuente. CNDC 2022.



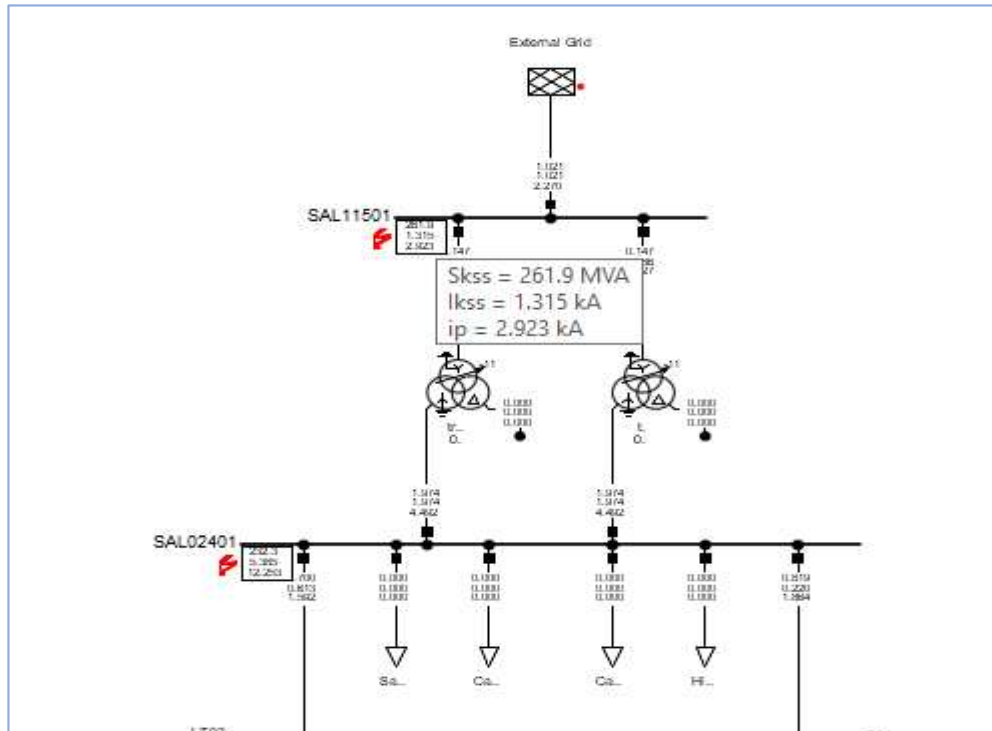


Figura 3.2 Cálculo de cortocircuito en la base de datos YLB.  
Fuente. Elaboración propia.

## 3.2 RESULTADOS EN ESTADO ESTACIONARIO MEDIANTE FLUJO DE POTENCIA (DIGSILENT)

### 3.2.1 Determinación de los escenarios de operación.

Para los estudios eléctricos en estado estacionario, en el presente trabajo se tomará en cuenta tres escenarios de demanda que son:

- Demanda máxima.
- Demanda media.
- Demanda mínima.

El escenario de la **demanda máxima** está caracterizado por ser el nivel más alto de consumo de energía eléctrica registrado en un período específico, además que este punto de operación es un elemento clave en la planificación y operación del suministro eléctrico para garantizar un servicio confiable y eficiente. Por consiguiente, el caso de estudio de demanda máxima contempla a todas las cargas y motores que integran la red eléctrica de YLB,

El escenario de **demanda media**, se caracteriza por la particularidad de que el consumo de energía que la Planta de Litio en condiciones normales de operación es tal que se presenta por periodos de tiempo extendidos o recurrentes. En la Figura 3.3 se puede observar la curva de carga diario de la Subestación Salar (SAL115), mismo que alimenta a la planta de YLB mediante transformadores de rebaje de 115 kV a 24,9 kV, los datos de la mencionada curva de carga se muestran en Tabla 3.2, que corresponde a la demanda diaria de fecha 25/11/2022 (Estadísticos de despacho de carga CNDC 2022). Por otra parte, cabe mencionar que la demanda promedio a los datos de la Tabla 3.2, resulta una potencia de consumo promedio de 3.99 MWh.

Las características definidas para un escenario de operación donde se presenta una demanda media, se caracterizan por que la planta no se encuentra operando a su total capacidad, a continuación se enlistan las principales características de este escenario de operación:

- Los generadores de respaldo no se encuentran en operación.
- Las bombas de trasvase no se encuentran operando a su totalidad, lo que implica un factor de simultaneidad bastante bajo (10 % aproximadamente).
- Las cargas de servicios auxiliares, campamentos se encuentran en operación.

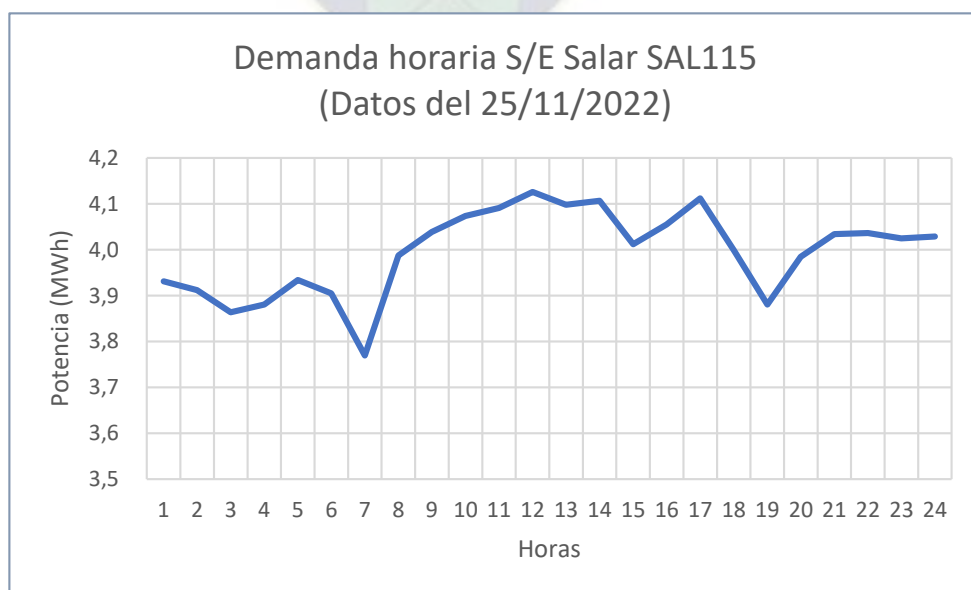


Figura 3.3 Perfil de Demanda de Energía diaria de la planta YLB en Subestación Salar SAL115 (25/11/2022).

Fuente. Elaboración propia.

Hora	Potencia (MWh)	Hora	Potencia (MWh)
1	3.93	13	4.10
2	3.91	14	4.11
3	3.86	15	4.01
4	3.88	16	4.05
5	3.93	17	4.11
6	3.90	18	4.00
7	3.77	19	3.88
8	3.99	20	3.98
9	4.04	21	4.03
10	4.07	22	4.04
11	4.09	23	4.02
12	4.13	24	4.03

Tabla 3.2. Demanda de energía diaria de la Planta YLB en subestación SAL115 (25/11/2022).

Fuente: Estadísticos CNDC 2022

El escenario de **demanda mínima**, está caracterizada por la particularidad del consumo mínimo que la Planta de Litio requiere para alimentar a las cargas de servicios auxiliares y cargas/motores que intervienen en la conservación del proceso productivo. La Figura 3.4 muestra el perfil de carga diario de la Subestación Salar (SAL115) en condiciones de baja demanda, los datos numéricos de esta curva se muestran en la Tabla 3.3, que corresponde a los retiros de carga diaria de fecha 23/11/2022 (Estadísticos de despacho de carga CNDC 2022). La energía consumida promedio correspondiente a este día resulta un consumo promedio de 1.65 MWh.

Las características definidas para un escenario de demanda mínima, se caracteriza por que la planta no se encuentra operando, sin embargo, se requiere alimentar cargas tales como iluminación, servicios auxiliares y otros, a continuación, se mencionan las principales características de este escenario de operación:

- Los generadores de respaldo no se encuentran en operación.
- Las bombas de trasvase no se encuentran en operación.
- Las cargas de servicios auxiliares, campamentos se encuentran en operación.

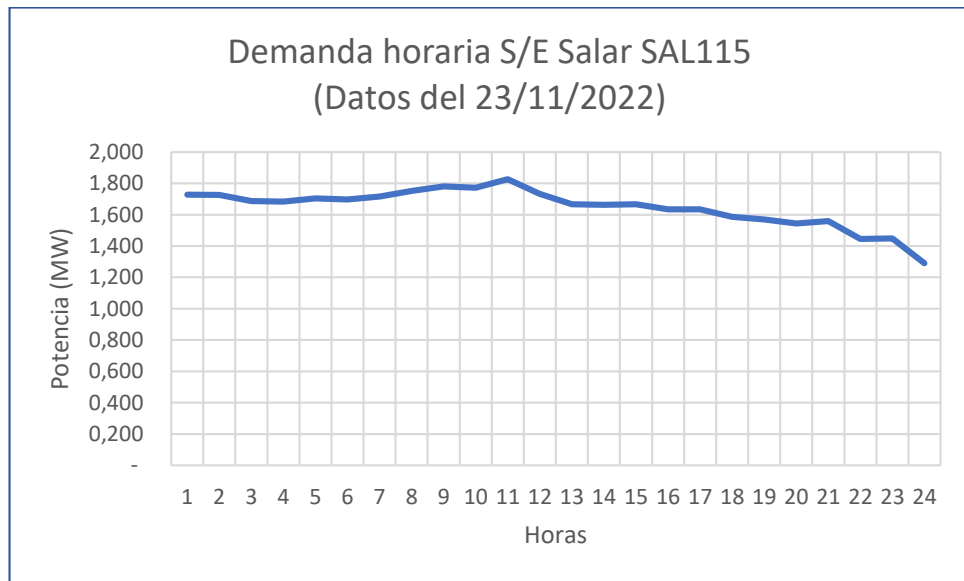


Figura 3.4 Perfil de Demanda de Energía diaria de la planta YLB en Subestación Salar SAL115 (23/11/2022).

Fuente. Elaboración propia.

Hora	Potencia (MWh)	Hora	Potencia (MWh)
1	1.73	13	1.67
2	1.73	14	1.66
3	1.69	15	1.67
4	1.68	16	1.63
5	1.70	17	1.63
6	1.70	18	1.59
7	1.72	19	1.57
8	1.75	20	1.54
9	1.78	21	1.56
10	1.77	22	1.45
11	1.83	23	1.45
12	1.73	24	1.29

Tabla 3.3. Demanda de energía diaria de la Planta YLB en subestación SAL115 (25/11/2022).

Fuente: Estadísticos CNDC 2022

### 3.2.2 Flujos de potencia en estado estacionario. Caso: Demanda máxima.

En la base de datos desarrollando en el entorno del software DigSILENT PowerFactory como se describe en el acápite 3.1, se realiza las diferentes simulaciones y cálculos para los distintos estudios eléctricos que abarca el presente trabajo.

En este acápite se inicia con la simulación de los flujos de potencia para el caso de Demanda Máxima, con la finalidad de obtener los voltajes en barra de la red eléctrica

de YLB, la cargabilidad, las pérdidas de potencia el perfil de voltaje de las barras del sistema de media tensión que conforma la Planta YLB. En la Figura 3.5 se muestra el cuadro resumen obtenido en la simulación en el software DigSILENT PowerFactory, de donde obtenemos los valores totales de potencia inyectada de 20.20 MW, y 7.58 MVar, mismo que alimenta una demanda total de 18.95 MW y 4.19 MVar, así mismo se muestra las pérdidas totales para este caso de estudio de 1.25 MW, equivalentes al 6.19% de la potencia demandada. A continuación, se detallan los resultados generales obtenidos:

PARAMETROS	VALOR
Inyección de potencia Activa (MW)	20.20
Inyección de potencia Reactiva (MVar)	7.58
Demanda de potencia Activa (MW)	18.95
Demanda de potencia Reactiva (MVar)	4.19
Perdidas de potencia (MW)	1.25
Perdidas de potencia (%)	6.19

Tabla 3.4. Resumen de inyección y demanda de potencia de YLB.

Fuente: Elaboración propia.

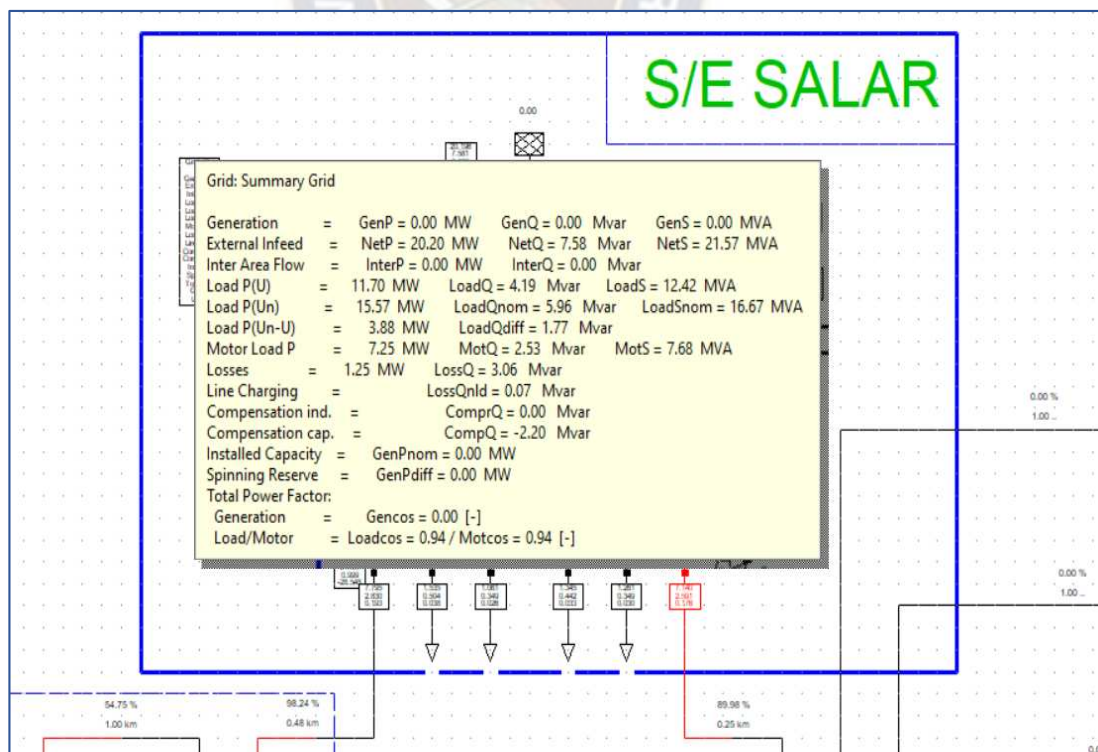


Figura 3.5 Cuadro resumen de flujo de potencia, Caso: Demanda máxima.

Fuente: Elaboración propia.

Para este caso de estudio se agrupa las cargas, nodos según la Fase de implementación en el proyecto (Fase I, Fase I, etc.), según el diagrama unifilar de la Planta YLB que se muestra en el Anexo A, El Grafico 3.1, muestra el perfil de tensión correspondiente a nodos que forman parte de la Fase I del proyecto YLB, los valores numéricos correspondiente a este grafico se encuentran en la Tabla 3.5, donde se puede observar los resultados obtenidos para módulo de voltaje en barra expresados en valores por unidad (pu.). A priori, es evidente notar que estos resultados oscilan entre 0.9674 pu. y 0.9934 pu. los cuales se encuentran muy cercanos al valor de voltaje nominal unitario de 1.0 pu.

Cabe mencionar que los márgenes de voltaje unitario (pu) establecido según la Norma Operativa de Condiciones de Desempeño Mínimo emitido por el CNDC, define que, para condiciones de operación normal en estado estacionario, los valores admitidos en voltaje para sistemas en un nivel de Media Tensión, comprende la banda entre 0.95 pu como mínimo y 1.05 pu. como máximo, consecuentemente, los valores mencionados en el anterior párrafo se encuentran enmarcados dentro estos límites de voltaje en barras.

Del mismo modo que se analizó los resultados obtenidos para la Fase I del proyecto, en los Grafico 3.2 a Grafico 3.7, se muestran el perfil de carga correspondiente a las Fase II, Fase III, Fase IV, Fase V, Fase VI, Fase VII y Pozos de agua semisalada respectivamente. Así mismo, los resultados numéricos referidos a cada fase del proyecto, se encuentran en la Tabla 3.6 a la Tabla 3.12 respectivamente. Así mismo, en estos resultados obtenidos, se observa que todos los voltajes se encuentran dentro los márgenes establecidos en la Norma Operativa de Condiciones de Desempeño Mínimo del CNDC ( $0.95 \text{ pu} \leq V \leq 1.05 \text{ pu}$ ), consecuentemente, es posible a determinar que los niveles de tensión en nodos del sistema eléctrico de YLB, son aceptables en el escenario de demanda máxima en condiciones de operación normal.

Finalmente, para validar que los resultados obtenidos descritos anteriormente, en el siguiente acápite se realiza un proceso de cálculo alternativo en el entorno de Matlab, aplicando la una red equivalente de YLB de 10 nodos.



- **Resultados Fase I:**

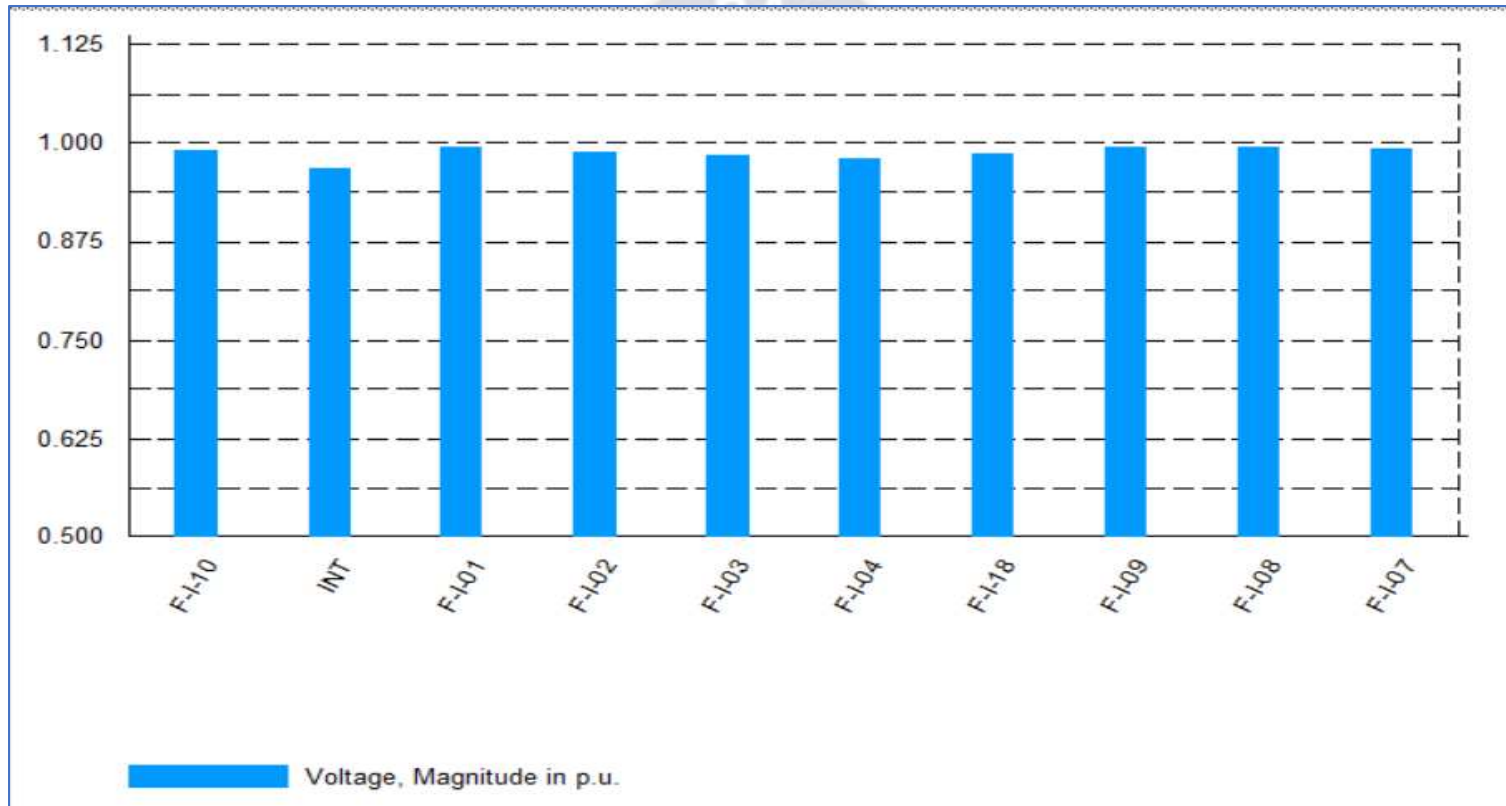


Gráfico 3.6. Perfil de tensión de las barras correspondientes a la Fase I de la Planta YLB

*Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).*

<b>Nro.</b>	<b>Nodo</b>	<b>Modulo [pu.]</b>	<b>Angulo [°]</b>
<b>1</b>	F-I-01	0.9934	0.95
<b>2</b>	F-I-02	0.9877	0.60
<b>3</b>	F-I-03	0.9839	0.30
<b>4</b>	F-I-04	0.9800	-0.15
<b>5</b>	F-I-07	0.9929	1.25
<b>6</b>	F-I-08	0.9951	1.57
<b>7</b>	F-I-09	0.9939	1.40
<b>8</b>	F-I-10	0.9916	0.91
<b>9</b>	F-I-18	0.9857	0.18
<b>10</b>	INT	0.9674	-1.78

*Tabla 3.5. Resultados de Tensión en barras de la Primera Fase de la Planta YLB.  
Fuente: Elaboración propia.*

- **Resultados Fase II:**

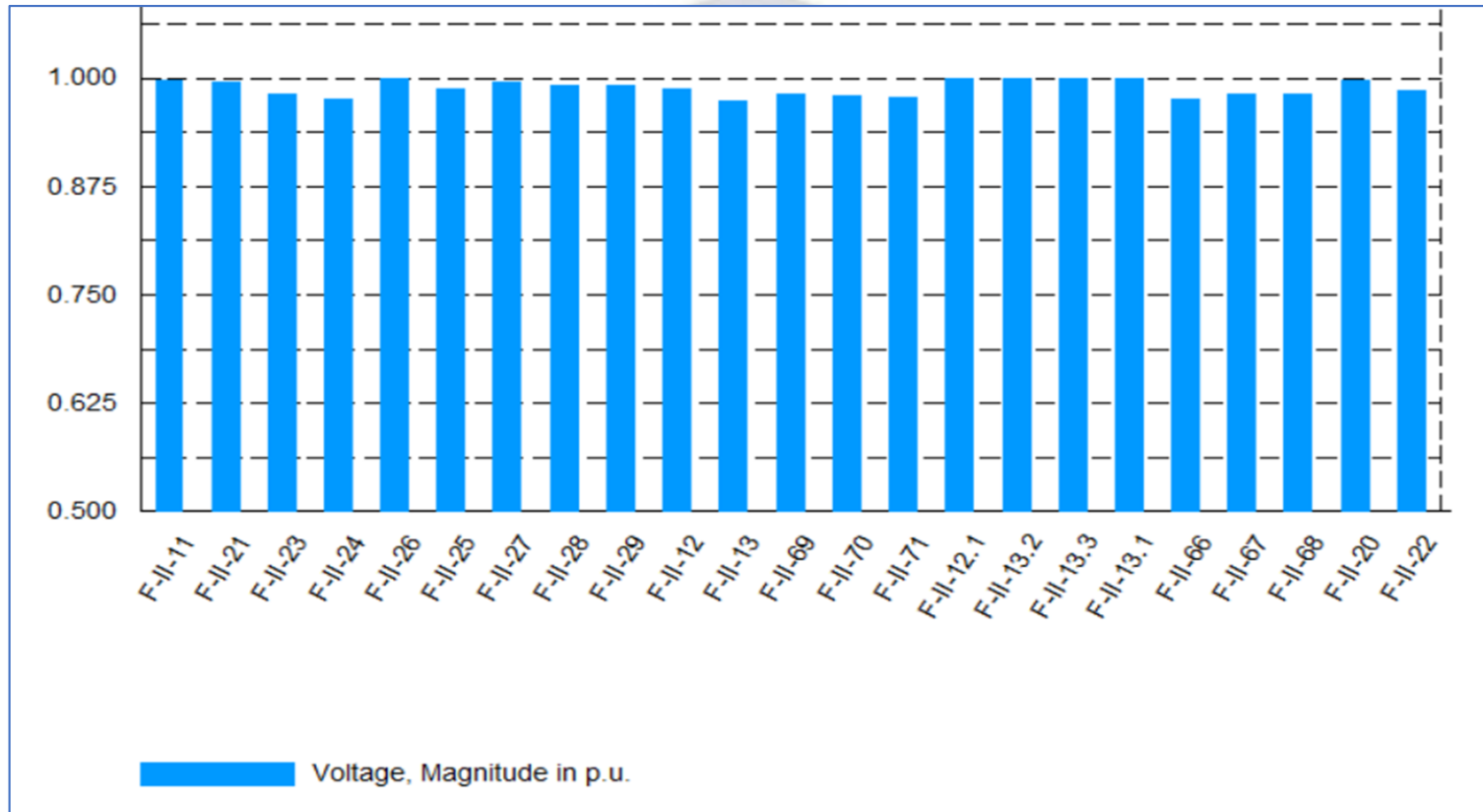


Gráfico 3.7. Perfil de tensión de las barras correspondientes a la Fase II de la Planta YLB  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

*Resultados de tensión en barras de la Segunda Fase de la Planta YLB.*

<b>Nro.</b>	<b>Nodo</b>	<b>Modulo [pu.]</b>	<b>Angulo [°]</b>
<b>1</b>	F-II-24	0.9757	-0.74
<b>2</b>	F-II-25	0.9887	0.49
<b>3</b>	F-II-26	0.9985	1.65
<b>4</b>	F-II-27	0.9954	1.38
<b>5</b>	F-II-28	0.9915	0.72
<b>6</b>	F-II-29	0.9919	0.90
<b>7</b>	F-II-66	0.9756	-0.74
<b>8</b>	F-II-67	0.9808	-0.57
<b>9</b>	F-II-68	0.9808	-0.57
<b>10</b>	F-II-69	0.9821	-0.13
<b>11</b>	F-II-70	0.9794	-0.66
<b>12</b>	F-II-71	0.9787	-0.66

*Tabla 3.6. Resultados de tensión en barras de la Segunda Fase de la Planta YLB.*

*Fuente: Elaboración propia.*

- Resultados Fase III:

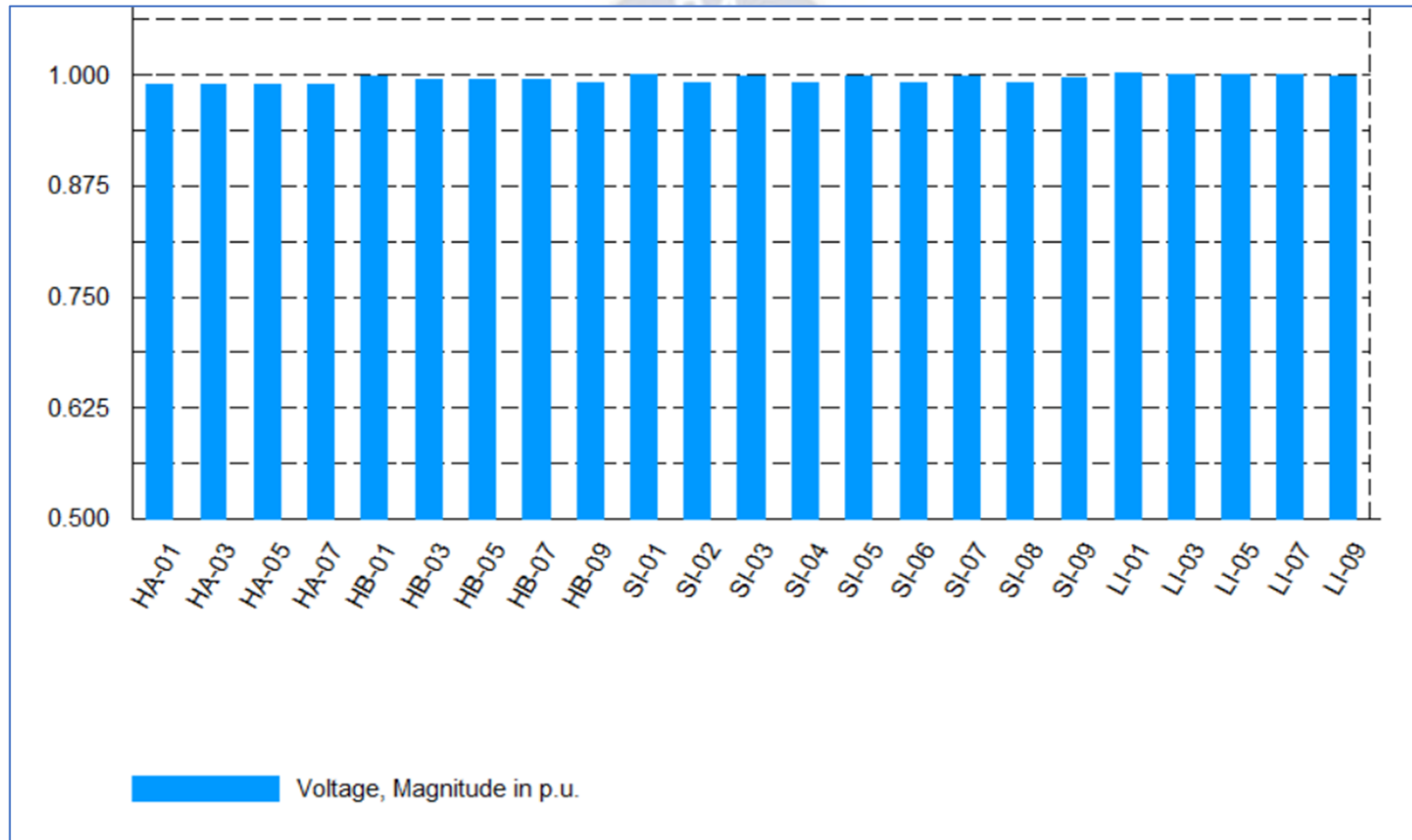


Gráfico 3.8. Perfil de tensión de las barras correspondientes a la Fase III de la Planta YLB  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

Resultados de tensión en barras de la Tercera Fase de la Planta YLB.

<b>Nro.</b>	<b>Nodo</b>	<b>Modulo [pu.]</b>	<b>Angulo [°]</b>	<b>Nro.</b>	<b>Nodo</b>	<b>Modulo [pu.]</b>	<b>Angulo [°]</b>
<b>1</b>	HA-01	0.9885	0.22	<b>13</b>	SI-04	0.9911	0.64
<b>2</b>	HA-03	0.9884	0.21	<b>14</b>	SI-05	0.9989	1.77
<b>3</b>	HA-05	0.9883	0.21	<b>15</b>	SI-06	0.9910	0.64
<b>4</b>	HA-07	0.9883	0.20	<b>16</b>	SI-07	0.9988	1.76
<b>5</b>	HB-01	0.9989	1.66	<b>17</b>	SI-08	0.9909	0.63
<b>6</b>	HB-03	0.9955	1.18	<b>18</b>	SI-09	0.9970	1.46
<b>7</b>	HB-05	0.9955	1.18	<b>19</b>	LI-01	1.0018	2.04
<b>8</b>	HB-07	0.9954	1.18	<b>20</b>	LI-03	1.0002	1.85
<b>9</b>	HB-09	0.9920	0.69	<b>21</b>	LI-05	1.0002	1.85
<b>10</b>	SI-01	1.0007	1.96	<b>22</b>	LI-07	1.0001	1.85
<b>11</b>	SI-02	0.9912	0.65	<b>23</b>	LI-09	0.9984	1.59
<b>12</b>	SI-03	0.9990	1.78				

Tabla 3.7. Resultados de tensión en barras de la Tercera Fase de la Planta YLB.  
Fuente: Elaboración propia.



- Resultados Fase IV:

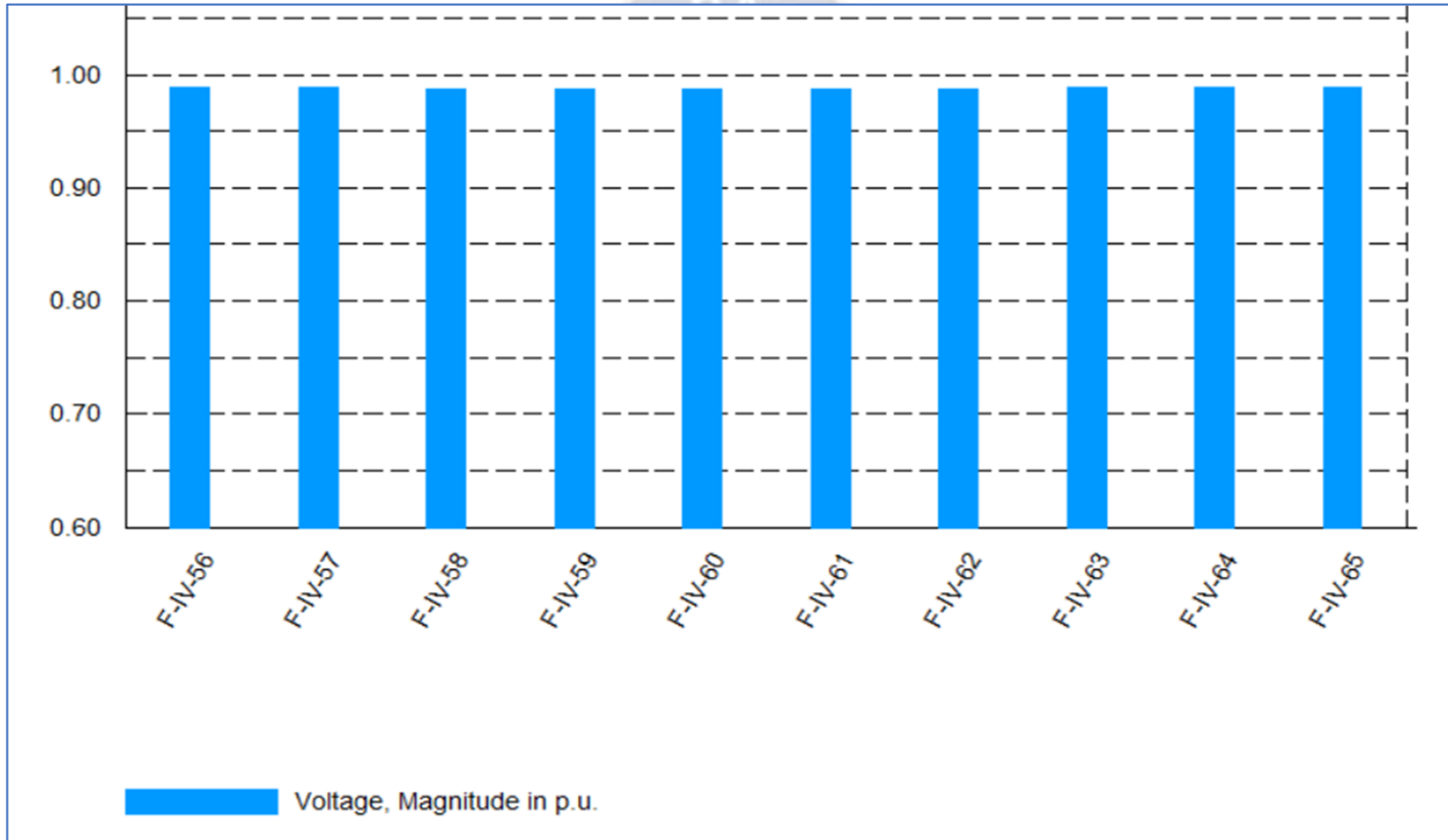


Gráfico 3.9. Perfil de tensión de las barras correspondientes a la Fase IV de la Planta YLB  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

*Resultados de tensión en barras de la Cuarta Fase de la Planta YLB.*

<b>Nro.</b>	<b>Nodo</b>	<b>Modulo [pu.]</b>	<b>Angulo [°]</b>
<b>1</b>	F-IV-56	0.9891	0.67
<b>2</b>	F-IV-57	0.9890	0.66
<b>3</b>	F-IV-58	0.9882	0.40
<b>4</b>	F-IV-59	0.9881	0.39
<b>5</b>	F-IV-60	0.9881	0.39
<b>6</b>	F-IV-61	0.9883	0.41
<b>7</b>	F-IV-62	0.9883	0.41
<b>8</b>	F-IV-63	0.9884	0.42
<b>9</b>	F-IV-64	0.9892	0.68
<b>10</b>	F-IV-65	0.9894	0.69

*Tabla 3.8. Resultados de tensión en barras de la Cuarta Fase de la Planta YLB.  
Fuente: Elaboración propia.*

- Resultados Fase V:

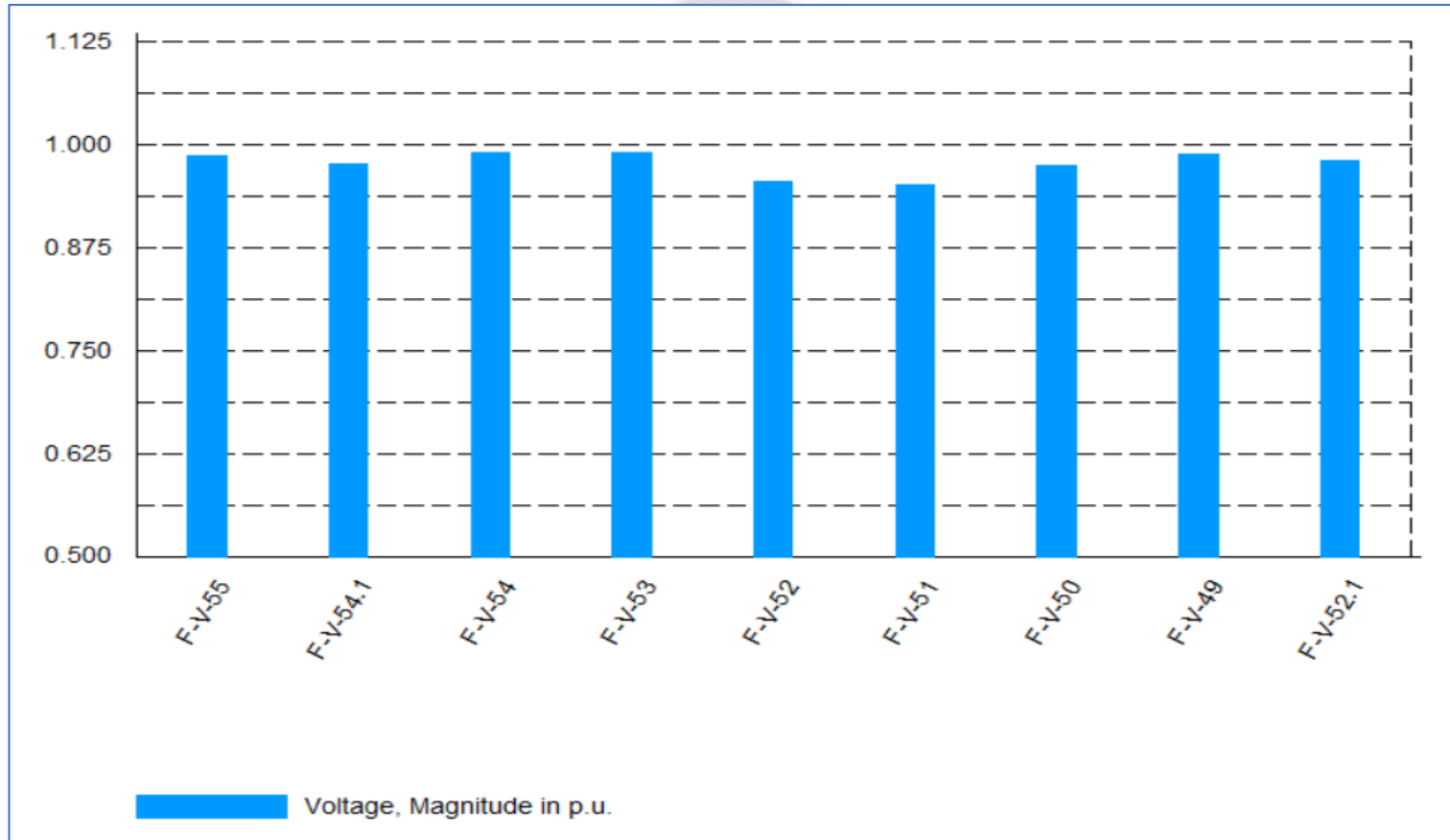


Gráfico 3.10. Perfil de tensión de las barras correspondientes a la Fase V de la Planta YLB  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

*Resultados de tensión en barras de la Quinta Fase de la Planta YLB.*

<b>Nro.</b>	<b>Nodo</b>	<b>Modulo [pu.]</b>	<b>Angulo [°]</b>
<b>1</b>	F-V-55	0.9857	0.43
<b>2</b>	F-V-54.1	0.9761	-0.54
<b>3</b>	F-V-54	0.9903	0.76
<b>4</b>	F-V-53	0.9901	0.57
<b>5</b>	F-V-52	0.9548	-2.69
<b>6</b>	F-V-51	0.9513	-2.95
<b>7</b>	F-V-50	0.9753	-1.10
<b>8</b>	F-V-49	0.9879	0.37
<b>9</b>	F-V-52.1	0.9801	-0.46

*Tabla 3.9. Resultados de tensión en barras de la Quinta Fase de la Planta YLB.  
Fuente: Elaboración propia.*

- **Resultados Fase VI:**

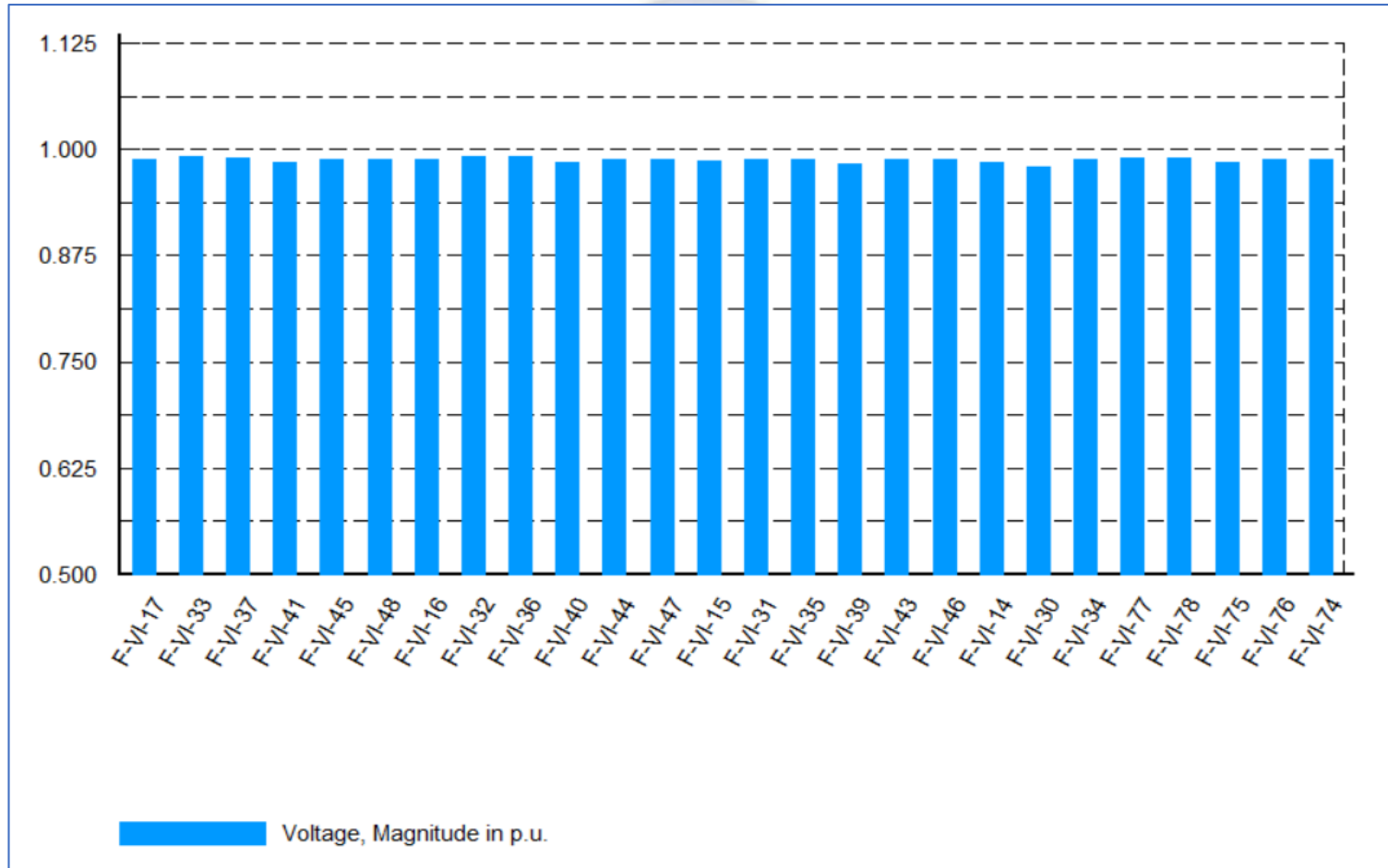


Gráfico 3.11. Perfil de tensión de las barras correspondientes a la Fase VI de la Planta YLB  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

*Resultados de tensión en barras de la Sexta Fase de la Planta YLB.*

<b>Nro.</b>	<b>Nodo</b>	<b>Modulo [pu.]</b>	<b>Angulo [°]</b>	<b>Nro.</b>	<b>Nodo</b>	<b>Modulo [pu.]</b>	<b>Angulo [°]</b>
<b>1</b>	F-VI-14	0.9845	0.29	<b>14</b>	F-VI-40	0.9845	0.29
<b>2</b>	F-VI-15	0.9870	0.41	<b>15</b>	F-VI-41	0.9845	0.29
<b>3</b>	F-VI-16	0.9877	0.45	<b>16</b>	F-VI-43	0.9882	0.40
<b>4</b>	F-VI-17	0.9877	0.45	<b>17</b>	F-VI-44	0.9889	0.45
<b>5</b>	F-VI-30	0.9792	-0.51	<b>18</b>	F-VI-45	0.9889	0.45
<b>6</b>	F-VI-31	0.9888	0.61	<b>19</b>	F-VI-46	0.9881	0.40
<b>7</b>	F-VI-32	0.9913	0.75	<b>20</b>	F-VI-47	0.9888	0.44
<b>8</b>	F-VI-33	0.9913	0.75	<b>21</b>	F-VI-48	0.9888	0.44
<b>9</b>	F-VI-34	0.9888	0.45	<b>22</b>	F-VI-74	0.9891	0.47
<b>10</b>	F-VI-35	0.9886	0.59	<b>23</b>	F-VI-75	0.9845	0.30
<b>11</b>	F-VI-36	0.9911	0.74	<b>24</b>	F-VI-76	0.9890	0.46
<b>12</b>	F-VI-37	0.9893	0.64	<b>25</b>	F-VI-77	0.9892	0.64
<b>13</b>	F-VI-39	0.9838	0.24	<b>26</b>	F-VI-78	0.9891	0.63

*Tabla 3.10. Resultados de tensión en barras de la Sexta Fase de la Planta YLB.*

*Fuente: Elaboración propia.*



- Resultados Fase VII:

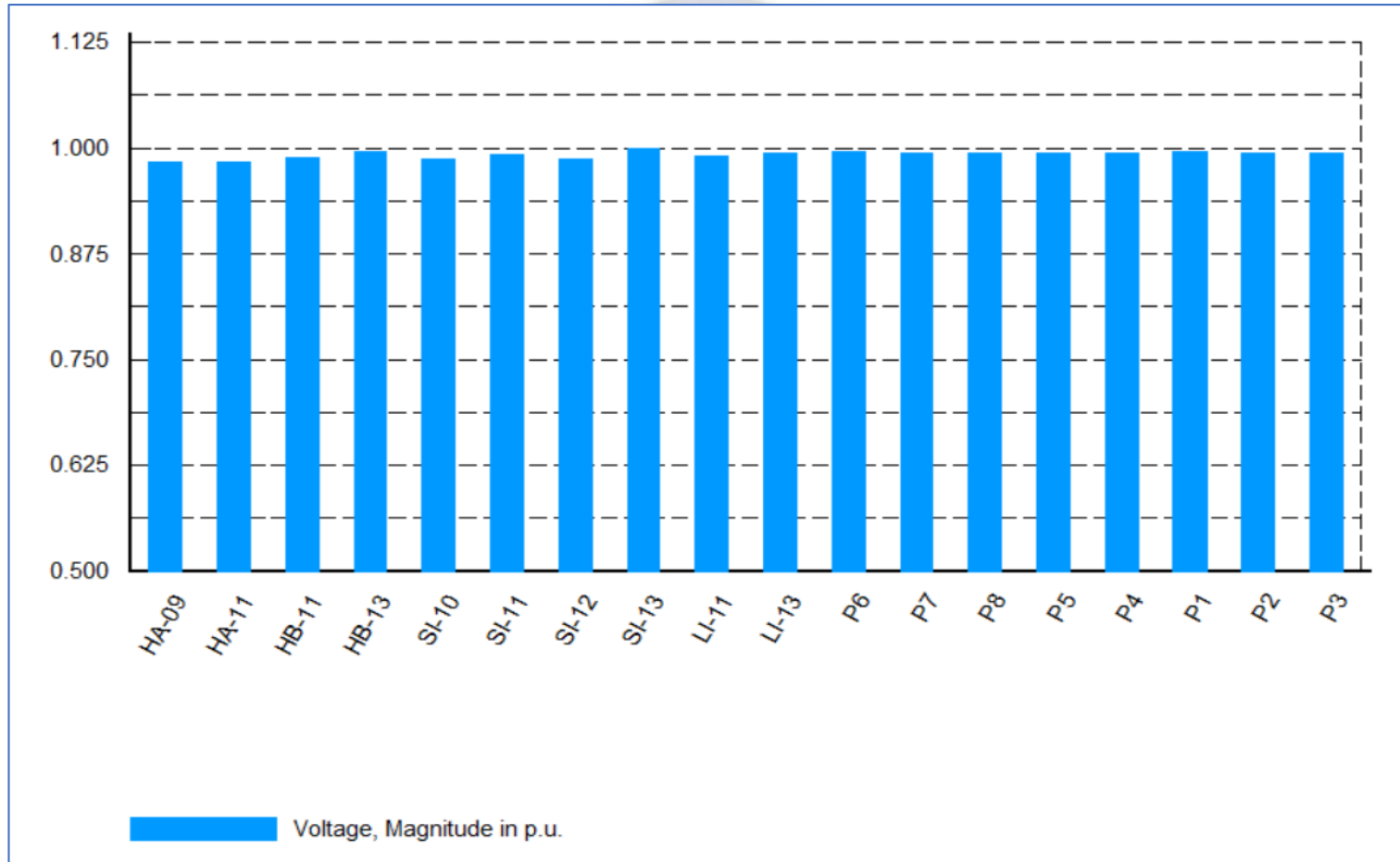


Gráfico 3.12. Perfil de tensión de las barras correspondientes a la Fase VII de la Planta YLB  
Fuente: Elaboración propia.

*Resultados de tensión en barras de la Séptima Fase A de la Planta YLB.*

<b>Nro.</b>	<b>Nodo</b>	<b>Modulo [pu.]</b>	<b>Angulo [°]</b>	<b>Nro.</b>	<b>Nodo</b>	<b>Modulo [pu.]</b>	<b>Angulo [°]</b>
<b>1</b>	HA-09	0.9839	-0.06	<b>10</b>	LI-13	0.9929	1.07
<b>2</b>	HA-11	0.9839	-0.06	<b>11</b>	P6	0.9950	1.45
<b>3</b>	HB-11	0.9884	0.21	<b>12</b>	P7	0.9942	1.22
<b>4</b>	HB-13	0.9954	1.17	<b>13</b>	P8	0.9942	1.22
<b>5</b>	SI-10	0.9860	0.12	<b>14</b>	P5	0.9942	1.22
<b>6</b>	SI-11	0.9927	0.66	<b>15</b>	P4	0.9944	1.23
<b>7</b>	SI-12	0.9860	0.12	<b>16</b>	P1	0.9951	1.45
<b>8</b>	SI-13	0.9994	1.74	<b>17</b>	P2	0.9941	1.21
<b>9</b>	LI-11	0.9897	0.71	<b>18</b>	P3	0.9940	1.20

*Tabla 3.11. Resultados de tensión en barras de la Séptima Fase A de la Planta YLB.*

*Fuente: Elaboración propia.*

- Resultados Pozos de agua semi salada:

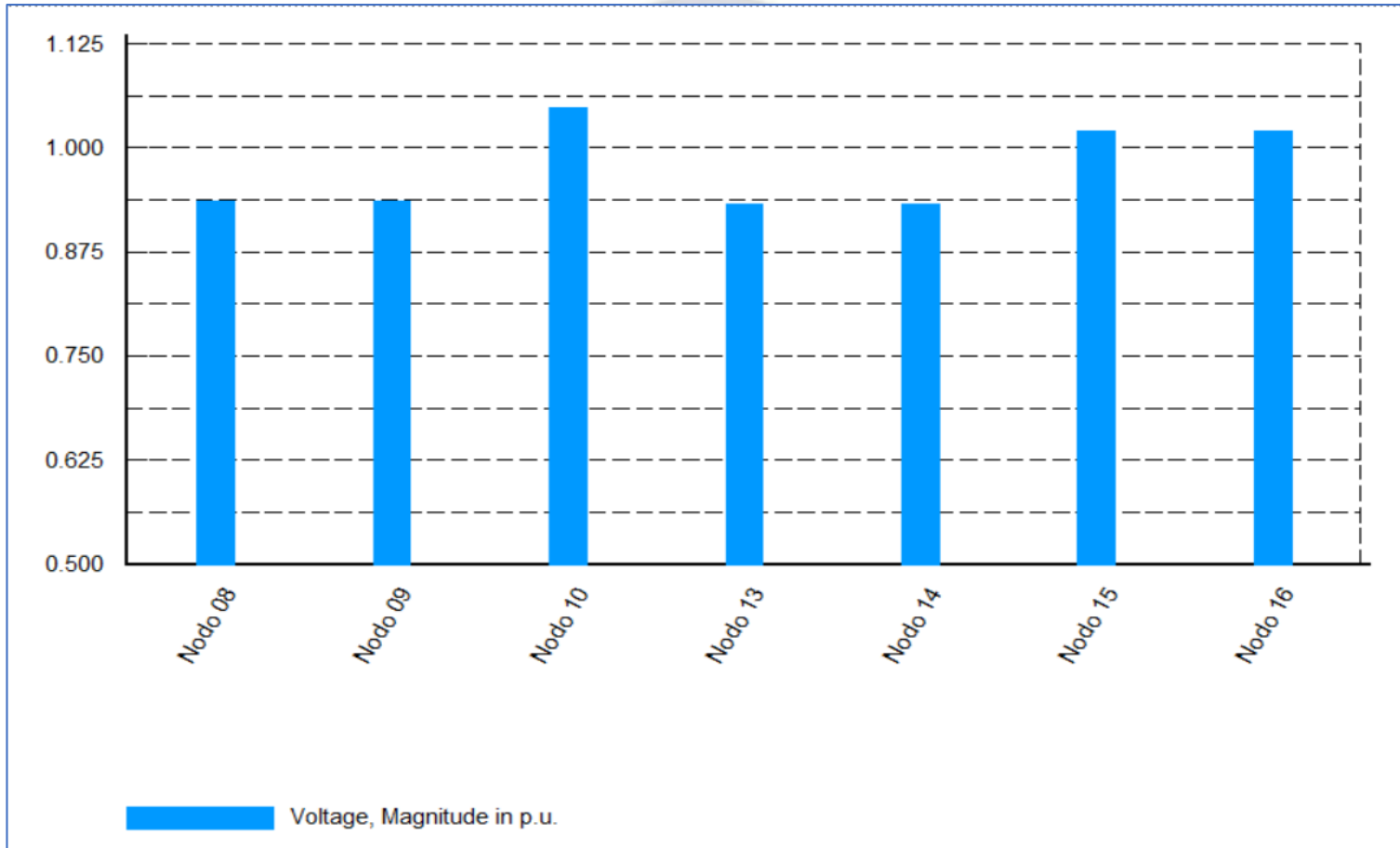


Gráfico 3.13. Perfil de tensión de las barras correspondientes a los pozos de agua semi salada de la Planta YLB  
Fuente: Elaboración propia.

*Resultados de tensión en barras de la Séptima Fase B de la Planta YLB.*

<b>Nro.</b>	<b>Nodo</b>	<b>Modulo [pu.]</b>	<b>Angulo [°]</b>
<b>1</b>	Nodo 08	0.9351	-37.59
<b>2</b>	Nodo 09	0.9351	-37.59
<b>3</b>	Nodo 10	1.0482	-30.07
<b>4</b>	Nodo 13	0.9329	-37.63
<b>5</b>	Nodo 14	0.9329	-37.63
<b>6</b>	Nodo 15	1.0200	-29.69
<b>7</b>	Nodo 16	1.0200	-29.69

*Tabla 3.12. Resultados de tensión en barras de la Séptima Fase B de la Planta YLB.  
Fuente: Elaboración propia.*

### 3.2.2.1 Validación de resultados obtenidos en DigSILENT vs. Matlab (sistema simplificado YLB - 10 NODOS)

Con la finalidad de verificar los resultados obtenidos en el anterior acápite, recurrimos a las herramientas de calculo que nos brinda el software Matlab<sup>3</sup>, para tal efecto, se agrupa las cargas distribuidas correspondientes a cada fase del proyecto según la siguiente tabla:

Nodo	Elemento	Fase
1	G1	Representación equivalente SIN
2	G2	Generadores de respaldo
	M	Carga Planta Sales de Potasio
3	G3	Generadores de respaldo
4	C-III	Motores Fase III
5	C-VII-A	Motores Fase VII-A
6	C-II	Motores Fase II
7	C-IV	Motores Fase IV
8	C-I	Motores Fase I
9	C-VI	Motores Fase VI
10	C-V, C-Vi, C-VII-B	Motores Fase V, Fase VI y Fase VII-b

Tabla 3.13. Descripción de agrupación de cargas sistema eléctrico YLB  
Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 3.13 se puede advertir que en el Nodo 1, se encuentra representado la barra en Media Tensión que interconecta mediante un transformador de reducción a la Subestación Lito, mismo que se encuentra interconectado al SIN. En los nodos 2 y 3, se encuentra representado los generadores de respaldo con los que cuenta la Planta Industrial de Salmuera del Salar de Uyuni, al ser de respaldo estas unidades, en el presente estudio, se considera como elementos inactivos, ya que se está evaluando el desempeño en condicione normales de operación.

Los nodos 3 al 10, concentran las diferentes cargas que conforman los motores y cargas que intervienen en cada fase de implementación del proyecto

<sup>3</sup> Matlab, es un software de computación numérica y programación utilizado para analizar datos, desarrollo de algoritmos y creación de modelos.

A continuación, se muestra la representación gráfica correspondiente a la Tabla 3.13, mismo que se encuentra acorde al Diagrama Unifilar completo que se muestra en el Anexo A.

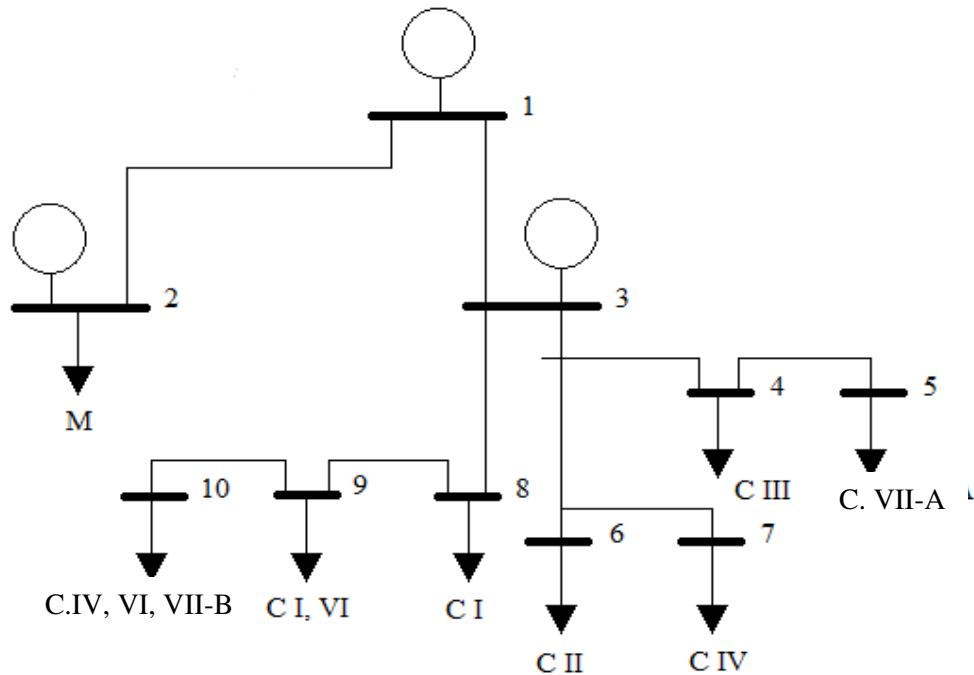


Figura 3.14 Diagrama Unifilar simplificado Planta YLB (10 nodos)  
Fuente: Elaboración propia.

Un aspecto importante por determinar, son las variables que intervienen en el proceso de cálculo de flujos de potencia son las variables de estado que intervienen en sistemas eléctricos de potencia. en la siguiente tabla se muestra, el tipo de barra, las variables de perturbación, las variables de control y las variables de estado. Es importante mencionar que el Nodo 1 se designa como barra Slack, debido a que se encuentra conectado al SIN, que consecuentemente es la barra de referencia para la red eléctrica de YLB y que permita resolver los sistemas de ecuaciones de este sistema eléctrico en particular.



Nodo	Tipo	Var. de Perturbación		Var. de Control		Var. de Estado	
		Datos		Especificaciones		Incógnitas	
1	SW	Pd1	Qd1	Pg1	IV1I	Qg1	$\delta 1$
2	PQ	Pd2	Qd2	Pg2	Qg2	V2	$\delta 2$
3	PQ	Pd3	Qd3	Pg3	Qg3	V3	$\delta 3$
4	PQ	Pd4	Qd4	Pg4	Qg4	V4	$\delta 4$
5	PQ	Pd5	Qd5	Pg5	Qg5	V5	$\delta 5$
6	PQ	Pd6	Qd6	Pg6	Qg6	V6	$\delta 6$
7	PQ	Pd7	Qd7	Pg7	Qg7	V7	$\delta 7$
8	PQ	Pd8	Qd8	Pg8	Qg8	V8	$\delta 8$
9	PQ	Pd9	Qd9	Pg9	Qg9	V9	$\delta 9$
10	PQ	Pd10	Qd10	Pg10	Qg10	V10	$\delta 10$

Tabla 3.14. Tipo de barras sistema reducido 10 nodos.  
Fuente: Elaboración propia.

- Elementos Pasivos

Otros datos imprescindibles que intervienen en el cálculo de flujos de potencia son los datos que corresponden a los elementos pasivos, tales como las resistencias y reactancias, en la siguiente tabla se muestra los datos de las líneas que intervienen en el diagrama unifilar simplificado que se muestra en la siguiente tabla:

i	j	Lij [km]	Rij [ohm]	Xij [ohm]	rij [pu.]	xij [pu.]	zij [pu.]	yij [pu.]
1	2	0.45	0.144	0.419	0.0105	0.030	0,0105+ 0,0304i	10,1302- 29,431i
1	3	1.00	0.144	0.419	0.0232	0.068	0,0232+ 0,0675i	4,5586- 13,2439i
3	4	1.00	0.144	0.419	0.0232	0.068	0,0232+ 0,0675i	4,5586- 13,2439i
3	6	0.50	0.144	0.419	0.0116	0.034	0,0116+ 0,0338i	9,1172- 26,4877i
3	8	1.00	0.144	0.419	0.0232	0.068	0,0232+ 0,0675i	4,5586- 13,2439i
4	5	0.58	0.144	0.419	0.0135	0.039	0,0135+ 0,0392i	7,8596- 22,8342i
6	7	1.00	0.144	0.419	0.0232	0.068	0,0232+ 0,0675i	4,5586- 13,2439i
8	9	2.00	0.144	0.419	0.0465	0.135	0,0465+ 0,1350i	2,2793- 6,6219i
9	10	0.58	0.144	0.419	0.0135	0.039	0,0135+ 0,0392i	7,8596- 22,8342i

Tabla 3.15. Elementos Pasivos del sistema reducido 10 nodos.

Fuente: Elaboración propia.

El Método de cálculo adoptado, es la misma metodología que adopta DigSILENT PowerFactory de Newton Raphson, mismo que fue enunciado en el Marco Teórico, el programa ejecutado a través del entorno Matlab se muestra en el ANEXO E, obteniendo los siguientes resultados en los nodos:

NODOS		MATLAB		DIGSILENT		DIFERENCIA	
Matlab	Sist. YLB	Modulo [pu.]	Angulo [°]	Modulo [pu.]	Angulo [°]	Modulo [%]	Angulo [%]
1	Nodo 01	0.9845	0.3924	0.9881	0.3954	<b>0.36</b>	<b>0.76</b>
2	Nodo 02	0.9962	0.6554	0.9927	0.6554	<b>0.35</b>	<b>0.00</b>
3	Nodo 17	0.9856	0.4659	0.9891	0.4669	<b>0.35</b>	<b>0.21</b>
4	Nodo 26	0.9845	0.1115	0.986	0.1184	<b>0.15</b>	<b>5.83</b>
5	Nodo 31	0.9848	0.2913	0.9845	0.2957	<b>0.03</b>	<b>1.49</b>
6	Nodo 61	0.9923	1.7458	0.9994	1.7437	<b>0.71</b>	<b>0.12</b>
7	Nodo 87	0.9856	0.2956	0.9845	0.2957	<b>0.11</b>	<b>0.03</b>
8	Nodo 97	0.9859	0.7149	0.9897	0.7131	<b>0.38</b>	<b>0.25</b>
9	Nodo 118	0.9945	0.9448	0.9934	0.9468	<b>0.11</b>	<b>0.21</b>
10	Nodo 142	0.9848	0.3932	0.9881	0.3901	<b>0.33</b>	<b>0.79</b>

Tabla 3.16. Resultados del sistema reducido 10 nodos.

Fuente: Elaboración propia.

A partir de los resultados obtenidos tanto en el entorno de DigSILENT PowerFactory y en el entorno de Matlab, se obtuvieron resultados ampliamente idénticos, en la Tabla 3.16, se puede evidenciar que los valores de voltaje en nodo obtenidos presentan un margen de diferencia entre 0.03% y 0.71%, lo que nos permite afirmar que no existe diferencias significativas en los resultados obtenidos mediante ambos softwares. Por otra parte, en lo referente a los resultados de ángulos de fase obtenidos, si bien existen una correlación en estos valores, se advierte una leve diferencia porcentual en los resultados que oscilan entre 0.00% y 5.83%, sin embargo, las diferencias obtenidas aún se encuentran dentro de márgenes aceptables de error estadístico. Cabe mencionar que un aspecto que influyo en los resultados obtenidos en el software Matlab, fue la precisión de cálculo y los elementos de transmisión de corta distancia que no fueron considerados en el diagrama unifilar simplificado.

Por lo anterior mencionado, se puede afirmar que los resultados de flujo de potencia, obtenidos mediante simulación en el software DigSILENT PowerFactory son validados y es posible a realizar otros estudios eléctricos en la base de datos implementado en el mencionado entorno. En el siguiente acápite se desarrolla el cálculo de flujos de potencia para escenarios de demanda media y demanda mínima de la planta YLB.

### **3.2.3 Flujos de potencia en estado estacionario. Caso: Demanda media.**

Al igual que en el anterior acápite, se realiza los cálculos de flujos de potencia en estado estacionario para el caso de **demanda media** del sistema eléctrico de YLB, mediante simulación en el software DigSILENT PowerFactory, los resultados detallados de la ejecución del programa se muestran en el anexo B.

En la Figura 3.15 se muestra los resultados de la tabla resumen del flujo de potencia para el caso de demanda media, y en la Tabla 3.17 se resumen los parámetros mas relevantes, donde se observa una potencia Inyectada de 4.52 MW y 0.52 MVar, una demanda de potencia total de 3.33 MW y 1.20 MVar, las perdidas totales en la red eléctrica alcanzan una potencia total de 0.19 MW, mismo que equivale a un 5.71% de la demanda de potencia.

Otro aspecto que destacar en este estudio de demanda media, es la similitud existente entre la demanda total calculada (4.52 MW) y la demanda promedio obtenida de 3.99 MW (según el acápite 3.2.1 *Determinación de los escenarios de operación*), realizando una comparativa entre estos dos valores, se observa una diferencia porcentual de 11.73%, como se muestra en la Tabla 3.18.

PARAMETROS	VALOR
Inyección de potencia Activa (MW)	4.52
Inyección de potencia Reactiva (MVar)	0.52
Demanda de potencia Activa (MW)	3.33
Demanda de potencia Reactiva (MVar)	1.20
Perdidas de potencia (MW)	0.19
Perdidas de potencia (%)	5.71

Tabla 3.17. Resumen de inyección y demanda de potencia de YLB, Caso: Demanda media.  
Fuente: Elaboración propia.

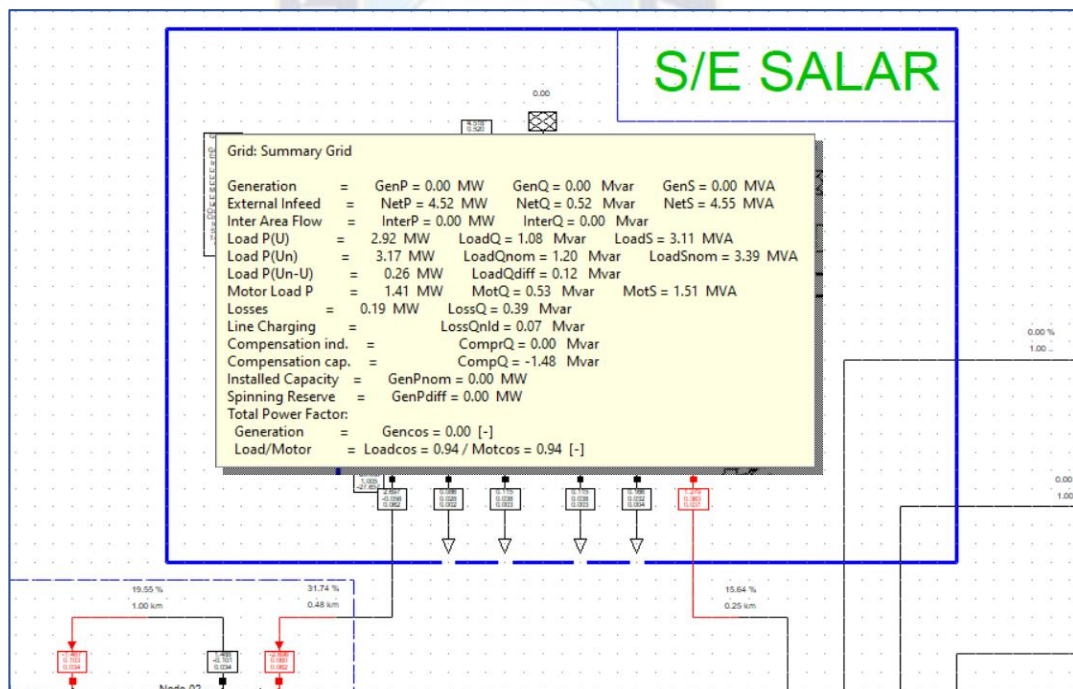


Figura 3.15 Cuadro resumen de flujo de potencia, Caso: Demanda media.  
Fuente. Elaboración propia.

Demanda Calculada (MW)	Demanda Real (MW) (*)	Diferencia (%)
4.52	3.99	11.73

(\*) Datos obtenidos de los estadísticos de inyecciones y retiros de carga del CNDC  
Tabla 3.18. Comparación Demanda Calculada vs. Demanda Real, Caso: Demanda media.  
Fuente: Elaboración propia.

### 3.2.4 Flujos de potencia en estado estacionario. Caso: Demanda mínima.

Para la determinación de los resultados en estado estacionario para el caso de demanda mínima, se adecua el diagrama unifilar de YLB implementado en el acápite 3.1, de modo tal que las características de la carga cumplan las particularidades descrito en el apartado 3.2.1. El escenario de demanda mínima, es un estado de operación donde la cadena de producción de la Planta de YLB se encuentra detenida, sin embargo, en estas condiciones, aun existe demanda de energía, la cual es consumida por servicios auxiliares como ser, sistemas de iluminación, cargas de climatización, cargas de oficinas y campamentos, etc. Es importante mencionar que, para estas condiciones de operación, es necesario reducir la producción de energía reactiva, ya que al tener un aporte significativo de potencia reactiva por parte de las líneas de transmisión, se presenta un incremento en los niveles de voltaje, por tanto, se hace necesario desactivar los bancos de capacitores que se encuentran en la planta de sales de potasio.

El resumen de los resultados obtenidos mediante simulación en el software DigSILENT PowerFactory se muestra en la Figura 3.16, de donde se observa un total de potencia Inyectada de 1.75 MW y 0.62 MVAR, una demanda de potencia total de 1.67 MW y 0.13 MVAR, las pérdidas de potencia total en la red eléctrica alcanzan a 0.19 MW, mismo que equivale a un 4.79% de la demanda de potencia.

Finalmente, comparando el resultado de potencia inyectada obtenido mediante la simulación (1.75 MW) con la demanda real obtenida de los estadísticos de inyección y retiro de carga publicados por el CNDC (1.65 MW) (véase acápite 3.2.1, en el caso demanda mínima), se observa una diferencia porcentual de 5.71%, estos resultados se muestran en la Tabla 3.20.

PARAMETROS	VALOR
Inyección de potencia Activa (MW)	1.75
Inyección de potencia Reactiva (MVAR)	0.62
Demanda de potencia Activa (MW)	1.67
Demanda de potencia Reactiva (MVAR)	0.13
Perdidas de potencia (MW)	0.08
Perdidas de potencia (%)	4.79

Tabla 3.19. Resumen de inyección y demanda de potencia de YLB, Caso: demanda mínima.  
Fuente: Elaboración propia.



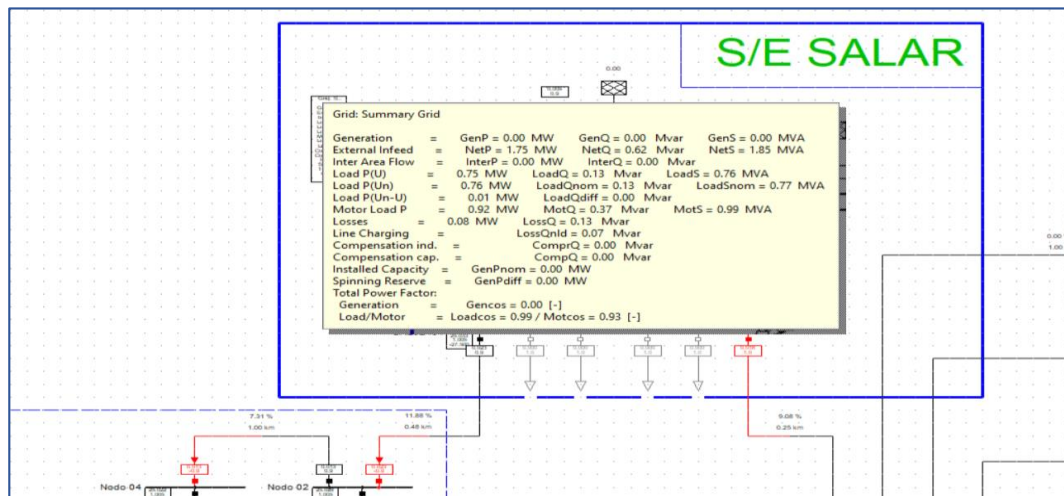


Figura 3.16 Cuadro resumen de flujo de potencia, Caso: Demanda mínima.  
Fuente. Elaboración propia.

Demanda Calculada (MW)	Demanda Real (MW) (*)	Diferencia (%)
1.75	1.65	5.71

(\*) Datos obtenidos de los estadísticos de inyecciones y retiros de carga del CNDC

Tabla 3.20. Comparación Demanda Calculada vs. Demanda Real, Caso: Demanda mínima.

Fuente: Elaboración propia.

de cortocircuitos del sistema eléctrico de la Planta Industrial de Salmuera del Salar de Uyuni.

### 3.3 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS EN LAS BARRAS DEL SISTEMA DE YLB.

Para realizar la implementación y simulación de la coordinación del sistema de protecciones, se realiza utilizando las herramientas disponibles en el software DigSILENT Power Factory acorde al procedimiento que se describe en el acápite 2.4.

El estudio de cortocircuitos en el sistema de transmisión de la Planta YLB, se realiza en el modelo ya implementado en el software DigSILENT PowerFactory, mediante la opción de cálculo de cortocircuito, se selecciona todas las barras y nodos que forman parte de la red de media tensión, de donde se obtienen los resultados que se muestran en el ANEXO D.

En la Tabla 3.21 se muestran las barras y/o nodos con el mayor valor de potencia de cortocircuito, en la misma tabla se puede evidenciar que las barras que presentan la



mayor potencia de cortocircuito de la red, son las barras correspondientes a la Subestación Litio, ya que es el alimentador principal para toda la red eléctrica que integra la Planta de YLB.

En la Tabla 3.21 se muestran los siguientes valores:

- $S_k''$  [MVA] : Potencia de cortocircuito.
- $I_k''$  [kA] : Corriente de cortocircuito.
- $I_k'$  [kA] : Corriente de cortocircuito monofásico.
- $I_p$  [kA] : Corriente de cortocircuito pico.
- $I_b$  [kA] : Corriente de cortocircuito de secuencia positiva.
- $I_{b2}$  [kA] : Corriente de cortocircuito de secuencia negativa.
- $I_{th}$  [kA] : Corriente de cortocircuito equivalente Thévenin.

Resultados de Corto Circuito en Periodo Máximo.

Nro	Nodo	$S_k''$ [MVA]	$I_k''$ [kA]	$I_k'$ [kA]	$I_p$ [kA]	$I_b$ [kA]	$I_{b2}$ [kA]	$I_{th}$ [kA]
1	HA-01	2.09	3.17	2.65	7.75	2.7	3.96	3.22
2	HA-03	2.08	3.16	2.65	7.72	2.69	3.96	3.21
3	HA-05	2.08	3.17	2.65	7.74	2.69	3.96	3.22
4	HA-07	2.08	3.16	2.65	7.73	2.69	3.95	3.21
5	HA-09	2.76	4.2	3.52	10.54	3.57	5.45	4.28
6	HA-11	2.76	4.2	3.51	10.53	3.57	5.44	4.28
7	HB-01	1.83	2.79	2.65	6.8	2.66	5.89	2.83
8	HB-03	1.92	2.92	2.65	7.12	2.67	3.91	2.96
9	HB-05	1.92	2.92	2.65	7.11	2.67	3.91	2.96
10	HB-07	1.92	2.91	2.65	7.11	2.67	3.91	2.96
11	HB-09	1.98	3.01	2.65	7.34	2.68	3.92	3.05
12	HB-11	2.04	3.1	2.64	7.57	2.68	3.94	3.15
13	HB-13	1.89	2.87	2.64	7	2.66	3.89	2.92
14	SI-01	1.78	2.7	2.65	6.59	2.66	3.88	2.75
15	SI-02	1.35	2.05	1.77	5.22	1.8	2.82	2.09
16	SI-03	1.81	2.75	2.65	6.7	2.66	3.88	2.79
17	SI-04	1.35	2.05	1.77	5.21	1.79	2.82	2.09
18	SI-05	1.81	2.75	2.65	6.7	2.66	3.88	2.79
19	SI-06	1.35	2.04	1.77	5.21	1.79	2.82	2.09
20	SI-07	1.81	2.74	2.65	6.69	2.66	3.88	2.79
21	SI-08	1.34	2.04	1.77	5.2	1.79	2.81	2.09

Nro	Nodo	Sk'' [MVA]	Ik'' [kA]	Ik' [kA]	Ip [kA]	Ib [kA]	Ib2 [kA]	Ith [kA]
22	SI-09	1.85	2.81	2.64	6.85	2.66	3.88	2.85
23	SI-10	2.73	4.14	3.52	10.4	3.57	5.43	4.22
24	SI-11	1.31	2	1.77	5.09	1.79	2.8	2.04
25	SI-12	2.72	4.14	3.51	10.39	3.56	5.43	4.22
26	SI-13	2.39	3.63	3.51	9.13	3.52	5.33	3.7
27	LI-01	1.77	2.68	2.66	6.54	2.66	3.88	2.72
28	LI-03	1.8	2.74	2.65	6.67	2.66	3.88	2.78
29	LI-05	1.8	2.73	2.65	6.67	2.66	3.88	2.78
30	LI-07	1.8	2.73	2.65	6.66	2.66	3.88	2.77
31	LI-09	1.85	2.8	2.65	6.84	2.66	3.89	2.85
32	LI-11	1.97	2.99	2.65	7.29	2.67	3.92	3.03
33	LI-13	1.91	2.9	2.64	7.08	2.67	3.9	2.95
34	56	2	3.04	2.64	7.42	2.68	3.93	3.09
35	57	2	3.03	2.64	7.39	2.67	3.91	3.08
36	58	2.04	3.09	2.63	7.55	2.67	3.91	3.14
37	59	2.03	3.09	2.63	7.53	2.66	3.9	3.14
38	60	2.03	3.08	2.62	7.51	2.66	3.89	3.13
39	61	2.03	3.09	2.63	7.53	2.66	3.9	3.14
40	62	2.04	3.09	2.63	7.55	2.67	3.92	3.14
41	63	2.04	3.1	2.64	7.57	2.68	3.93	3.15
42	64	2	3.04	2.64	7.42	2.68	3.93	3.09
43	65	2	3.05	2.65	7.44	2.68	3.94	3.09
44	21	1.91	2.9	2.65	7.08	2.67	3.91	2.95
45	23	2.13	3.23	2.65	7.9	2.7	3.97	3.28
46	24	2.23	3.39	2.65	8.28	2.71	3.99	3.15
47	27	1.86	2.82	2.63	6.87	2.65	3.87	2.86
48	28	1.97	3	2.63	7.31	2.66	3.89	3.04
49	29	1.93	2.93	2.62	7.14	2.65	3.87	2.98
50	69	2.77	4.22	3.48	10.56	3.54	5.38	4.3
51	70	2.88	4.37	3.47	11.46	3.54	6.43	4.16
52	71	2.87	4.36	3.46	11.41	3.53	6.37	4.14
53	66	2.23	3.39	2.64	8.27	2.7	3.99	3.15
54	67	2.9	4.41	3.51	11.59	3.59	6.66	4.2
55	68	2.9	4.4	3.51	11.58	3.58	6.64	4.2
56	19	1.25	1.9	1.77	4.85	1.78	2.8	1.94
57	10	1.29	1.96	1.77	5	1.78	2.8	2
58	INT	1.57	2.38	1.76	6.04	1.81	2.86	2.2
59	1	1.26	1.92	1.76	4.9	1.78	2.78	1.96
60	2	1.93	2.94	2.63	7.16	2.65	3.88	2.98
61	3	1.97	2.99	2.62	7.28	2.65	3.88	3.04

Nro	Nodo	Sk'' [MVA]	Ik'' [kA]	Ik' [kA]	Ip [kA]	Ib [kA]	Ib2 [kA]	Ith [kA]
62	4	2.69	4.09	3.46	10.23	3.52	5.32	4.17
63	18	1.37	2.08	1.77	5.29	1.79	2.82	2.12
64	55	1.95	2.97	2.63	7.24	2.66	3.9	3.01
65	54.1	2.09	3.18	2.64	7.76	2.68	3.94	3.23
66	54	2.54	3.85	3.5	10.24	3.53	6.52	4
67	53	2.6	3.95	3.5	10.47	3.53	6.52	4.09
68	52	2.45	3.72	2.64	9.11	2.72	4.04	3.37
69	51	2.5	3.79	2.63	9.28	2.73	4.05	3.41
70	50	1.51	2.29	1.76	5.8	1.8	2.84	2.13
71	49	2.65	4.03	3.49	10.67	3.54	6.52	4.17
72	52.1	2.8	4.26	3.5	11.23	3.57	6.62	4.4
73	P6	1.8	2.74	2.63	6.67	2.64	3.86	2.78
74	P7	2.44	3.7	3.5	9.87	3.52	6.49	3.85
75	P8	2.44	3.7	3.5	9.86	3.51	6.47	3.85
76	P5	2.44	3.7	3.5	9.88	3.52	6.5	3.85
77	P4	2.44	3.71	3.5	9.89	3.52	6.52	3.86
78	P1	1.8	2.74	2.64	6.67	2.64	3.86	2.78
79	P2	2.44	3.71	3.5	9.88	3.52	6.51	3.86
80	P3	2.44	3.7	3.5	9.87	3.52	6.49	3.85
81	17	1.94	2.95	2.62	7.19	2.65	3.88	2.99
82	33	2.5	3.8	3.47	10.09	3.5	6.38	3.94
83	37	2.52	3.82	3.46	10.12	3.49	6.33	3.96
84	41	1.94	2.95	2.6	7.18	2.63	3.85	2.99
85	45	2.54	3.85	3.44	10.17	3.47	6.22	3.99
86	48	2.53	3.84	3.43	10.13	3.46	6.17	3.97
87	16	1.94	2.95	2.62	7.19	2.65	3.88	2.99
88	32	2.5	3.8	3.47	10.09	3.5	6.38	3.94
89	36	2.5	3.79	3.46	10.04	3.49	6.32	3.93
90	40	1.95	2.96	2.6	7.2	2.63	3.85	3
91	44	2.54	3.86	3.44	10.17	3.47	6.22	3.99
92	47	2.53	3.84	3.43	10.13	3.46	6.17	3.97
93	15	1.94	2.94	2.62	7.17	2.64	3.87	2.99
94	31	2.52	3.82	3.46	10.13	3.49	6.35	3.96
95	35	2.51	3.81	3.45	10.09	3.48	6.29	3.95
96	39	1.94	2.95	2.6	7.18	2.63	3.84	3
97	43	2.53	3.85	3.43	10.14	3.46	6.19	3.97
98	46	2.52	3.83	3.42	10.1	3.45	6.13	3.96
99	14	1.96	2.97	2.62	7.24	2.65	3.88	3.02
100	30	1.38	2.1	1.75	5.34	1.78	2.79	2.15
101	34	2.55	3.87	3.45	10.22	3.49	6.3	4

Nro	Nodo	Sk'' [MVA]	Ik'' [kA]	Ik' [kA]	Ip [kA]	Ib [kA]	Ib2 [kA]	Ith [kA]
102	77	2.52	3.84	3.48	10.17	3.5	6.4	3.98
103	78	2.52	3.83	3.46	10.13	3.49	6.34	3.96
104	75	1.96	2.97	2.62	7.24	2.65	3.88	3.02
105	76	2.55	3.88	3.46	10.26	3.5	6.35	4.02
106	74	2.56	3.9	3.48	10.32	3.51	6.44	4.04
107	LL00	8.35	12.69	12.66	33.6	12.66	22.16	13.14
108	LL08	1.15	1.75	1.75	4.45	1.75	2.7	1.79
109	LL07	1.15	1.74	1.74	4.44	1.74	2.7	1.78
110	LL06	0.69	1.05	1.05	2.8	1.05	1.87	1.09
111	PSG01	2.22	3.38	3.38	8.41	3.38	5.03	3.44
112	PSG03	0.69	1.05	1.05	2.79	1.05	1.85	1.09
113	PSG00	0.69	1.05	1.05	2.78	1.05	1.85	1.09
114	PSG02	0.69	1.05	1.05	2.79	1.05	1.86	1.09
115	LL01	1.14	1.74	1.74	4.42	1.74	2.68	1.78
116	LL10	0.69	1.05	1.05	2.8	1.05	1.87	1.09
117	LL05	1.14	1.74	1.74	4.42	1.74	2.68	1.78
118	LL09	1.14	1.74	1.74	4.42	1.74	2.68	1.78
119	LL03	1.14	1.74	1.74	4.42	1.74	2.68	1.78
120	20	1.27	1.93	1.77	4.94	1.79	2.81	1.98
121	22	2.07	3.14	2.65	7.68	2.69	3.96	3.19
122	13	1.54	2.34	1.76	5.93	1.81	2.85	2.17
123	12	1.41	2.14	1.76	5.43	1.79	2.82	2.18
124	11	1.82	2.77	2.64	6.75	2.65	3.88	2.81
125	13.2	2.29	3.48	3.48	9.29	3.48	6.31	3.62
126	12.1	2.31	3.5	3.5	8.82	3.5	5.3	3.57
127	13.1	5.6	8.51	8.5	23.21	8.5	17.49	9.06
128	13.3	2.29	3.48	3.48	9.29	3.48	6.31	3.62
129	26	1.82	2.77	2.65	6.74	2.66	3.88	2.81
130	25	2.02	3.07	2.63	7.48	2.67	3.91	3.11
131	5	1.46	2.22	1.76	5.64	1.8	2.82	2.09
132	7	2.42	3.68	3.49	9.25	3.5	5.31	3.75
133	9	1.21	1.84	1.76	4.71	1.77	2.77	1.89
134	6	1.56	2.37	1.76	6	1.81	2.85	2.19
135	8	2.35	3.57	3.49	8.98	3.49	5.29	3.64
136	Nodo 01	634.55	14.71	13.84	36.79	13.92	20.98	14.99
137	Nodo 02	546.89	12.68	11.96	30.35	12.02	17.35	12.85
138	Nodo 03	181.81	17.49	16.37	40.72	16.47	23.67	17.69
139	Nodo 04	411.57	9.54	9.08	21.54	9.12	12.95	9.63
140	Nodo 05	175.86	16.92	15.82	38.86	15.91	22.75	17.1
141	Nodo 06	136.5	13.13	11.68	30.66	11.8	23.01	13.29

Nro	Nodo	Sk'' [MVA]	Ik'' [kA]	Ik' [kA]	Ip [kA]	Ib [kA]	Ib2 [kA]	Ith [kA]
142	Nodo 07	177.24	17.06	15.8	39.01	15.9	22.7	17.23
143	Nodo 08	8.47	12.22	12.18	34.17	12.18	30.97	14.65
144	Nodo 09	8.47	12.22	12.18	34.17	12.18	30.97	14.65
145	Nodo 10	8.44	12.18	12.13	34.06	12.14	30.86	14.6
146	Nodo 11	135.84	13.07	11.62	30.5	11.74	22.94	13.22
147	Nodo 12	173.5	16.7	15.44	37.85	15.54	22.15	16.86
148	Nodo 13	8.38	12.09	12.05	33.78	12.05	30.4	14.35
149	Nodo 14	8.38	12.09	12.05	33.78	12.05	30.4	14.35
150	Nodo 15	8.35	12.06	12.01	33.69	12.02	30.31	14.31
151	Nodo 16	8.35	12.06	12.01	33.69	12.02	30.31	14.31
152	Nodo 17	459.37	10.65	9.91	24.6	9.97	14.25	10.77
153	Nodo 18	352.6	8.18	7.73	18.1	7.76	11.02	8.25
154	Nodo 19	352.6	8.18	7.73	18.1	7.76	11.02	8.25
155	Nodo 20	173.72	263.94	255.59	617.6	256.28	367.46	267.04
156	Nodo 21	34.57	52.53	50.07	112.24	50.27	87.61	52.92
157	Nodo 22	352.6	8.18	7.73	18.1	7.76	11.02	8.25
158	Nodo 23	352.6	8.18	7.73	18.1	7.76	11.02	8.25
159	Nodo 24	173.72	263.94	255.59	617.6	256.28	367.46	267.04
160	Nodo 25	34.57	52.53	50.07	112.24	50.27	87.61	52.92
162	Nodo 67	128.77	2.99	2.9	6.05	2.91	4.12	3
163	Nodo 112	49.53	1.15	1.13	2.26	1.13	1.6	1.15
164	Nodo 179	54.3	1.26	1.24	2.49	1.24	1.76	1.27
165	Nodo 180	50.43	1.17	1.15	2.31	1.15	1.63	1.18

Tabla 3.21. Resultados de Corto Circuito en Periodo Máximo.  
Fuente: Elaboración propia.

De los resultados mostrados anteriormente se puede afirmar que la máxima potencia de cortocircuito se presenta en la barra de alta tensión de la subestación Litio, con un valor de 634.55 MVA, seguido de los nodos de Media Tensión, mismos resultados guardan una amplia correlación con los resultados esperados,

### 3.4 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Ulterior a la validación de la base de datos implementado en el software Digsilen Powerfactory, posteriormente haber realizado el cálculo de potencia de cortocircuito en barras de la red eléctrica de la Planta YLB, en este apartado se realiza el estudio de coordinación de protecciones, ya que en toda red eléctrica, es de vital importancia contar con una adecuada protección contra fallas eléctricas y/o atmosféricas, puesto a



que ante una falla, el sistema eléctrico se encuentra propenso a pérdidas en diferente proporción según la magnitud de la falla.

Cabe mencionar que el hecho de contar con datos de coordinación de los elementos de protección de una red eléctrica, permite poder analizar la disposición de los equipos de protección y su esquema de protecciones ante fallas hipotéticas del sistema eléctrico en estudio.

Para realizar la coordinación de protecciones de la red eléctrica de YLB, partimos por hipótesis de selectividad, grado de influencia de la falla en una red radial y análisis de importancia según su configuración y distribución de las cargas en la red eléctrica. Por tanto se realiza el análisis de falla en zonas de protección, partiendo de las siguientes premisas:

- El análisis se realiza en condiciones donde todas las cargas se encuentran en operación, el sistema de respaldo se encuentra desconectado, ya que el mismo entra en operación solo cuando el sistema de alimentación principal (interconexión con el SIN) es interrumpida.
- El criterio de selectividad se basa en las recomendaciones internacionales, en la Tabla 3.22 se muestra los tiempos de coordinación clasificados según su tecnología de relé con sus respectivos Intervalos de tiempos de coordinación (Coordination Time Interval – CTI), en el ejemplo se muestra un tiempo total de coordinación entre dispositivos de protección electromecánicos de 0.30 s y un total de 0.20 s para dispositivos de Estáticos.

Components	CTI with field testing	
	Electromechanical	Static
Circuit breaker opening time (5 cycles)	0.08 s	0.08 s
Relay overtravel	0.10 s	0.00 s
Relay tolerance and setting errors	0.12 s	0.12 s
<b>Total CTI</b>	<b>0.30 s</b>	<b>0.20 s</b>

*Tabla 3.22. Tiempos de coordinación según tecnología de relés*  
Fuente: IEEE Std. 242 IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems.



- La norma para la simulación de fallas en el software DigSILENT es la IEC 60909, debido a que esta metodología de cálculo simula el aporte de las máquinas rotativas mediante factores predeterminados de ajuste. Esto debido a que no se tiene la información precisa de las curvas de arranque de los motores y su comportamiento en condiciones transitorias para modelarla de manera más precisa.
- La red equivalente Thévenin de alta tensión, contempla datos de impedancias y potencia de cortocircuito definidas según la base de datos del SIN disponible en el software DigSILENT PowerFactory publicado por el CNDC, mismo procedimiento se describe en el acápite 3.1.

En la Figura 3.17 se muestra el Diagrama Unifilar de la red eléctrica de la Planta de YLB identificando las zonas de protección bajo los siguientes criterios:

- Se considera un alimentador troncal en cada derivación, de acuerdo con la relevancia del tramo estudiado. La relevancia de un tramo estará definida por la distancia más larga, misma que representa la máxima caída de tensión en el final de línea que se presenta en estado estacionario.
- No se considera ramales adicionales a los tramos troncales, ya que el impacto en la coordinación es mínimo.

Las zonas de protección definidas para el presente estudio, se selecciona según la siguiente descripción:

- Zona 1. Alimentador que suministra energía a la Planta procesadora, marcada de color rojo en la Figura 3.17.
- Zona 2. Alimentadores que suministran energía a las diferentes bombas que extraen agua salada de los pozos, marcada de color verde en la Figura 3.17.
- Zona 3. Alimentadores que suministran energía a otras cargas de bombas que trasvasan agua salada, marcada de color azul en la Figura 3.17.

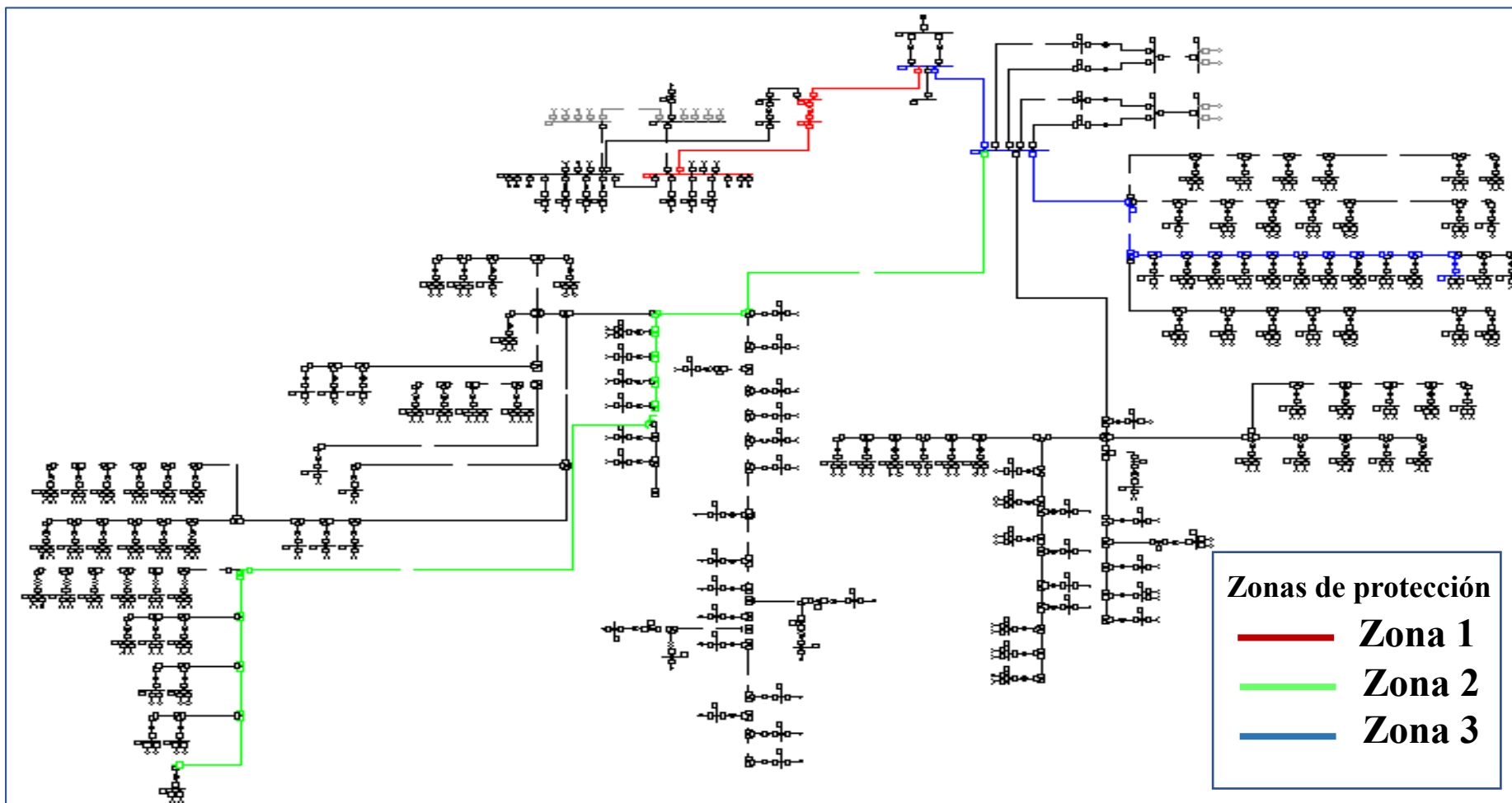


Figura 3.17. Zonas de alimentadores troncales  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

En cada zona se analizará respecto a puntos específicos en los cuales están instalados celdas de media tensión, reconectores que tienen relés de sobre corriente (Punto1, punto 2, punto 3, punto 4, punto 5, según la zona correspondiente).

### **3.4.1 Análisis de coordinación de la zona 1**

El equipamiento de protección considerado para esta zona es un interruptor en SF6 que funge con las funciones de relés 50, 50G, 51 y 51N de tipo general y transformadores de corriente de tipo 5P20 ( 5% de Protección y soporta 20 veces la corriente nominal).

Para los análisis de fallas en la zona 1 y en consecuencia la coordinación de protecciones por sobrecorriente se definirá según el esquema que se muestra en la Figura 3.18:

Según el esquema, se realizan diferentes tipos de falla ante condiciones de máxima incidencia para verificar la respuesta ante sobrecorriente tanto para fallas en fase como fallas a tierra.

La coordinación según cada punto correspondiente es de Relé-Relé (Relés de sobrecorriente) y también coordinación de Relé-Fusible. Se debe tomar muy en cuenta que primero debe actuar el dispositivo de protección aguas abajo y analizar su tiempo de disparo, lo cual debe ser mínimo, y seguidamente analizar el tiempo de disparo del dispositivo de protección aguas arriba que es mayor a la anterior, de tal forma que la diferencia entre estos tiempos de disparo debe estar en rango aceptable de coordinación de protecciones.

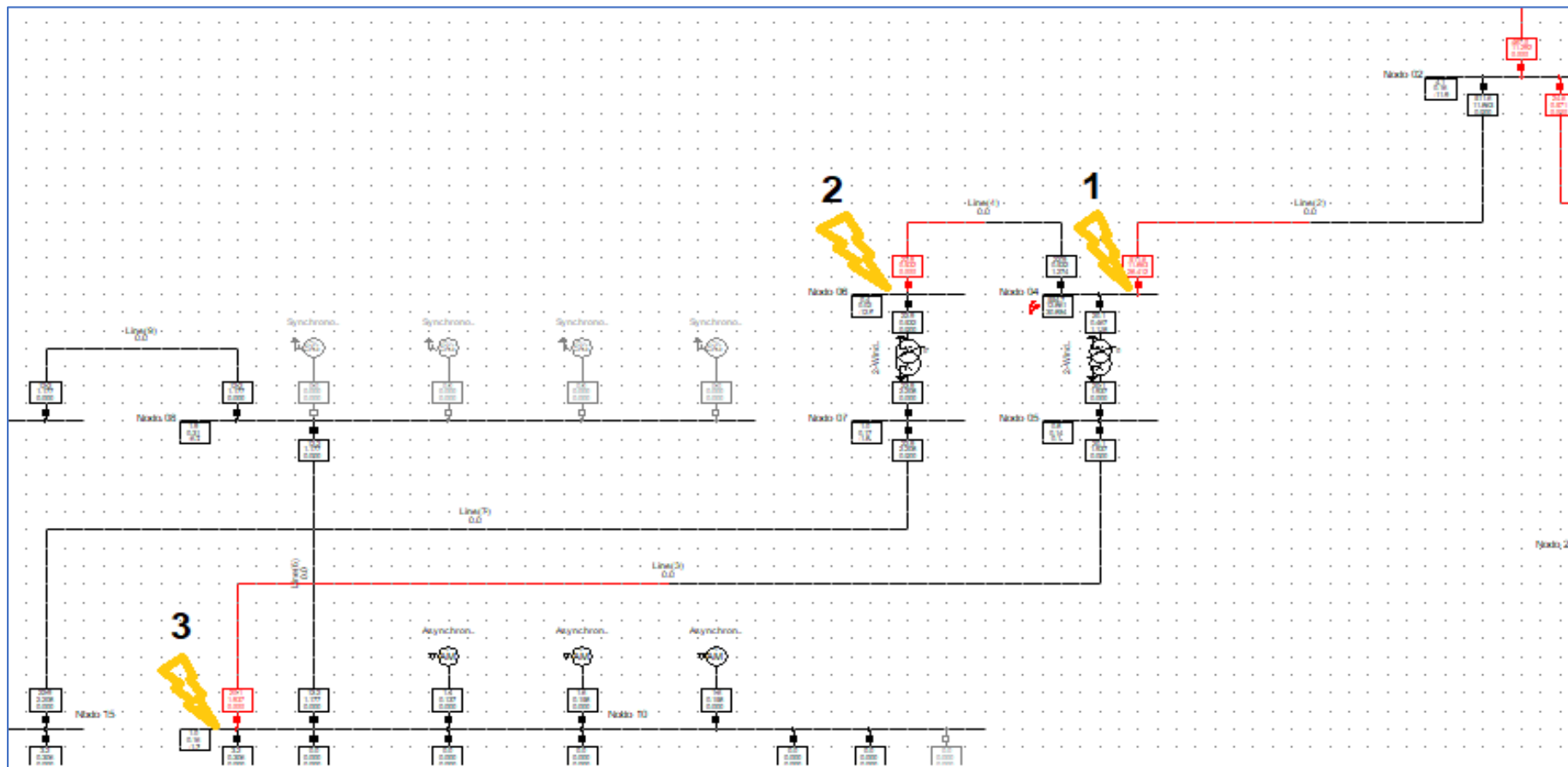


Figura 3.18. Coordinación de protecciones en la zona 1  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

### Para el punto 1:

Para el CT, se establece la condición de operación en máxima demanda que asume el transformador, que es de 180 A (resultado de cortocircuitos anexo D ). Ahora bien, de acuerdo con una previsión de incremento de demanda de cada planta se establece un crecimiento del 20% dando una corriente de 216 A, para un valor comercial se selecciona una CT (Transformador de corriente) de relación 300/5.

**Para una falla trifásica:** El ajuste del relé de sobrecorriente temporizado (51) con un dial de 520 ms y una corriente de pick-up de 215 A, de acuerdo con los dispositivos aguas abajo y la corriente de carga obtenida del flujo de potencia. Para la segunda etapa se activa la función definida de sobrecorriente, a un 95% de la corriente mínima de falla de fase (bifásica). Lo cual conlleva a ajustar la curva definida a un dial de 900 ms y una corriente pick-up de 9600 A.

Parameter	Relay 51 (Left)	Relay 50 (Right)
IEC Symbol	I>t	I>>
ANSI Symbol	51	50
Measure Type	Phase Current (3ph)	Phase Current (3ph)
Name	I>t	I>>
Type	...RRENT_GEN\RELE GENERAL\Toc I>	...RRENT_GEN\RELE GENERAL\loc I>>
Out of Service	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Tripping Direction	None	None
Characteristic	IEC normal inverse	
Current Setting	0.7100 p.u. / 3.55 sec.A / 213. pri.A	Pickup Current: 32.00 p.u. / 160. sec.A / 9600. pri.A
Time Setting		0.90 s
Total Time		0.9 s
Time Dial	0.520	

Figura 3.19. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

La falla impacta en los dispositivos de protección de la siguiente manera:

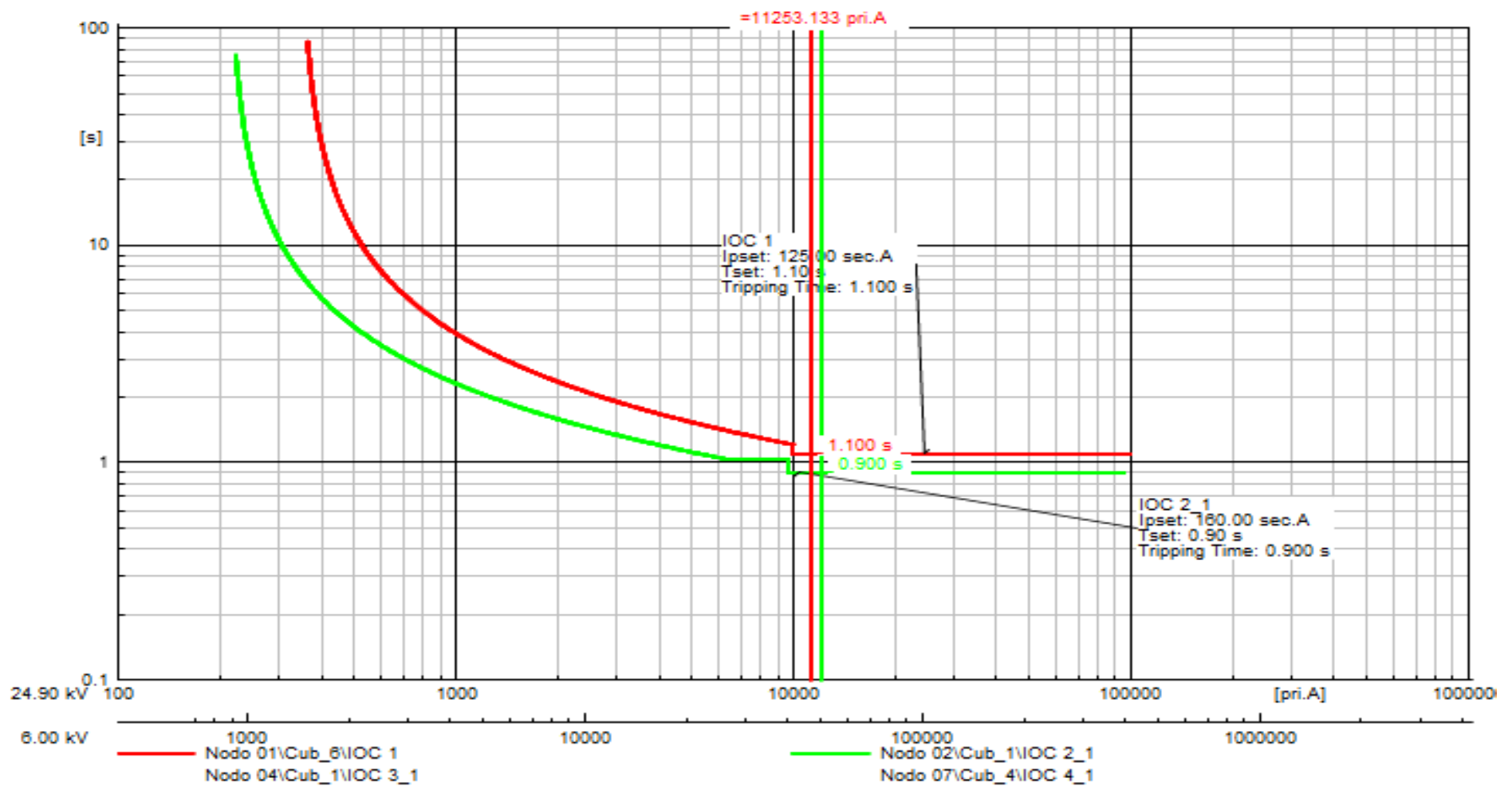


Figura 3.20. Curva tiempo-corriente del relé de sobrecorriente para punto 1 en zona 1 ante falla trifásica y bifásica  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

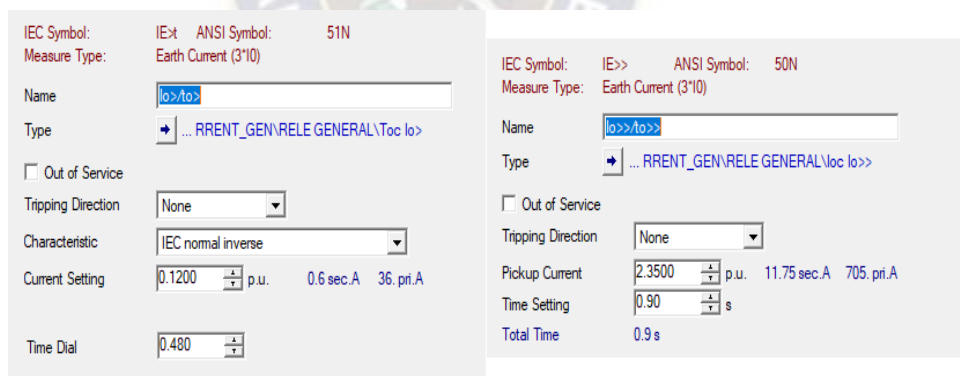


De la hoja de coordinación anterior, se muestra una diferencia de 200 ms entre el dispositivo de sobrecorriente en la barra AT del transformador reductor 24.9/6 kV y el de la celda MT de la subestación, aspecto que se encuentra por encima de las recomendaciones para un ajuste entre relés (mayor o igual a 200 ms). Dicho ajuste está en función de los ajustes de las zonas 2 y 3, que inciden en las corrientes de cortocircuito en cabecera.

**Para una falla monofásica:**

Se ajusta el relé de sobrecorriente temporizado con un dial de 480 ms y una corriente de pick-up de 36 A (aproximadamente un 15% de la corriente de fase).

Para la segunda etapa se activa la función definida de sobrecorriente, a un 95% de la corriente mínima de falla de fase (Considerando como impedancia de falla a 20 Ω). Lo cual conlleva a ajustar la curva definida a un dial de 900 ms y una corriente pick-up de 705 A.



*Figura 3.21. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 1 en zona 1 con falla trifásica y monofásica*

*Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).*

La hoja de coordinación respecto al ajuste del relé 51G de la subestación es el siguiente:

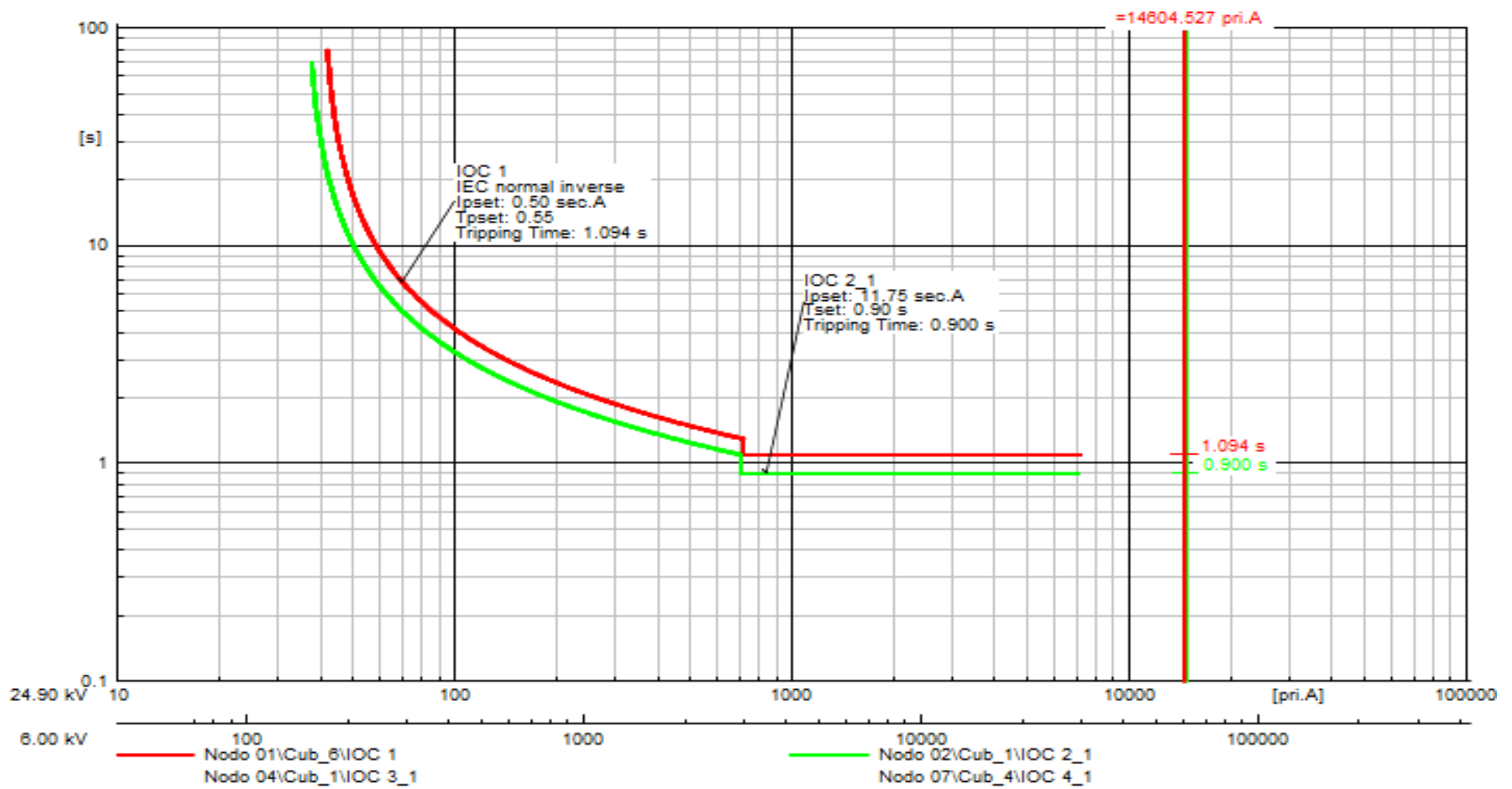


Figura 3.22. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente *para punto 1 en zona 1 con falla trifásica y monofásica*  
Fuente: *Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).*

De acuerdo con la figura anterior, se evidencia una distancia en tiempo de acción de los relés 51G de 200 ms, valor que se encuentra dentro de las recomendaciones para ajustes de coordinación relé-relé.

### Para el punto 2:

Para el CT, se establece la condición de operación en máxima demanda que asume el transformador, que es de 80 A. Ahora bien, de acuerdo con una previsión de incremento de demanda se establece un crecimiento del 20% dando una corriente de 96 A, para un valor comercial se selecciona una CT de relación 125/5

Para un CT de relación 125/5, se ajusta el relé de sobrecorriente temporizado con un dial de 450 ms y una corriente de pick-up de 96 A.

Para la segunda etapa se activa la función definida de sobrecorriente, a un 95% de la corriente mínima de falla de fase (bifásica). Lo cual conlleva a ajustar la curva definida a un dial de 700 ms y una corriente pick-up de 4000 A.

Parameter	Value
IEC Symbol	I>t
ANSI Symbol	51
Measure Type	Phase Current (3ph)
Name	</t>
Type	...eles\OVERCURRENT_GEN\RELE GENERAL\Toc I>
Out of Service	<input type="checkbox"/>
Tripping Direction	None
Characteristic	IEC normal inverse
Current Setting	0.7700 p.u. 3.85 sec.A 96.25 pri.A
Time Dial	0.500

Parameter	Value
IEC Symbol	I>>
ANSI Symbol	50
Measure Type	Phase Current (3ph)
Name	</t>>
Type	...les\OVERCURRENT_GEN\RELE GENERAL\loc I>>
Out of Service	<input type="checkbox"/>
Tripping Direction	None
Pickup Current	32.00 p.u. 160. sec.A 4000. pri.A
Time Setting	0.70 s
Total Time	0.7 s

Figura 3.23. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 2 en zona 1 con falla trifásica y bifásica  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

La falla impacta en los dispositivos de protección de la siguiente manera:

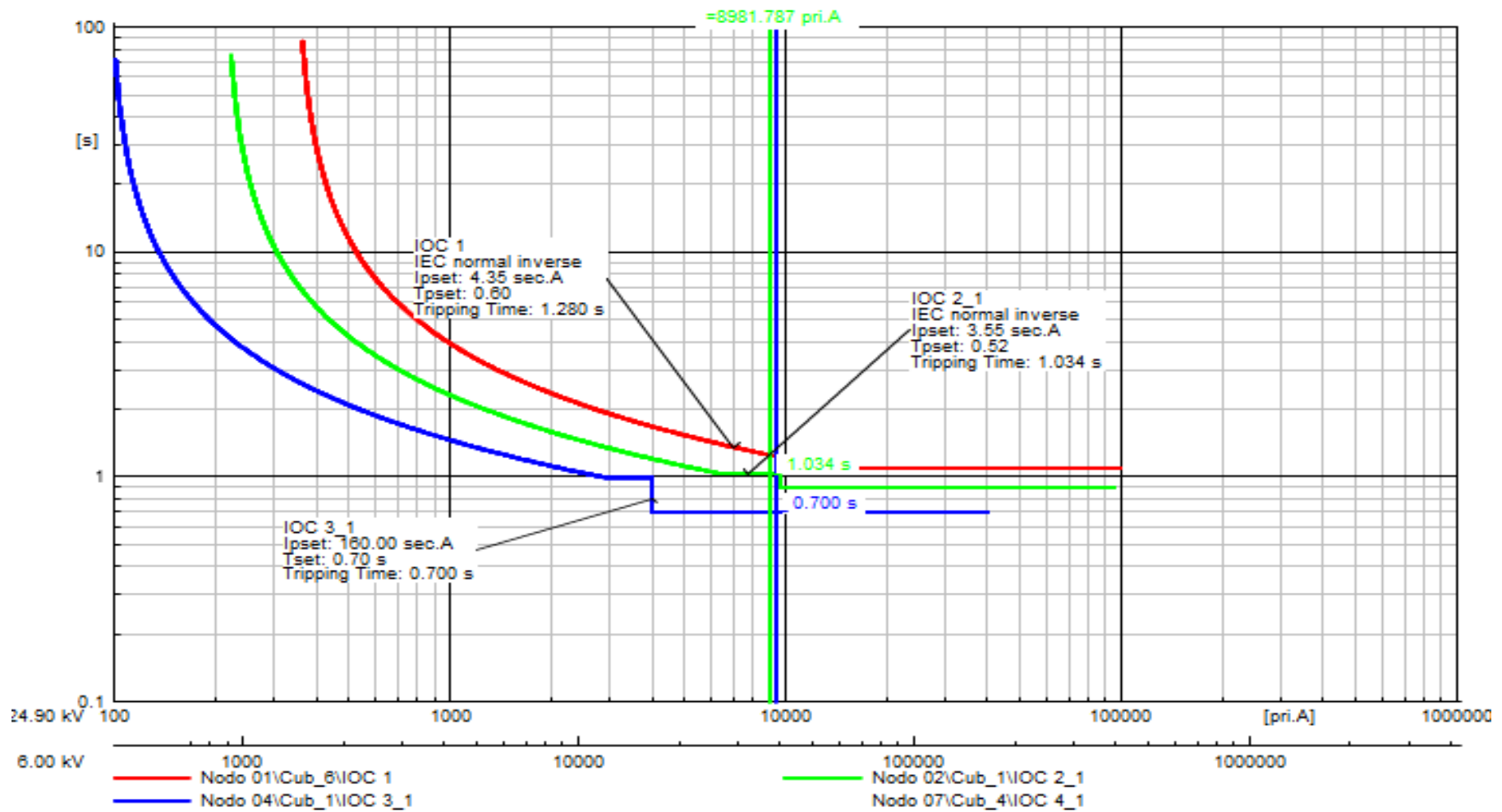


Figura 3.24. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 2 en zona 1 con falla trifásica y bifásica  
 Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

De la hoja de coordinación anterior, se muestra una diferencia de 334 ms entre el dispositivo de sobrecorriente aguas arriba, valor que se encuentra por encima de las recomendaciones para un ajuste entre relés (mayor o igual a 200 ms).

**Para una falla monofásica**, en el mismo punto se tienen los siguientes ajustes en la función sobrecorriente a tierra. Se ajusta el relé de sobrecorriente temporizado a tierra con un dial de 380 ms y una corriente de pick-up de 32 A. Para la segunda etapa se activa la función definida de sobrecorriente, a un 95% de la corriente mínima de falla de fase (Considerando como impedancia de falla a 20  $\Omega$ ). Lo cual conlleva a ajustar la curva definida a un dial de 700 ms y una corriente pick-up de 685 A.

Figura 3.25. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado *para punto 2 en zona 1 con falla trifásica y monofásica*  
 Fuente: *Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).*

La hoja de coordinación respecto al ajuste del relé 51G de la subestación es el siguiente:

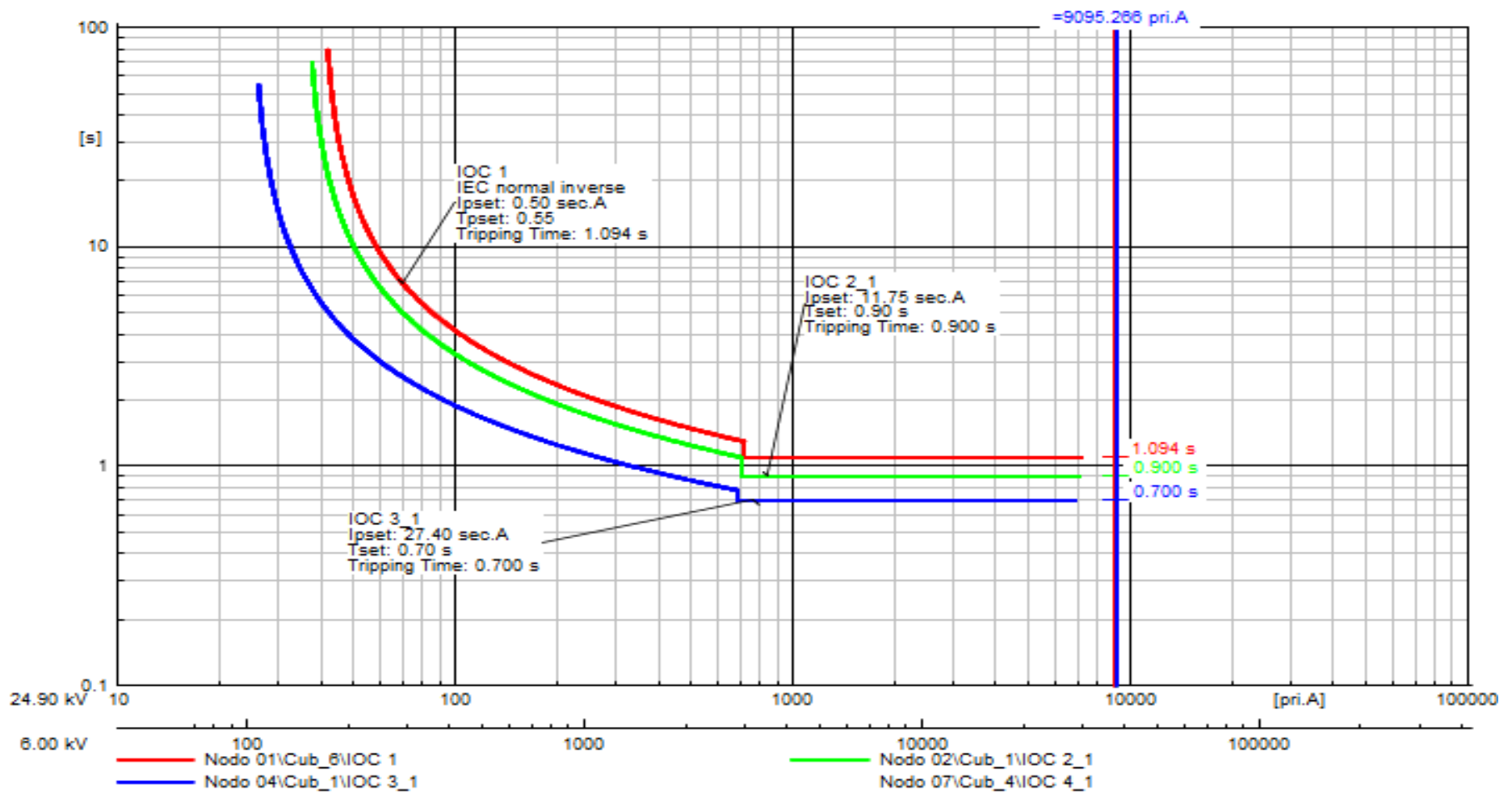


Figura 3.26. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 2 en zona 1 con falla trifásica y monofásica  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory)



Se puede observar en cuadro anterior que la diferencia entre las curvas de ajuste es de 200 ms entre las curvas instantáneas del relé del transformador reductor y el equipamiento inmediatamente aguas arriba, por lo que se considera un buen ajuste de coordinación de protecciones.

### Para el punto 3:

Para este caso se realiza una falla trifásica franca en barras del lado MT del banco de transformadores 6/0.4 kV ubicado en el punto 3. Bajo estas condiciones se obtiene un ajuste del relé de sobrecorriente con los siguientes datos:

Para el CT, se establece la condición de operación en máxima demanda que asume el transformador, que es de 550 A, a una previsión de sobrecarga del transformador como máximo del 110%, se selecciona una CT de relación 600/5

Para un CT de relación 600/5, se ajusta el relé de sobrecorriente temporizado con un dial de 400 ms y una corriente de pick-up de 450 A.

Para la segunda etapa se activa la función definida de sobrecorriente, a un 95% de la corriente mínima de falla de fase (bifásica). Lo cual conlleva a ajustar la curva definida a un dial de 500 ms y una corriente pick-up de 19200 A.

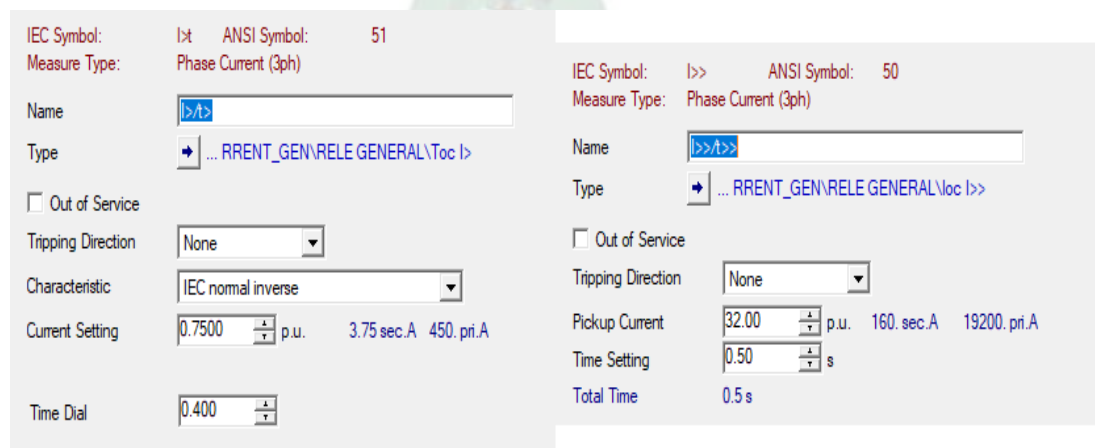


Figura 3.27. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 3 en zona 1 con falla trifásica y bifásica

Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

La falla impacta en los dispositivos de protección de la siguiente manera:

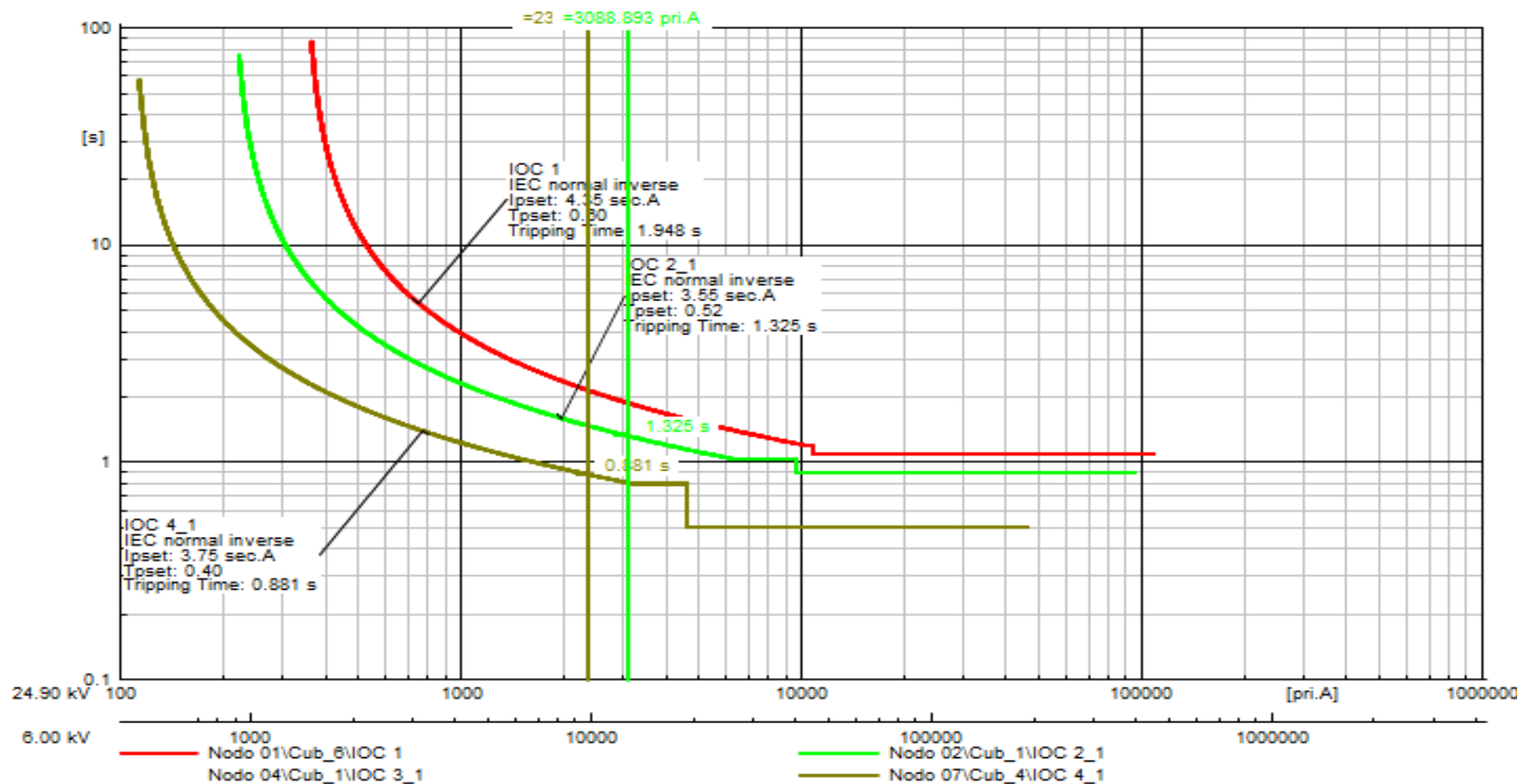


Figura 3.28. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 3 en zona 1 con falla trifásica y bifásica  
 Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

De la hoja de coordinación anterior, se muestra una diferencia de 420 ms entre el dispositivo de sobrecorriente aguas arriba, valor que se encuentra por encima de las recomendaciones para un ajuste entre relés (mayor o igual a 200 ms).

**Para una falla monofásica**, en el mismo punto se tienen los siguientes ajustes en la función sobrecorriente a tierra:

Se ajusta el relé de sobrecorriente temporizado a tierra con un dial de 300 ms y una corriente de pick-up de 150 A.

Para la segunda etapa se activa la función definida de sobrecorriente, a un 95% de la corriente mínima de falla de fase (Considerando como impedancia de falla a  $20 \Omega$ ). Lo cual conlleva a ajustar la curva definida a un dial de 600 ms y una corriente pick-up de 2820 A.

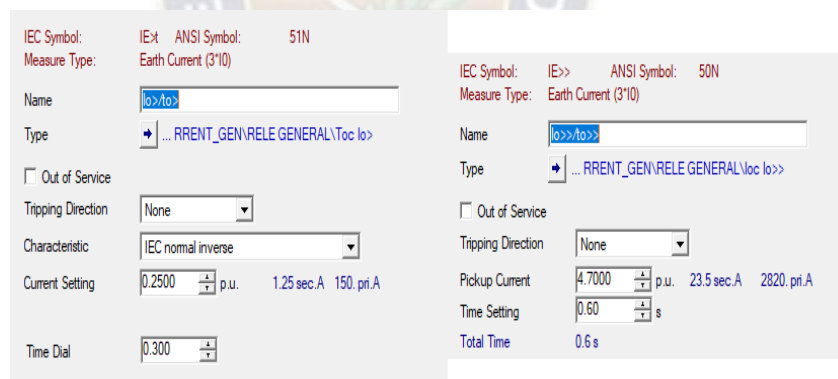


Figura 3.29. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado *para punto 3 en zona 1 con falla trifásica y monofásica*

*Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).*

La hoja de coordinación respecto al ajuste del relé 51G de la subestación se muestra en la Figura 3.30, donde se puede observar que la diferencia entre las curvas de ajuste es de 400 ms, por lo que se considera un buen ajuste de coordinación de protecciones. Debido a que se encuentra en una red en anillo con los transformadores reductores de los puntos 1 y 2.

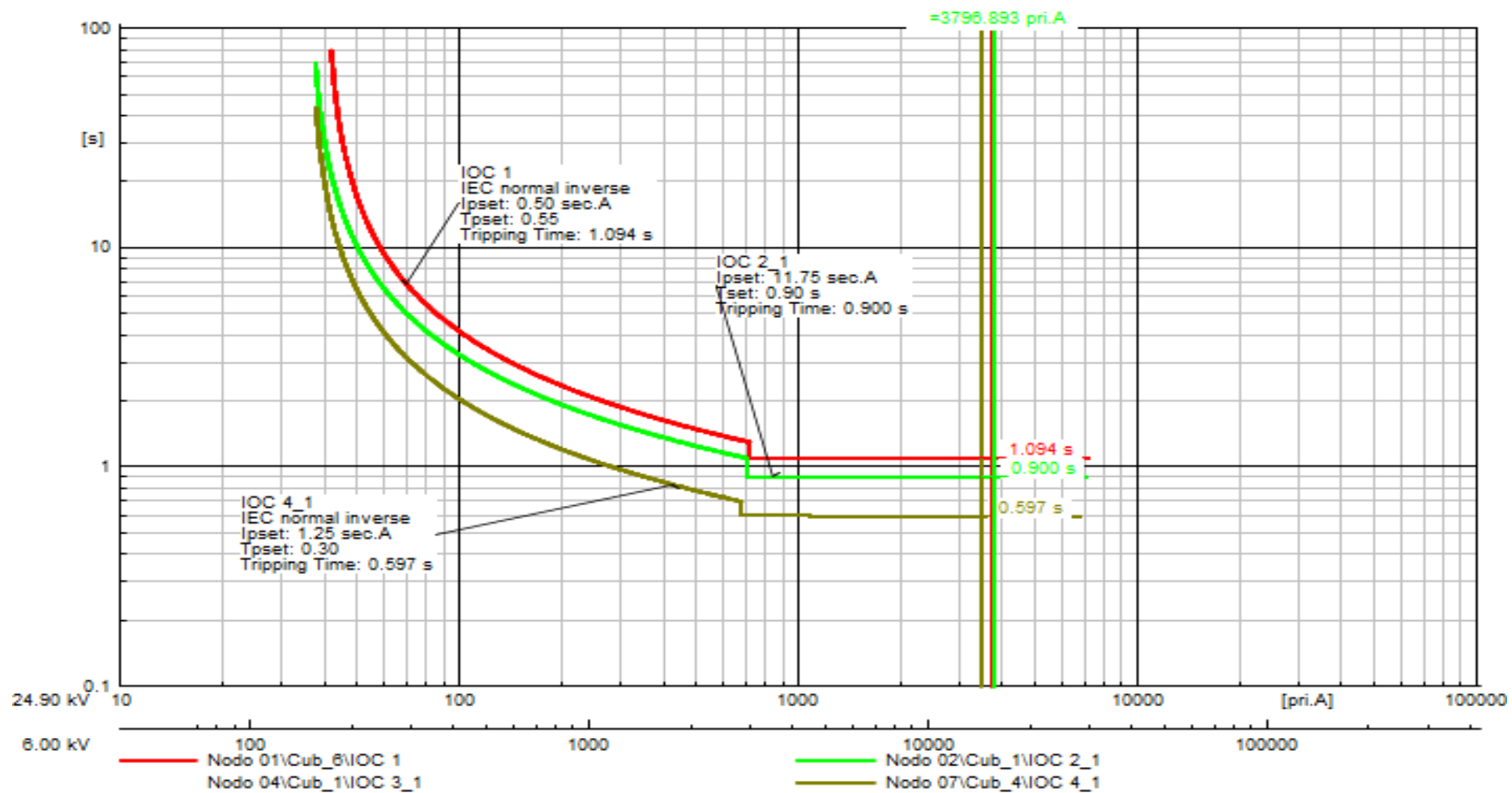


Figura 3.30. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 3 en zona 1 con falla trifásica y monofásica  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

### 3.4.2 Análisis de coordinación de la zona 2

De acuerdo con las fallas previstas en el tramo definido como troncal para efectos del presente proyecto en la zona 2 a continuación, se muestra los sitios analizados para la coordinación de protecciones (Figura 3.31).

Según el esquema, se realizan diferentes tipos de falla ante condiciones de máxima incidencia para verificar la respuesta ante sobrecorriente tanto para fallas en fase como fallas a tierra.

La coordinación según cada punto correspondiente es de Relé-Relé (Relés de sobrecorriente) y también coordinación de Relé-Fusible. Se debe tomar muy en cuenta que primero debe actuar el dispositivo de protección aguas abajo y analizar su tiempo de disparo, lo cual debe ser mínimo, y seguidamente analizar el tiempo de disparo del dispositivo de protección aguas arriba que es mayor a la anterior, de tal forma que la diferencia entre estos tiempos de disparo debe estar en rango aceptable de coordinación de protecciones.

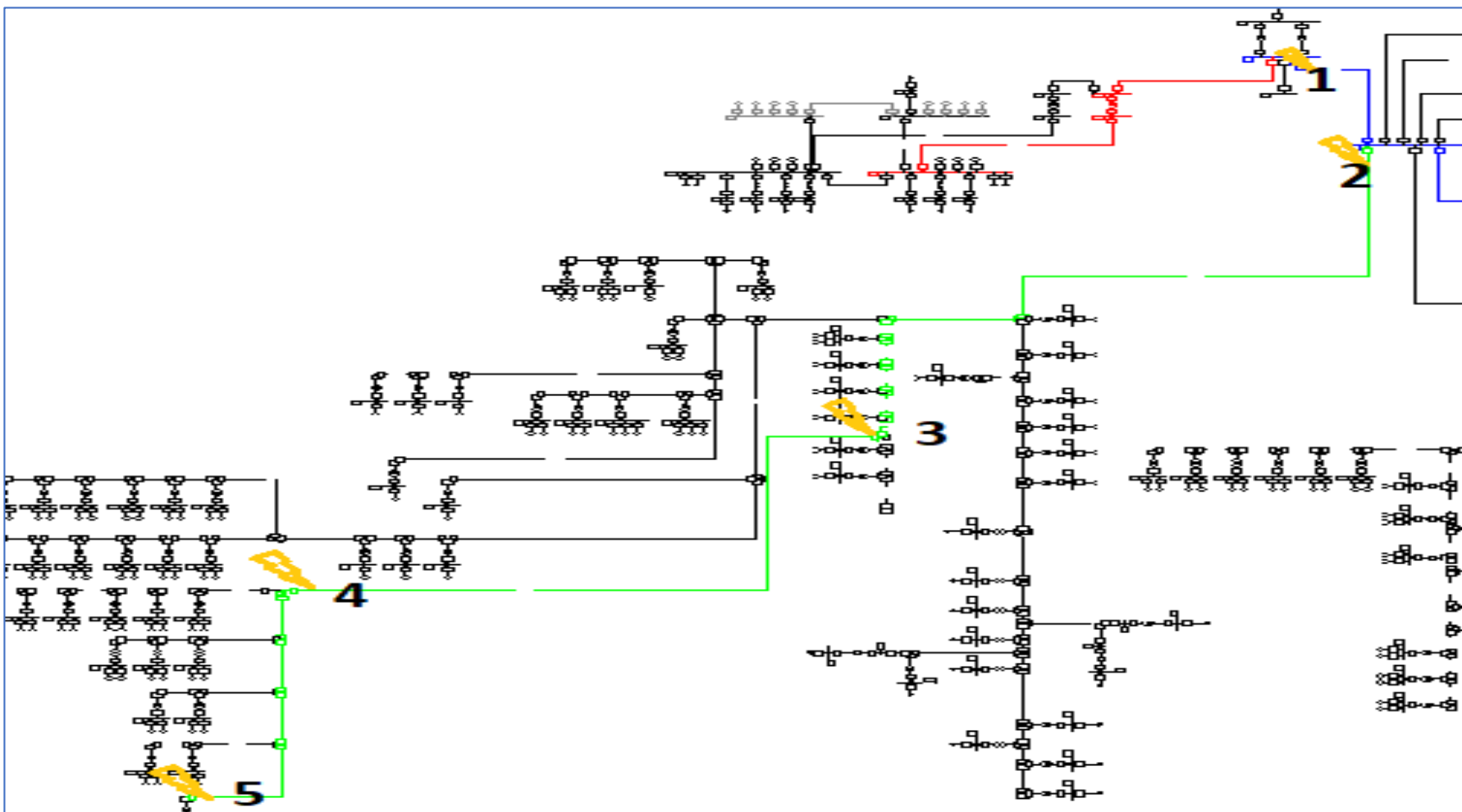


Figura 3.32. Coordinación de protecciones en la zona 2  
 Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).



### Para el punto 1:

En este apartado se realiza un cortocircuito trifásico en lado MT del transformador de la subestación AT/MT, aguas abajo de la barra. Ante una falla al 1% de la barra, se realiza un ajuste del relé de sobrecorriente con los siguientes datos:

Para el CT, se establece la condición de operación en máxima demanda que asume el transformador, que es de 92 A. Ahora bien, de acuerdo con una previsión de incremento de demanda se establece un crecimiento del 20% dando una corriente de 110 A, para un valor comercial se selecciona una CT de relación 125/5

Para un CT de relación 125/5, se ajusta el relé de sobrecorriente temporizado con un dial de 520 ms y una corriente de pick-up de 112.5 A, como curva de ajuste para la primera etapa.

Para la segunda etapa se activa la función definida de sobrecorriente, a un 95% de la corriente mínima de falla de fase (bifásica). Lo cual conlleva a ajustar la curva definida a un dial de 800 ms y una corriente pick-up de 2500 A.

Parameter	Value
IEC Symbol	I>t
ANSI Symbol	51
Measure Type	Phase Current (3ph)
Name	I>/t>
Type	...eles\OVERCURRENT_GEN\RELE GENERAL\Toc I>
Out of Service	<input type="checkbox"/>
Tripping Direction	None
Characteristic	IEC normal inverse
Current Setting	0.9000 p.u. 4.5 sec.A 112.5 pri.A
Time Dial	0.520

Parameter	Value
IEC Symbol	I>>
ANSI Symbol	50
Measure Type	Phase Current (3ph)
Name	I>>/t>>
Type	...les\OVERCURRENT_GEN\RELE GENERAL\loc I>>
Out of Service	<input type="checkbox"/>
Tripping Direction	None
Pickup Current	20.00 p.u. 100. sec.A 2500. pri.A
Time Setting	0.80 s
Total Time	0.8 s

Figura 3.33. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 1 en zona 2 con falla trifásica y bifásica

Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory)

La falla impacta en los dispositivos de protección de la siguiente manera:

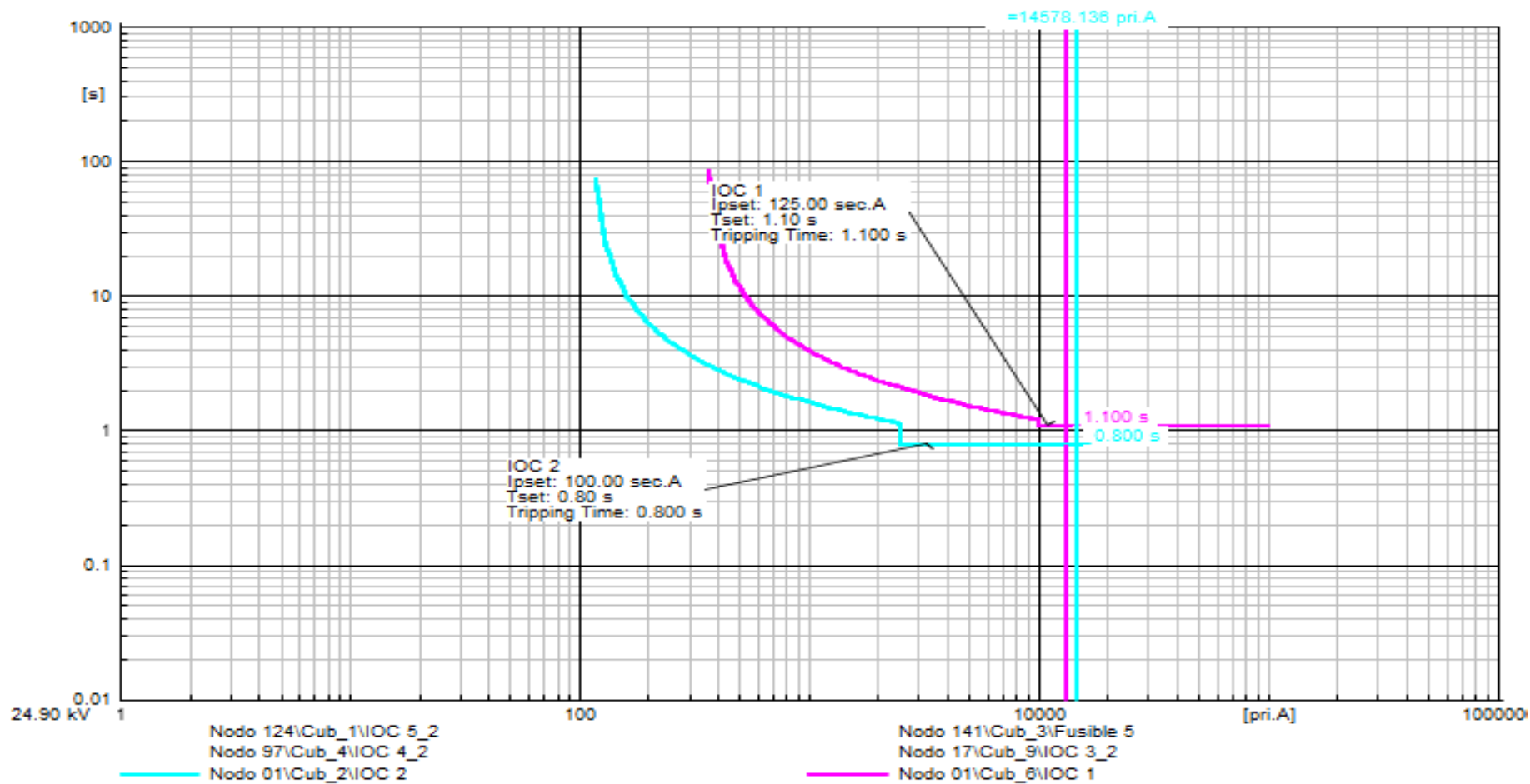


Figura 3.34. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 1 en zona 2 con falla trifásica y bifásica  
 Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

De la hoja de coordinación anterior, se muestra una diferencia de 200 ms entre el dispositivo de sobrecorriente de la línea y el de la celda MT de la subestación, aspecto que se encuentra por encima de las recomendaciones para un ajuste entre relés (mayor o igual a 200 ms). El ajuste de cabecera en la subestación fue definido en el análisis de la 1ra zona.

**Para una falla monofásica**, en el mismo punto se tienen los siguientes ajustes en la función sobrecorriente a tierra:

Se ajusta el relé de sobrecorriente temporizado con un dial de 450 ms y una corriente de pick-up de 31 A (aproximadamente un 33% de la corriente de fase).

Para la segunda etapa se activa la función definida de sobrecorriente, a un 95% de la corriente mínima de falla de fase (Considerando como impedancia de falla a  $20 \Omega$ ). Lo cual conlleva a ajustar la curva definida a un dial de 870 ms y una corriente pick-up de 700 A.

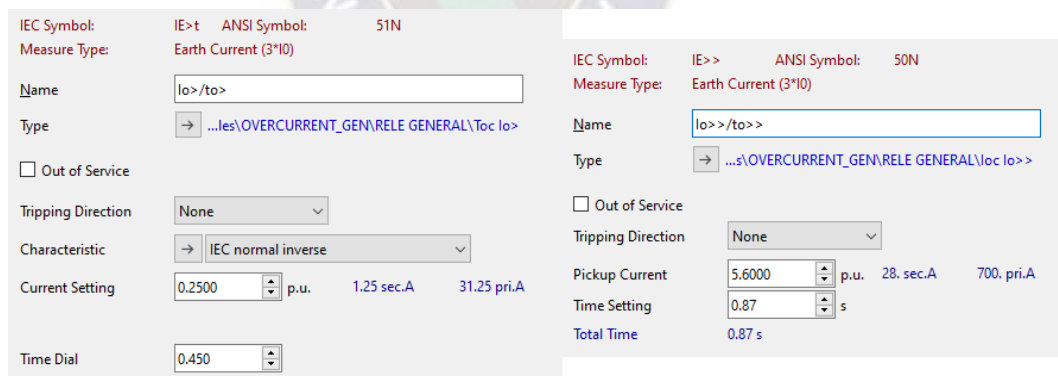


Figura 3.35. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado *para punto 1 en zona 2 con falla trifásica y monofásica*

*Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).*

La coordinación respecto al ajuste del relé 51G de la subestación es el siguiente:

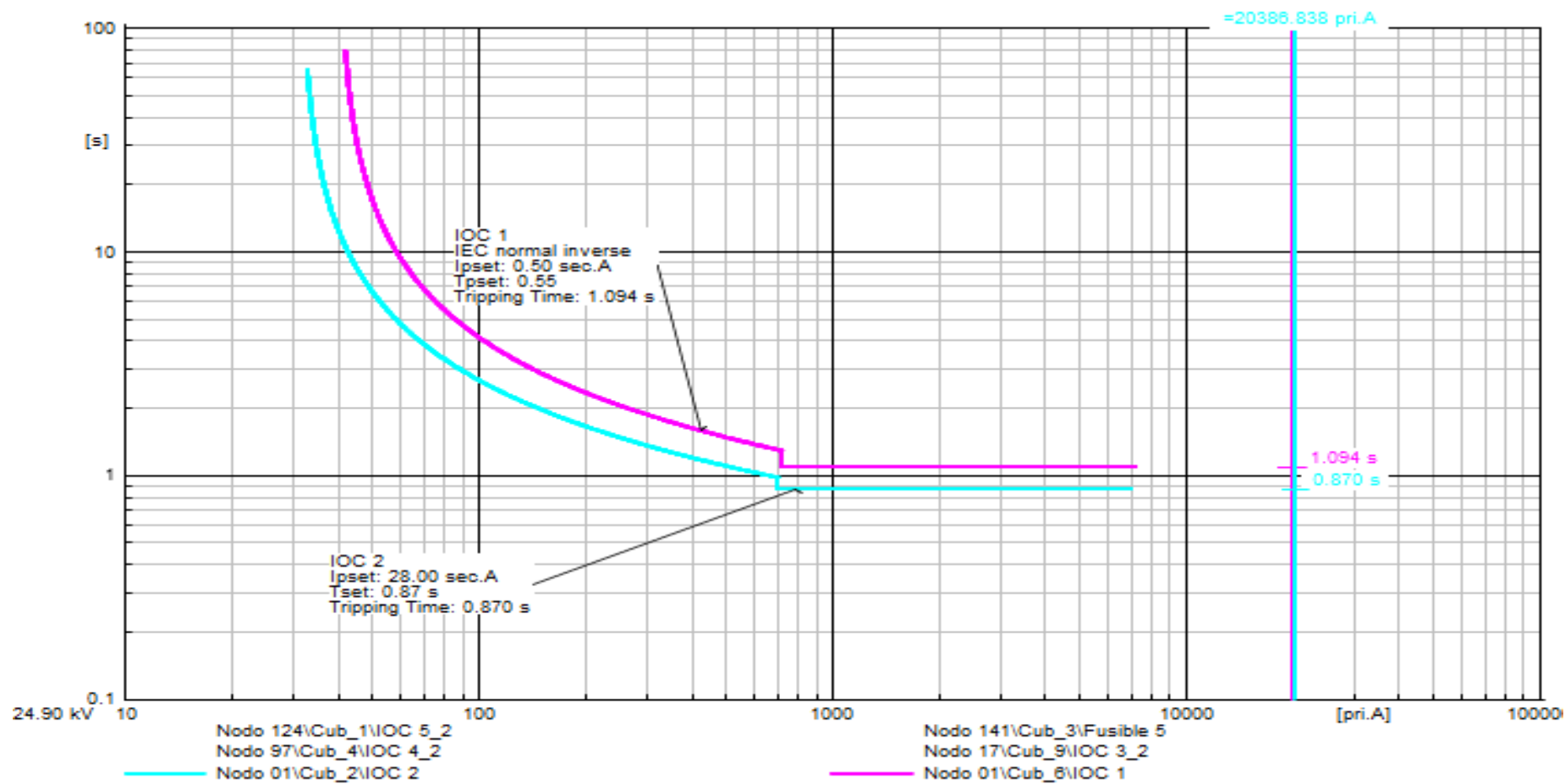


Figura 3.36. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 1 en zona 2 con falla trifásica y monofásica  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

Se puede observar en cuadro anterior que la diferencia entre las curvas de ajuste es de 200 ms, ajuste que es admitido en la segunda etapa debido a que la curva es de tiempo definido.

### Para el punto 2:

Para el CT, se establece la condición de operación en máxima demanda que asume el transformador, que es de 65 A. Ahora bien, de acuerdo con una previsión de incremento de demanda se establece un crecimiento del 20% dando una corriente de 80 A, para un valor comercial se selecciona una CT de relación 100/5. Para un CT de relación 100/5, se ajusta el relé de sobrecorriente temporizado con un dial de 400 ms y una corriente de pick-up de 78 A.

Para la segunda etapa se activa la función definida de sobrecorriente, a un 95% de la corriente mínima de falla de fase (bifásica). Lo cual conlleva a ajustar la curva definida a un dial de 600 ms y una corriente pick-up de 2400 A.

Parameter	Value
IEC Symbol	I>t
ANSI Symbol	51
Measure Type	Phase Current (3ph)
Name	I>/t>
Type	...eles\OVERCURRENT_GEN\RELE GENERAL\Toc I>
Out of Service	<input type="checkbox"/>
Tripping Direction	None
Characteristic	IEC normal inverse
Current Setting	0.7800 p.u. 3.9 sec.A 78.00 pri.A
Time Dial	0.400

Parameter	Value
IEC Symbol	I>>
ANSI Symbol	50
Measure Type	Phase Current (3ph)
Name	I>>/t>>
Type	...les\OVERCURRENT_GEN\RELE GENERAL\loc I>>
Out of Service	<input type="checkbox"/>
Tripping Direction	None
Pickup Current	24.00 p.u. 120.00 sec.A 2400.00 pri.A
Time Setting	0.60 s
Total Time	0.6 s

Figura 3.37. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 2 en zona 2 con falla trifásica y bifásica

Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

La falla impacta en los dispositivos de protección de la siguiente manera:

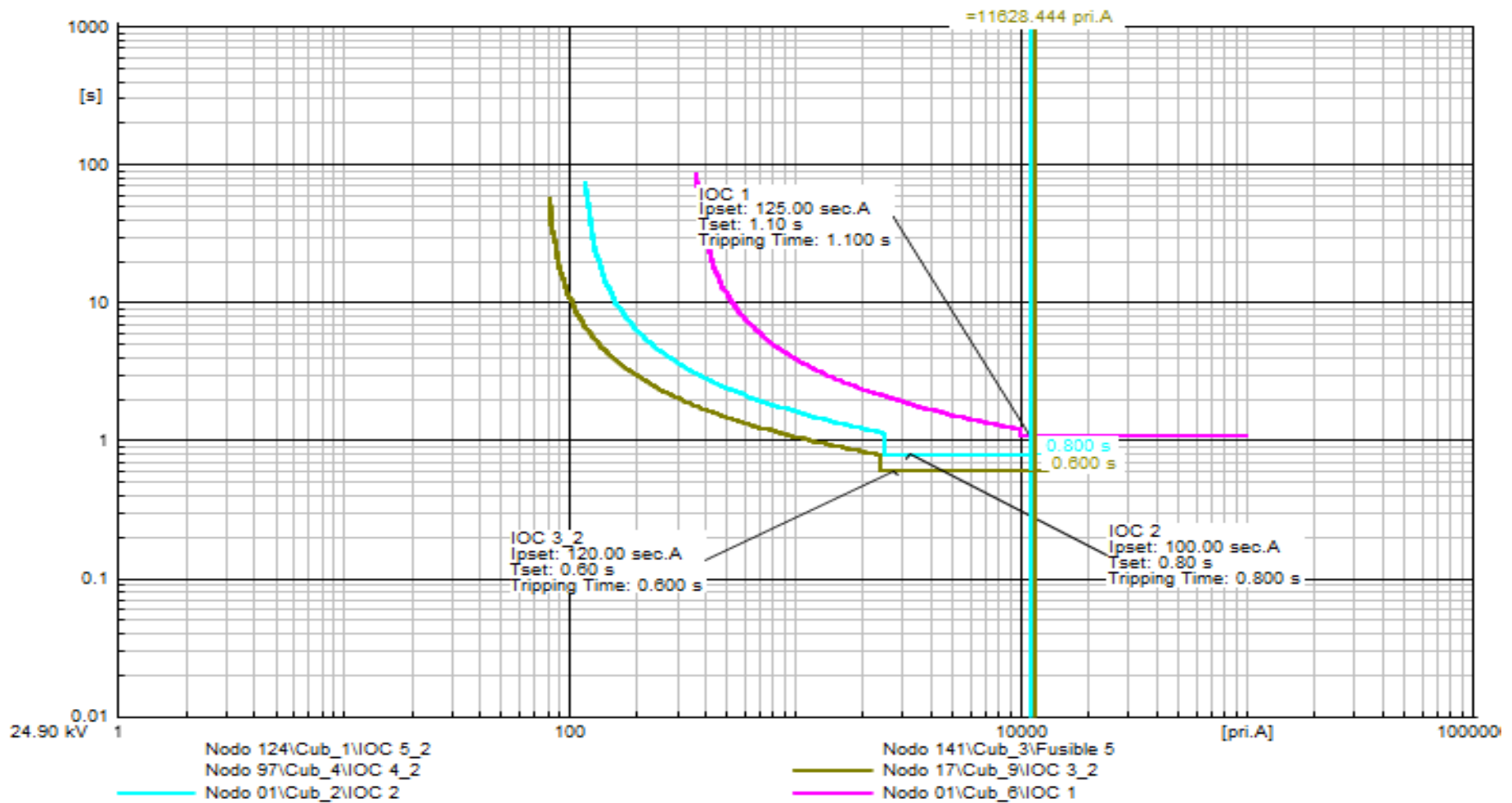


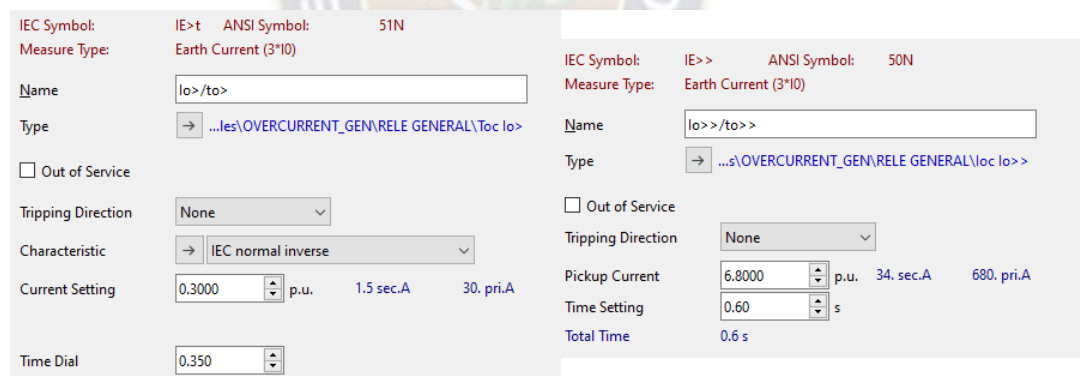
Figura 3.38. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 2 en zona 2 con falla trifásica y bifásica  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

De la hoja de coordinación anterior, se muestra una diferencia de 200 ms entre el dispositivo de sobrecorriente aguas arriba, valor que se encuentra por encima de las recomendaciones para un ajuste entre relés (mayor o igual a 200 ms).

**Para una falla monofásica**, en el mismo punto se tienen los siguientes ajustes en la función sobrecorriente a tierra:

Se ajusta el relé de sobrecorriente temporizado a tierra con un dial de 330 ms y una corriente de pick-up de 30 A. (Que representa aproximadamente el 45% de la corriente de fase).

Para la segunda etapa se activa la función definida de sobrecorriente, a un 95% de la corriente mínima de falla de fase (Considerando como impedancia de falla a 20  $\Omega$ ). Lo cual conlleva a ajustar la curva definida a un dial de 600 ms y una corriente pick-up de 680 A.



*Figura 3.39. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 2 en zona 2 con falla trifásica y monofásica.*

*Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).*

La hoja de coordinación respecto al ajuste del relé 51G de la subestación es el siguiente:



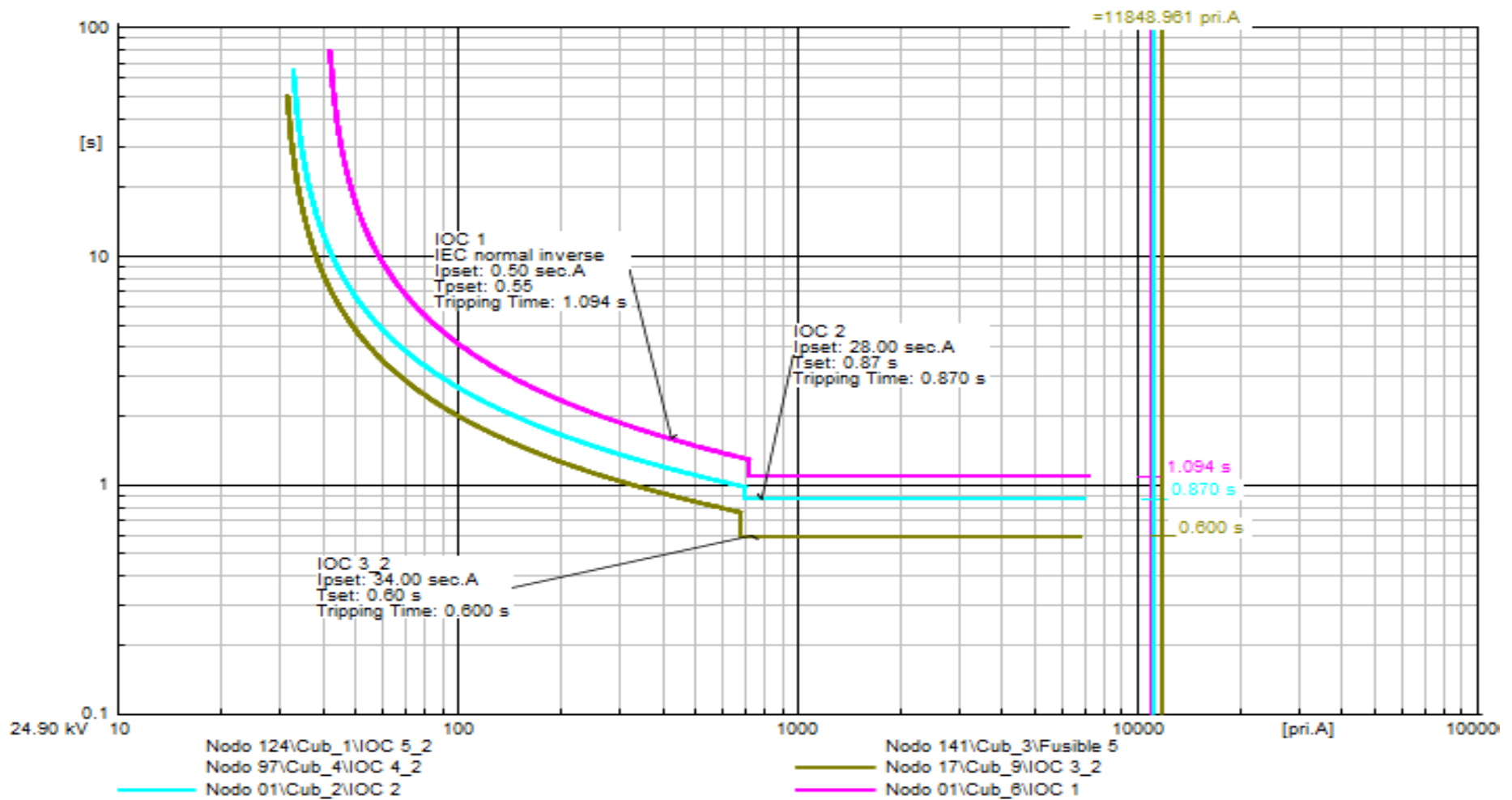


Figura 3.40. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 1 en zona 2 con falla trifásica y monofásica  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

Se puede observar en cuadro anterior que la diferencia entre las curvas de ajuste es de 270 ms, por lo que se considera un buen ajuste de coordinación de protecciones.

### Para el punto 3:

Para este caso se realiza una falla trifásica en la barra del conjunto de transformadores MT/BT 24.9/0.4 kV situados en el punto 3. Bajo estas condiciones se obtiene un ajuste del relé de sobrecorriente con los siguientes datos. Para el CT, se establece la condición de operación en máxima demanda que asume el transformador, que es de 58 A. Ahora bien, de acuerdo con una previsión de incremento de demanda se establece un crecimiento del 20% dando una corriente de 70 A, para un valor comercial se selecciona una CT de relación 75/5.

Para un CT de relación 75/5, se ajusta el relé de sobrecorriente temporizado con un dial de 300 ms y una corriente de pick-up de 67.5 A, como curva de ajuste para la primera etapa.

Para la segunda etapa se activa la función definida de sobrecorriente, a un 95% de la corriente mínima de falla de fase (bifásica). Lo cual conlleva a ajustar la curva definida a un dial de 400 ms y una corriente pick-up de 2025 A.

Parameter	Value
IEC Symbol	I>t
ANSI Symbol	51
Measure Type	Phase Current (3ph)
Name	I>/t>
Type	...eles\OVERCURRENT_GEN\RELE GENERAL\Toc I>
Out of Service	<input type="checkbox"/>
Tripping Direction	None
Characteristic	IEC normal inverse
Current Setting	0.9000 p.u., 4.5 sec.A, 67.5 pri.A
Time Dial	0.300

Parameter	Value
IEC Symbol	I>>
ANSI Symbol	50
Measure Type	Phase Current (3ph)
Name	I>>/t>>
Type	...les\OVERCURRENT_GEN\RELE GENERAL\loc I>>
Out of Service	<input type="checkbox"/>
Tripping Direction	None
Pickup Current	27.00 p.u., 135. sec.A, 2025. pri.A
Time Setting	0.40 s
Total Time	0.4 s

Figura 3.41. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 3 en zona 2 con falla trifásica y bifásica

Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

La falla impacta en los dispositivos de protección de la siguiente manera:

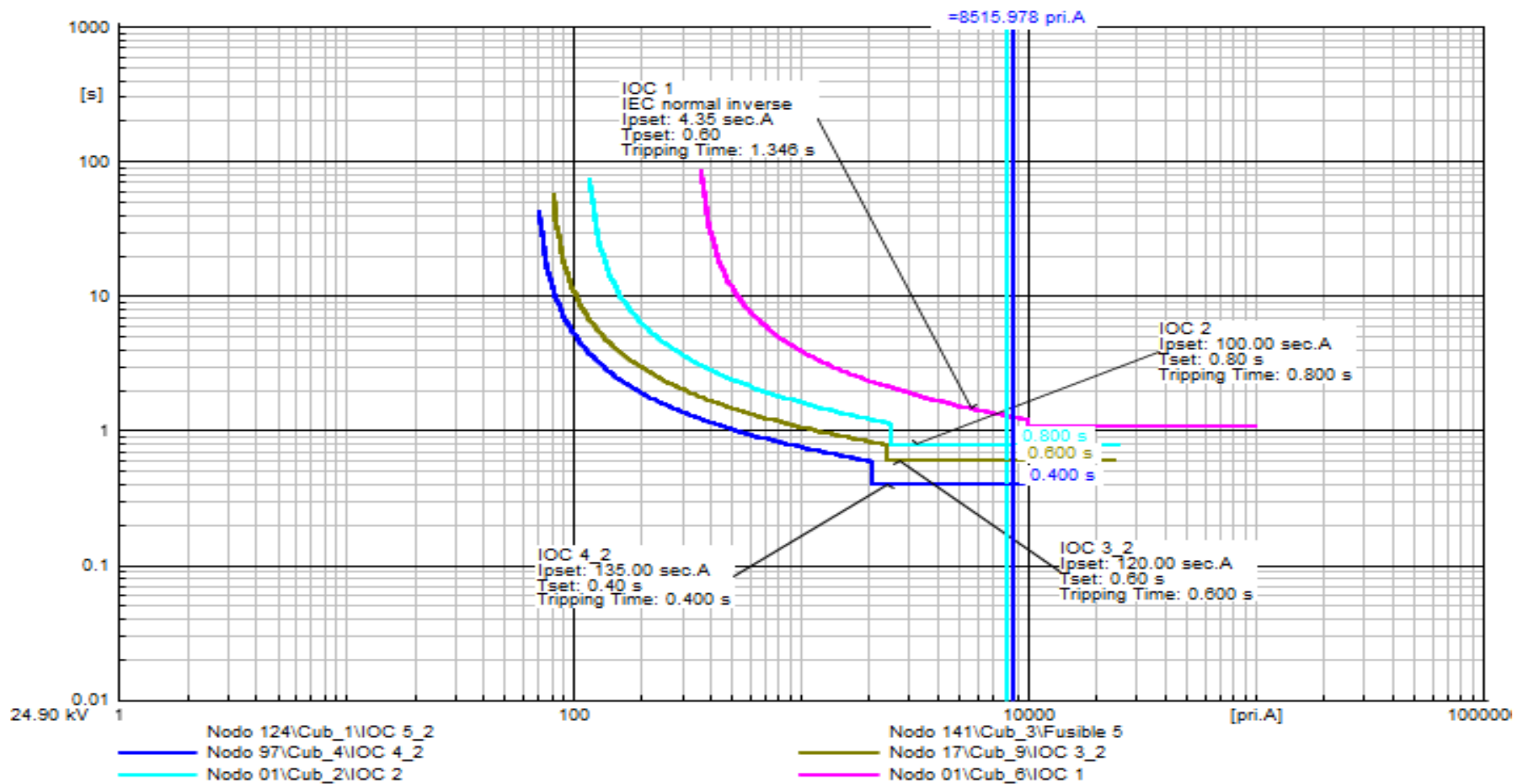


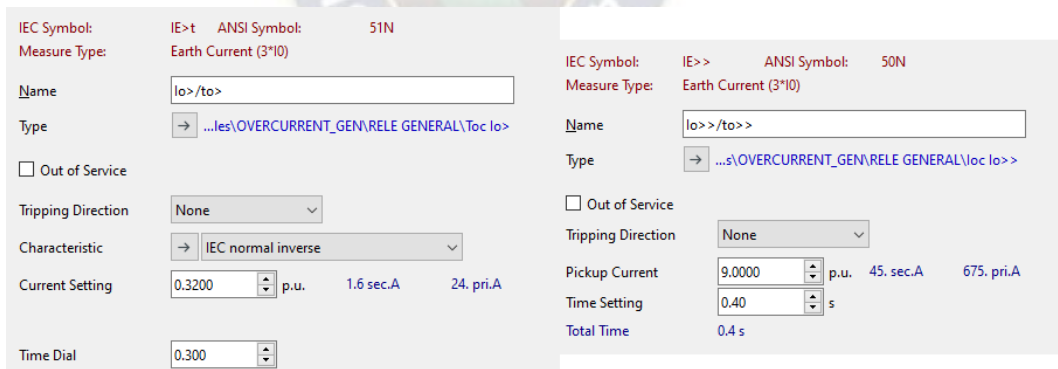
Figura 3.42. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 3 en zona 2 con falla trifásica y bifásica  
 Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

De la hoja de coordinación anterior, se muestra una diferencia de 200 ms entre el dispositivo de sobrecorriente aguas arriba, valor que se encuentra dentro de las recomendaciones para un ajuste entre relés (mayor o igual a 200 ms).

**Para una falla monofásica**, en el mismo punto se tienen los siguientes ajustes en la función sobrecorriente a tierra:

Para la primera etapa se tiene un dial de 300 ms y corriente de pick-up de 24 A.

Para la segunda etapa se considera una curva definida, con un tiempo de 400 ms, y corriente de pick-up de 675 A. Este último se define a partir de la mínima corriente de cortocircuito, considerando una resistencia de falla a tierra de 20  $\Omega$  (Valor de referencia).



*Figura 3.43. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 3 en zona 2 con falla trifásica y monofásica*

*Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).*

La hoja de coordinación respecto al ajuste del relé 51G de la subestación es el siguiente:

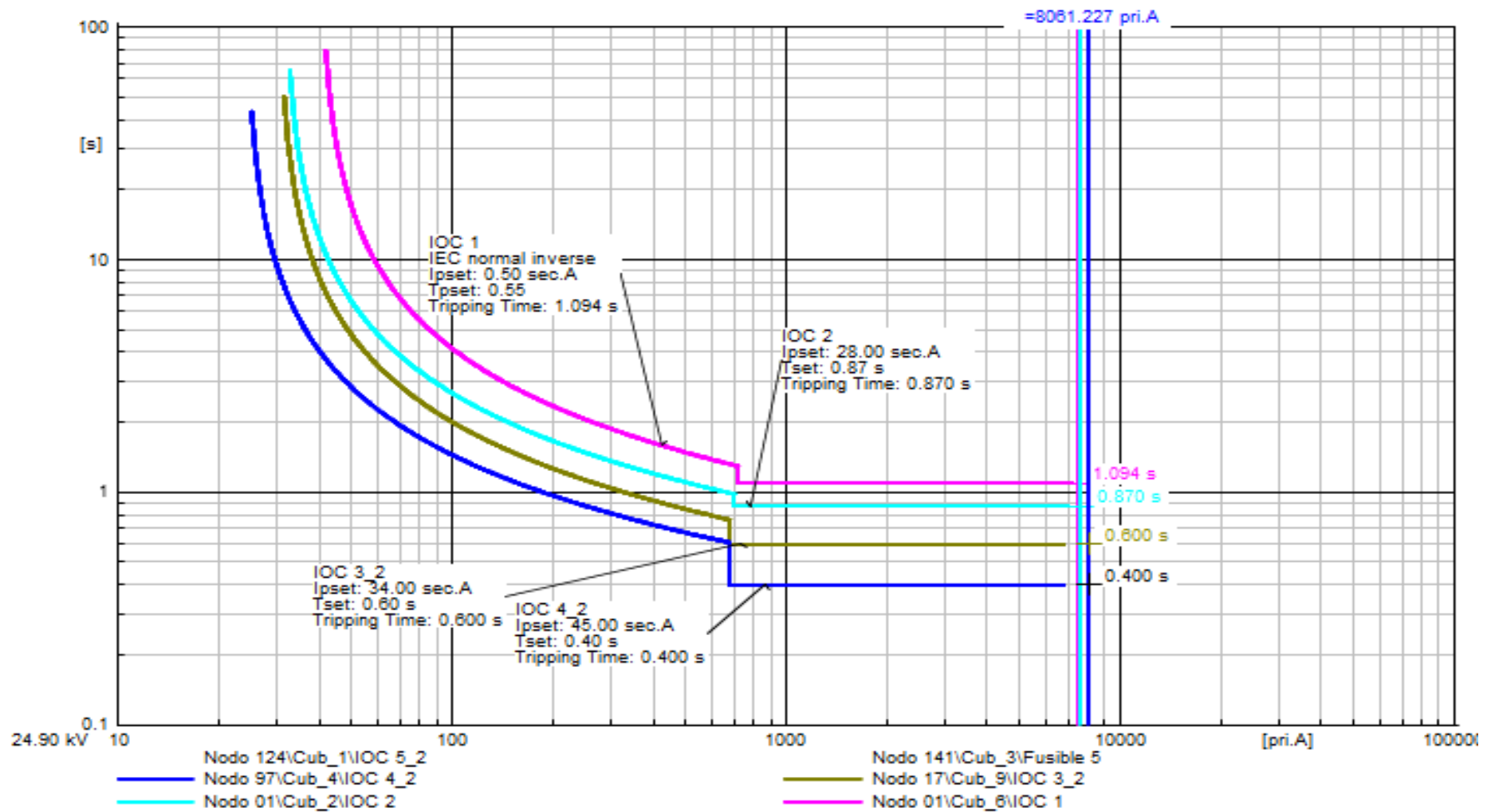


Figura 3.44. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 3 en zona 2 con falla trifásica y monofásica  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

Se puede observar en cuadro anterior que la diferencia entre las curvas de ajuste es de 200 ms respecto al dispositivo de protección aguas arriba, por lo que se considera un buen ajuste de coordinación de protecciones.

#### Para el punto 4:

Para este caso se realiza una falla trifásica en la barra del conjunto de transformadores MT/BT 24.9/0.4 kV que alimentan diferentes motores ubicados aguas abajo del punto 4. Bajo estas condiciones se obtiene un ajuste del relé de sobrecorriente con los siguientes datos:

Para el CT, se establece la condición de operación en máxima demanda que asume el transformador, que es de 17 A. Ahora bien, de acuerdo con una previsión de incremento de demanda se establece un crecimiento del 20% dando una corriente de 20.5 A, para un valor comercial se selecciona una CT de relación 25/5.

Para un CT de relación 25/5, se ajusta el relé de sobrecorriente temporizado con un dial de 800 ms y una corriente de pick-up de 22.5 A, como curva de ajuste para la primera etapa.

Para la segunda etapa se activa la función definida de sobrecorriente con un ajuste de tiempo de 190 ms y una corriente pick-up de 750 A.

Parameter	Value
IEC Symbol	I>t
ANSI Symbol	51
Measure Type	Phase Current (3ph)
Name	I>/t>
Type	...eles\OVERCURRENT_GEN\RELE GENERAL\Toc I>
Out of Service	<input type="checkbox"/>
Tripping Direction	None
Characteristic	IEC very inverse
Current Setting	0.9000 p.u. 4.5 sec.A 22.5 pri.A
Time Dial	0.80

Parameter	Value
IEC Symbol	I>>
ANSI Symbol	50
Measure Type	Phase Current (3ph)
Name	I>>/t>>
Type	...les\OVERCURRENT_GEN\RELE GENERAL\loc I>>
Out of Service	<input type="checkbox"/>
Tripping Direction	None
Pickup Current	30.00 p.u. 150. sec.A 750. pri.A
Time Setting	0.19 s
Total Time	0.19 s

Figura 3.45. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 4 en zona 2 con falla trifásica y bifásica

Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

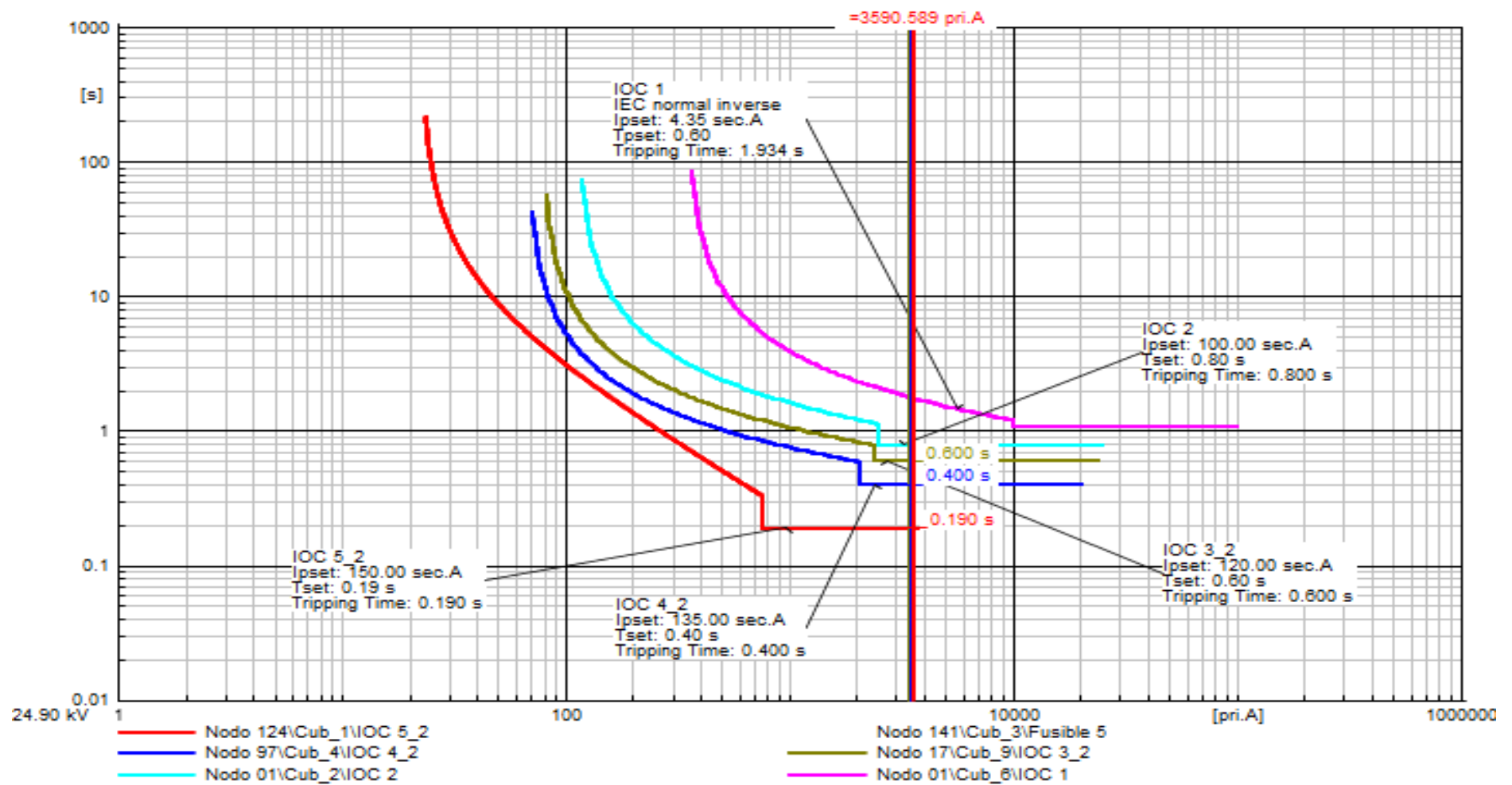


Figura 3.46. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 4 en zona 2 con falla trifásica y bifásica  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).



De la hoja de coordinación anterior, se muestra una diferencia de 210 ms entre el dispositivo de sobrecorriente aguas arriba, valor que se encuentra por encima de las recomendaciones para un ajuste entre relés (mayor o igual a 200 ms).

**Para una falla monofásica**, en el mismo punto se tienen los siguientes ajustes en la función sobrecorriente a tierra:

Para la primera etapa se tiene un dial de 250 ms y corriente de pick-up de 10 A (aproximadamente 50% de la corriente de fase).

Para la segunda etapa se considera una curva definida, con un tiempo de 200 ms, y corriente de pick-up de 500 A. Este último se define a partir de la mínima corriente de cortocircuito, considerando una resistencia de falla a tierra de 20  $\Omega$  (Valor de referencia).

Parameter	Relay 51N (Left Panel)	Relay 50N (Right Panel)
IEC Symbol	IE>t	IE>>
ANSI Symbol	51N	50N
Measure Type	Earth Current (3*I0)	Earth Current (3*I0)
Name	lo>/to>	lo>>/to>>
Type	...les\OVERCURRENT_GEN\RELE GENERAL\Toc lo>	...s\OVERCURRENT_GEN\RELE GENERAL\loc lo>>
Out of Service	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Tripping Direction	None	None
Characteristic	IEC normal inverse	
Current Setting	0.4000 p.u., 2. sec.A, 10. pri.A	20.0000 p.u., 100. sec.A, 500. pri.A
Time Setting	0.250 s	0.20 s
Total Time		0.2 s

*Figura 3.47. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 4 en zona 2 con falla trifásica y monofásica*

*Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).*

La hoja de coordinación respecto al ajuste del relé 51G de la subestación es el siguiente:

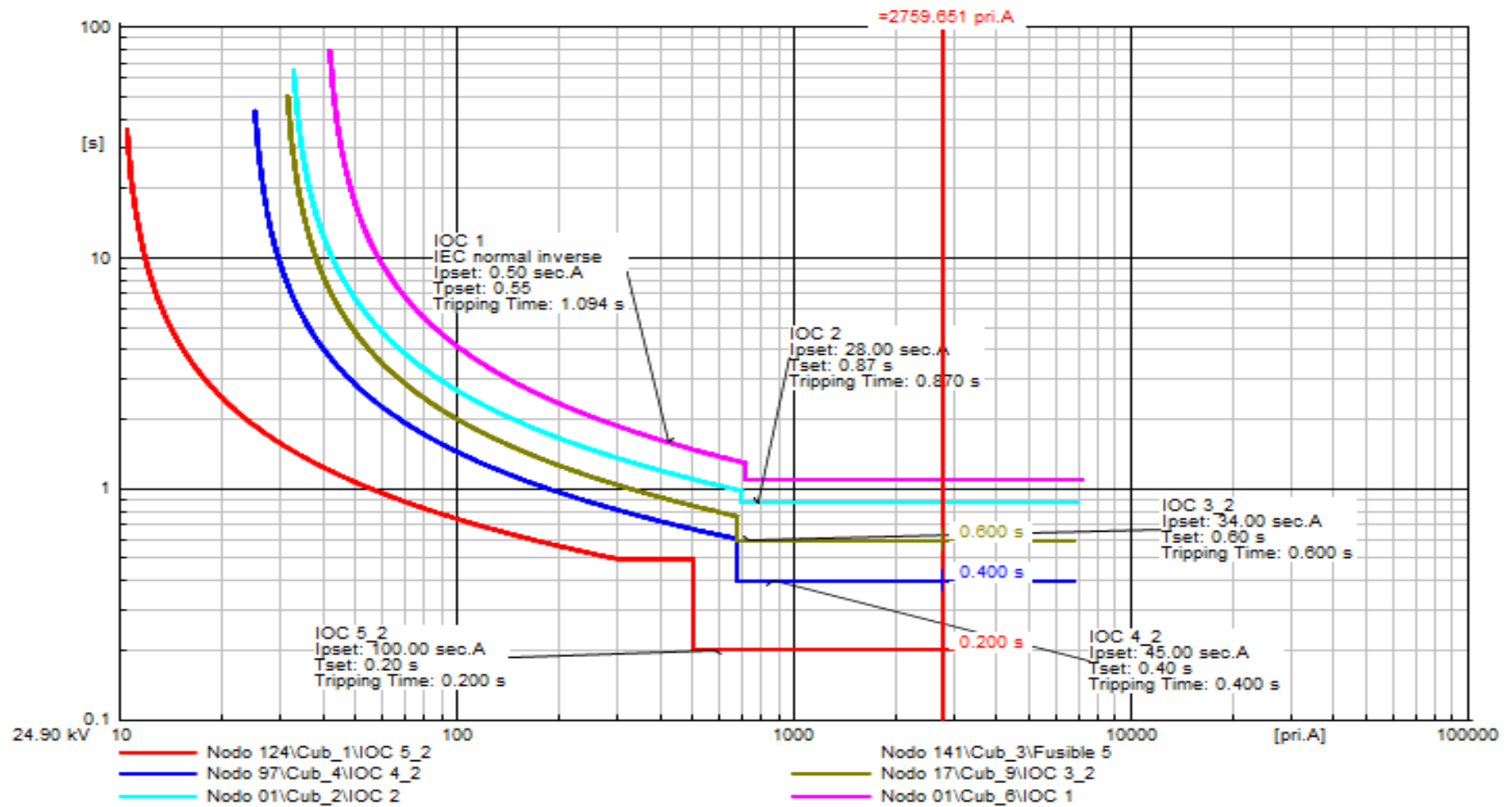


Figura 3.48. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 4 en zona 2 con falla trifásica y monofásica  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

Se puede observar en cuadro anterior que la diferencia entre las curvas de ajuste es de 200 ms respecto al dispositivo de protección aguas arriba, por lo que se considera un buen ajuste de coordinación de protecciones.

**Para el punto 5:**

Para este caso se realiza una muestra de protección a un transformador en cola de línea de 150 kVA, con un fusible tipo 6K.

El esquema de protección para el fusible con el relé de sobrecorriente aguas arriba se la representa gráficamente tal como se muestra en la Figura 3.49.

De la hoja de coordinación anterior, se muestra una diferencia de 176 ms entre la curva definida de sobrecorriente y la curva máxima de fusión del fusible, por lo que dentro de las recomendaciones se considera una coordinación menor a lo establecido (300 ms mínimo) para un relé - fusible. Sin embargo los valores de ajuste están establecidos aguas arriba según los parámetros de barras adyacentes, por lo que no se puede modificar dicho ajuste.

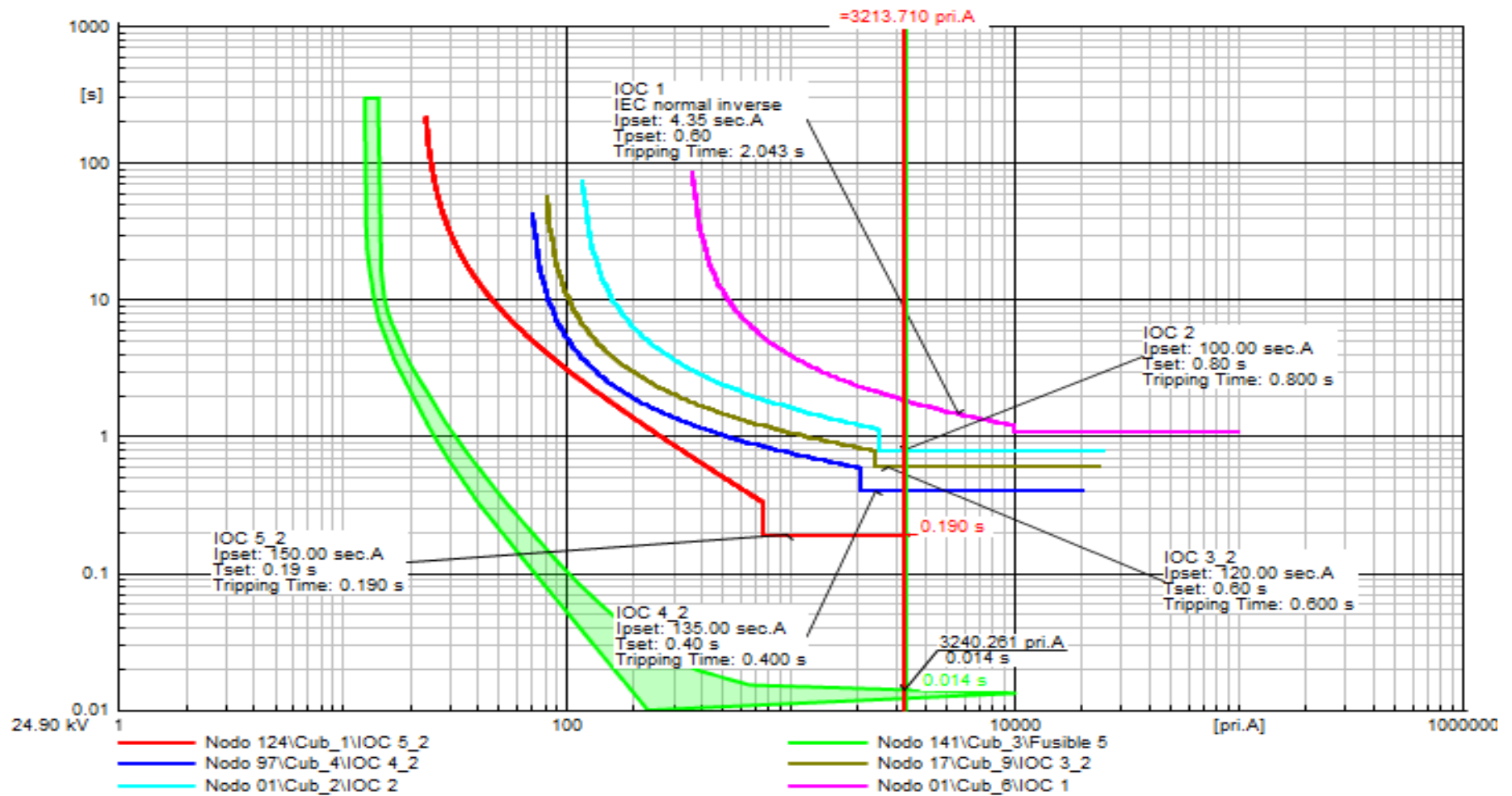


Figura 3.49. Curva tiempo-corriente de fusible y relé de sobre corriente para punto 5 en zona 2  
 Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

Ahora bien el fusible debe estar preparado para soportar o no actuar ante corrientes inrush, por lo que se evalúa si la selección del tipo de fusible es la adecuada.

Para ello se considera el criterio del Std. IEEE 242:

Para un tiempo de 100 ms:  $I_{1s} = 5 * I_{n_{xfo}}$

$$I_{1s} = 5 * 3.5 A$$

$$I_{1s} = 17.5 A$$

$$I_{0.1s} = 12 * I_{n_{xfo}}$$

$$I_{0.1s} = 12 * 3.5 A$$

$$I_{0.1s} = 42 A$$

$$I_{0.01} = 25 * I_{n_{xfo}}$$

$$I_{0.01} = 25 * 3.5 A$$

$$I_{0.01} = 87.5 A$$

Como se evidencia con los resultados anteriores, ningún valor de las corrientes obtenidas intersectan a la curva mínima de fusión del fusible, por lo que esto nos garantiza que el mismo no actuará ante corrientes inrush.

Entre el fusible 6K y el dispositivo de sobrecorriente aguas arriba aún existe un rango considerable para la disposición de equipamiento de protección, lo cual permite ingresar información adicional sobre dispositivos de protección intermedios.

### 3.4.3 Análisis de coordinación de la zona 3

De acuerdo a las fallas previstas en el tramo definido como troncal para efectos del presente proyecto en la zona 3 a continuación, se muestra los sitios analizados para la coordinación de protecciones:

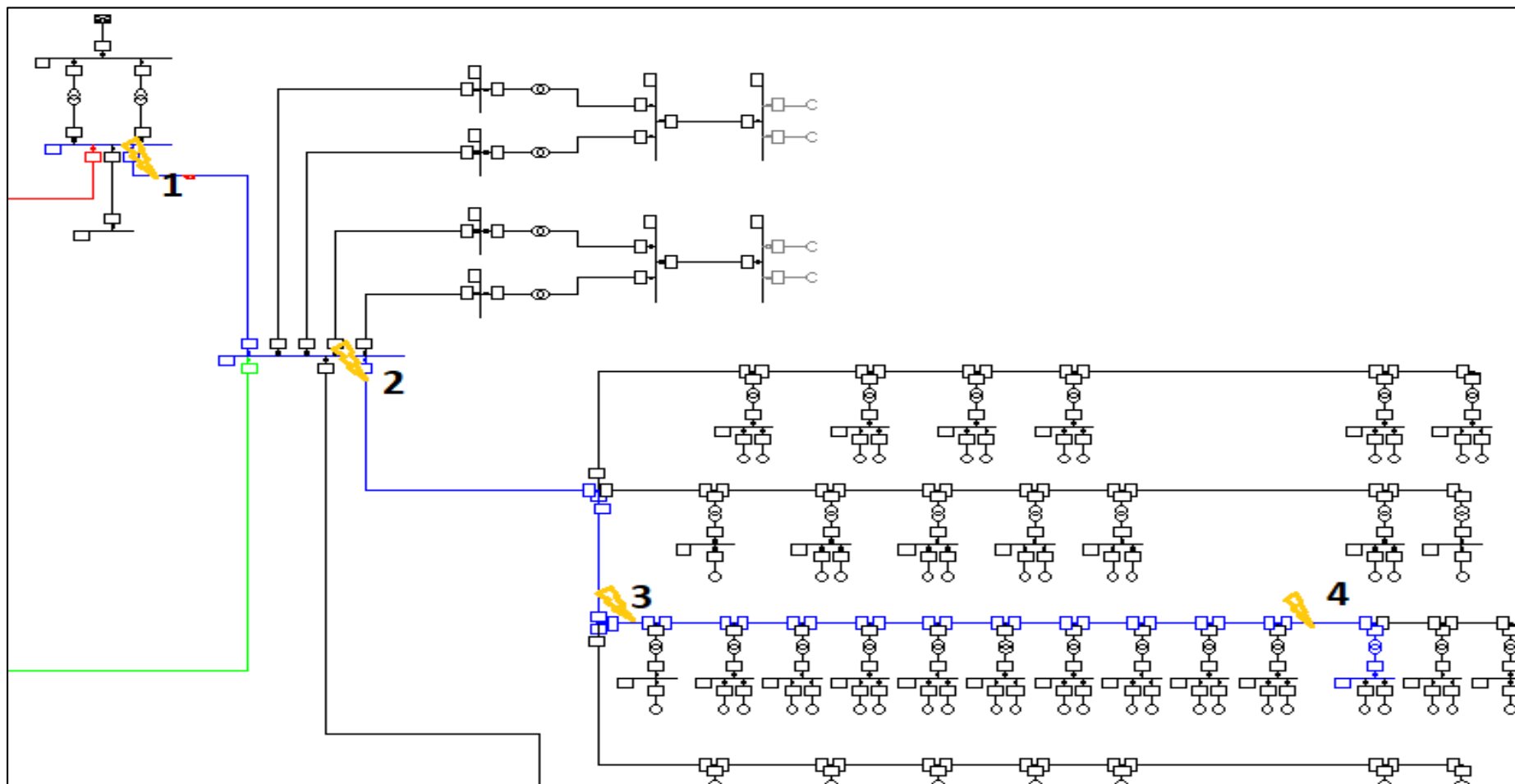


Figura 3.50. Coordinación de protecciones en la zona 3  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

De acuerdo al esquema anterior, se realizan diferentes tipos de falla ante condiciones de máxima incidencia para verificar la respuesta ante sobrecorriente tanto para fallas en fase como fallas a tierra.

### Para el punto 1:

Se calculó en el apartado anterior.

### Para el punto 2:

Para este caso se realiza una falla trifásica en las celdas MT del punto 2, en vista de ello se obtiene un ajuste del relé de sobrecorriente con los siguientes datos:

Para el CT, se establece la condición de operación en máxima demanda que asume el transformador, que es de 30 A. Ahora bien, de acuerdo con una previsión de incremento de demanda se establece un crecimiento del 20% dando una corriente de 36 A, para un valor comercial se selecciona una CT de relación 50/5.

Para un CT de relación 50/5, se ajusta el relé de sobrecorriente temporizado con un dial de 500 ms y una corriente de pick-up de 40 A, como curva de ajuste para la primera etapa. Para la segunda etapa se activa la función definida de sobrecorriente, a un 90% de la mínima corriente obtenida de una falla bifásica. Con un tiempo de 600 ms y una corriente de pick-up de 1500 A.

Parameter	Value
IEC Symbol	I>t
ANSI Symbol	51
Measure Type	Phase Current (3ph)
Name	I>/t>
Type	...eles\OVERCURRENT_GEN\RELE GENERAL\Toc I>
Out of Service	<input type="checkbox"/>
Tripping Direction	None
Characteristic	IEC normal inverse
Current Setting	0.8000 p.u., 4. sec.A, 40. pri.A
Time Dial	0.500

Parameter	Value
IEC Symbol	I>>
ANSI Symbol	50
Measure Type	Phase Current (3ph)
Name	I>>/t>>
Type	...les\OVERCURRENT_GEN\RELE GENERAL\loc I>>
Out of Service	<input type="checkbox"/>
Tripping Direction	None
Pickup Current	30.00 p.u., 150. sec.A, 1500. pri.A
Time Setting	0.60 s
Total Time	0.6 s

Figura 3.51. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 2 en zona 3 con falla trifásica y bifásica

Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

La falla impacta en los dispositivos de protección de la siguiente manera:



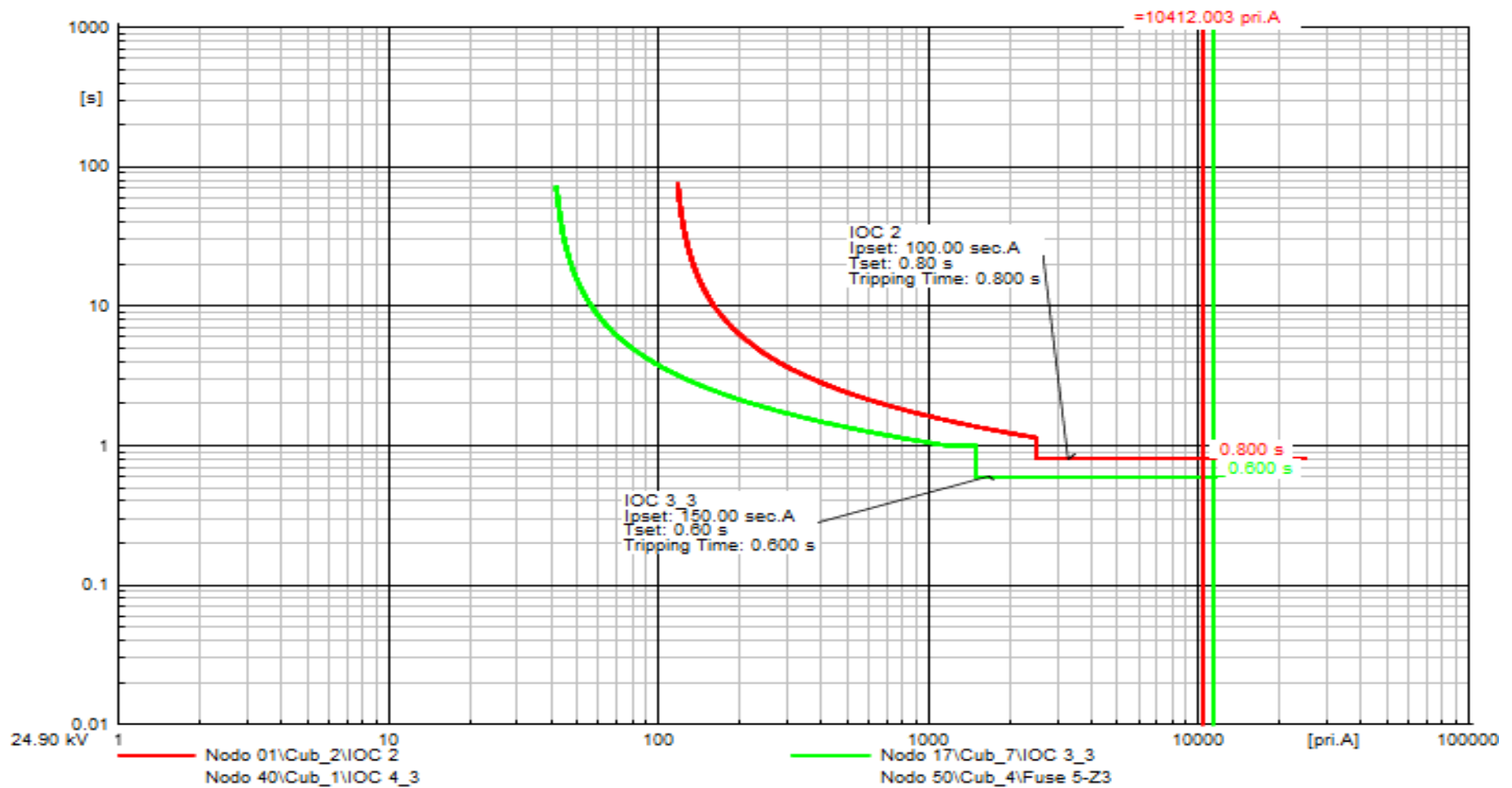


Figura 3.52. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 2 en zona 3 con falla trifásica y bifásica  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

De la hoja de coordinación anterior, se muestra una diferencia de 200 ms entre el dispositivo de sobrecorriente aguas arriba, valor que se encuentra dentro de las recomendaciones para un ajuste entre relés (mayor o igual a 200 ms).

### Para una falla monofásica:

Para la primera etapa se ajusta el relé de sobrecorriente temporizado a tierra con un dial de 430 ms y una corriente de pick-up de 15 A. (Que representa aproximadamente el 50% de la corriente de fase).

Para una segunda etapa se determina una curva definida para el relé, con un ajuste de tiempo de acción de 600 ms y corriente pick-up de 700 A.

Parameter	Relay 51N (Left)	Relay 50N (Right)
IEC Symbol	IE>t	IE>>
ANSI Symbol	51N	50N
Measure Type	Earth Current (3*I0)	Earth Current (3*I0)
Name	lo>/to>	lo>>/to>>
Type	...les\OVERCURRENT_GEN\RELE GENERAL\Toc lo>	...s\OVERCURRENT_GEN\RELE GENERAL\loc lo>>
Out of Service	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Tripping Direction	None	None
Characteristic	IEC normal inverse	
Current Setting	0.3000 p.u. 1.5 sec.A 15. pri.A	14.0000 p.u. 70. sec.A 700. pri.A
Time Dial	0.400	0.60 s
Total Time		0.6 s

Figura 3.53. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 2 en zona 3 con falla trifásica y monofásica

Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

La hoja de coordinación respecto al ajuste del relé 51G de la subestación es el siguiente:

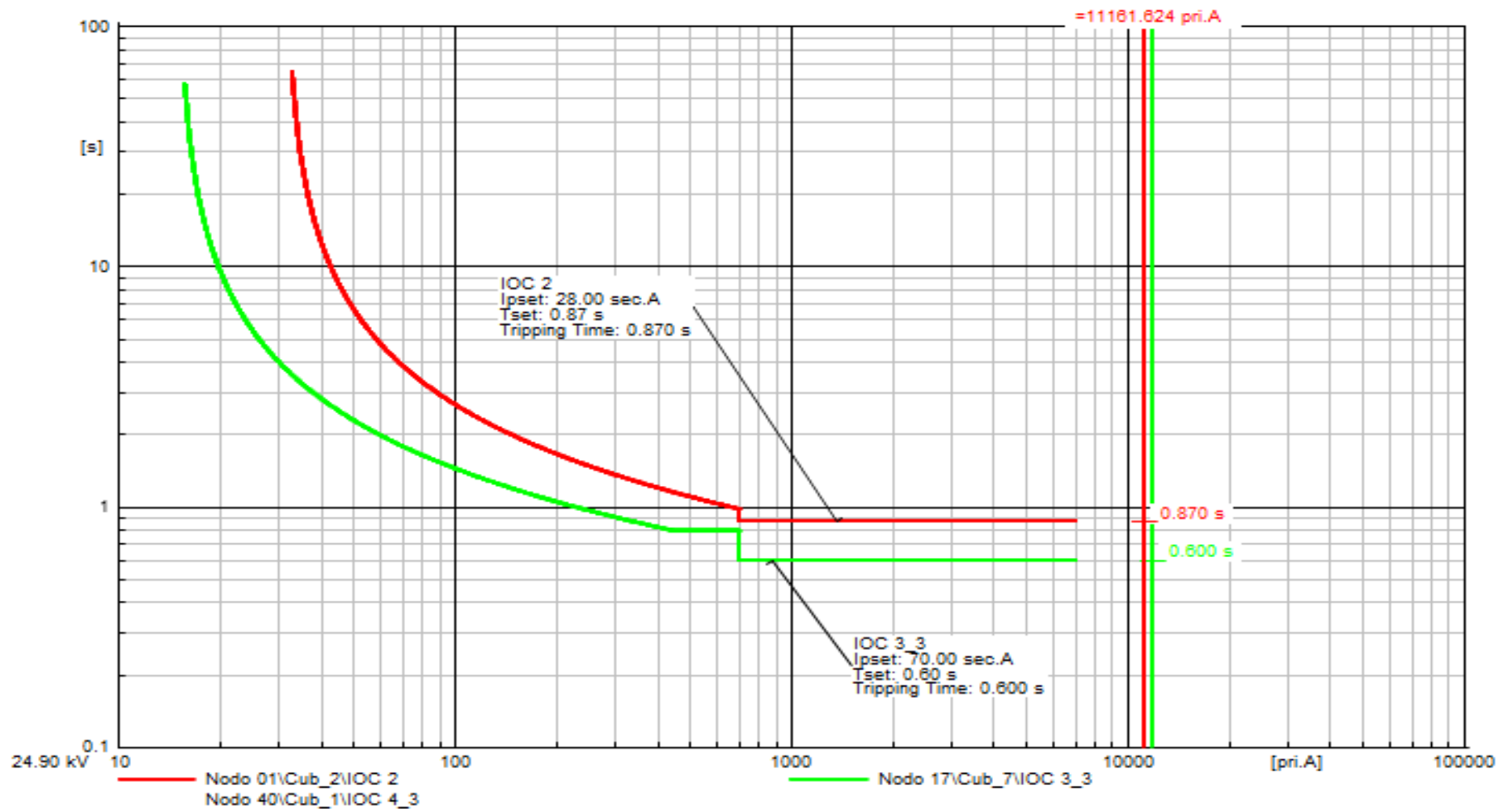


Figura 3.54. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 2 en zona 3 con falla trifásica y monofásica  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

Se puede observar en cuadro anterior que la diferencia entre las curvas de ajuste es de 270 ms, por lo que se considera un buen ajuste de coordinación de protecciones.

### Para el punto 3:

Para el CT, se establece la condición de operación en máxima demanda que asume el transformador, que es de 10 A. Ahora bien, de acuerdo con una previsión de incremento de demanda se establece un crecimiento del 20% dando una corriente de 12 A, para un valor comercial se selecciona una CT de relación 15/5. Para un CT de relación 15/5, se ajusta el relé de sobrecorriente temporizado con un dial de 400 ms y una corriente de pick-up de 12 A, como curva de ajuste para la primera etapa.

Para la segunda etapa se activa la función definida de sobrecorriente, a un 90% de la corriente mínima de falla de fase (bifásica). Lo cual conlleva a ajustar la curva definida a un dial de 400 ms y una corriente pick-up de 450 A.

Parameter	Value
IEC Symbol	I>t
ANSI Symbol	51
Measure Type	Phase Current (3ph)
Name	I>/t>
Type	...eles\OVERCURRENT_GEN\RELE GENERAL\Toc I>
Out of Service	<input type="checkbox"/>
Tripping Direction	None
Characteristic	IEC normal inverse
Current Setting	0.8000 p.u. 4. sec.A 12. pri.A
Time Dial	0.400

Parameter	Value
IEC Symbol	I>>
ANSI Symbol	50
Measure Type	Phase Current (3ph)
Name	I>>/t>>
Type	...les\OVERCURRENT_GEN\RELE GENERAL\loc I>>
Out of Service	<input type="checkbox"/>
Tripping Direction	None
Pickup Current	30.00 p.u. 150. sec.A 450. pri.A
Time Setting	0.40 s
Total Time	0.4 s

Figura 3.55. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 3 en zona 3 con falla trifásica y bifásica

Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

La falla impacta en los dispositivos de protección de la siguiente manera:

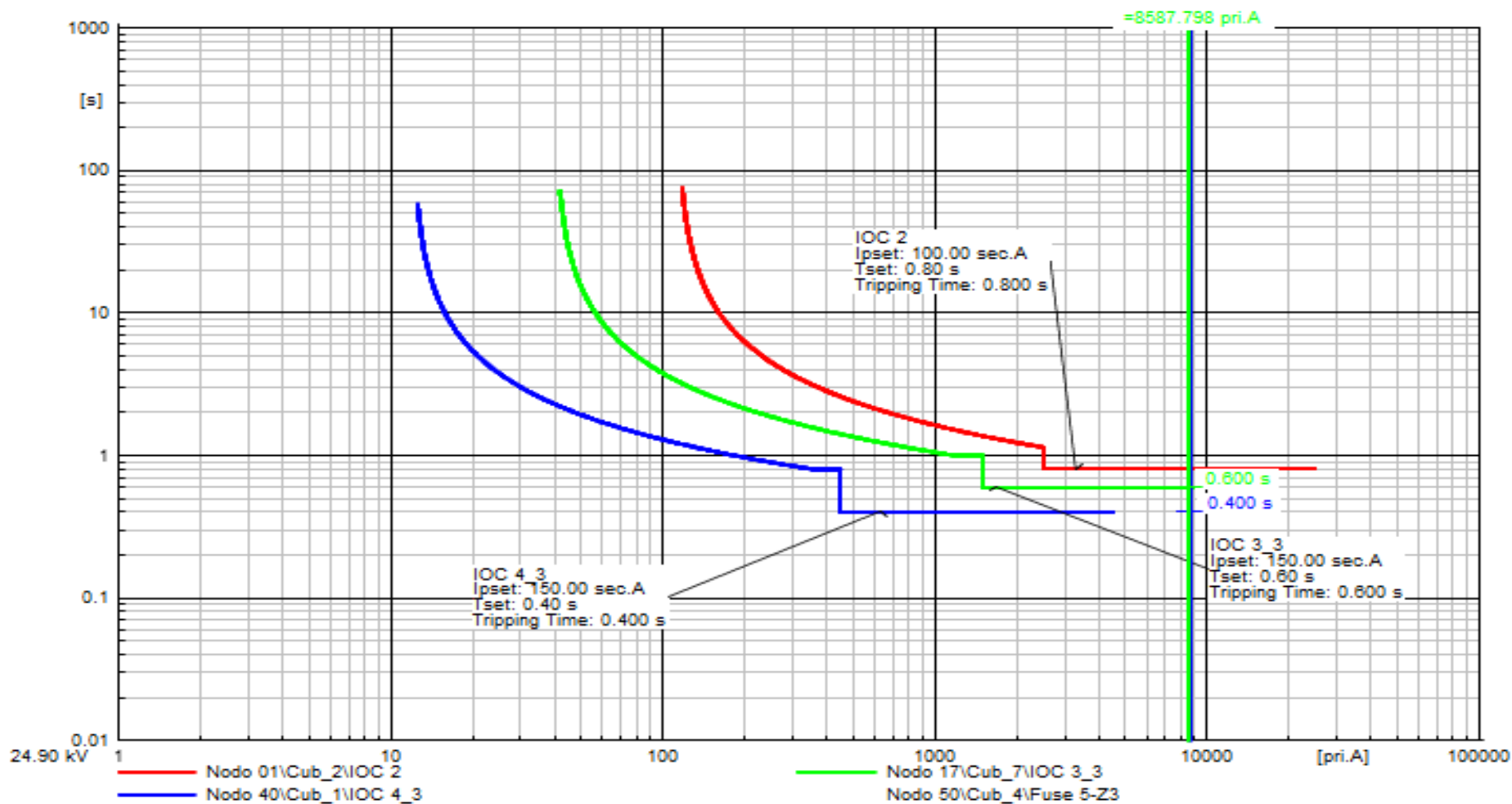
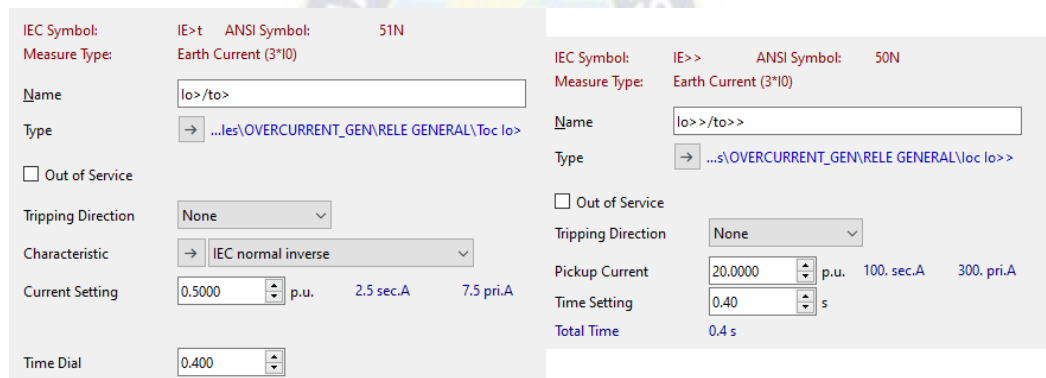


Figura 3.56. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 3 en zona 3 con falla trifásica y bifásica  
 Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

De la hoja de coordinación anterior, se muestra una diferencia de 200 ms entre el dispositivo de sobrecorriente aguas arriba, valor que se encuentra dentro de las recomendaciones para un ajuste entre relés (mayor o igual a 200 ms).

**Para una falla monofásica,**

Para la primera etapa se tiene un dial de 400 ms y corriente de pick-up de 7.5 A. Para la segunda etapa se considera una curva definida, con un tiempo de 400 ms, y corriente de pick-up de 300 A. Este último se define a partir de la mínima corriente de cortocircuito, considerando una resistencia de falla a tierra de 20 Ω.



*Figura 3.57. Parámetros para relé de sobre corriente temporizado para punto 3 en zona 3 con falla trifásica y monofásica*

*Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).*

La hoja de coordinación respecto al ajuste del relé 51G de la subestación se la muestra en *Figura 3.58*:

Se puede observar en cuadro anterior que la diferencia entre las curvas de ajuste es de 200 ms respecto al dispositivo de protección aguas arriba, por lo que se considera un buen ajuste de coordinación de protecciones.

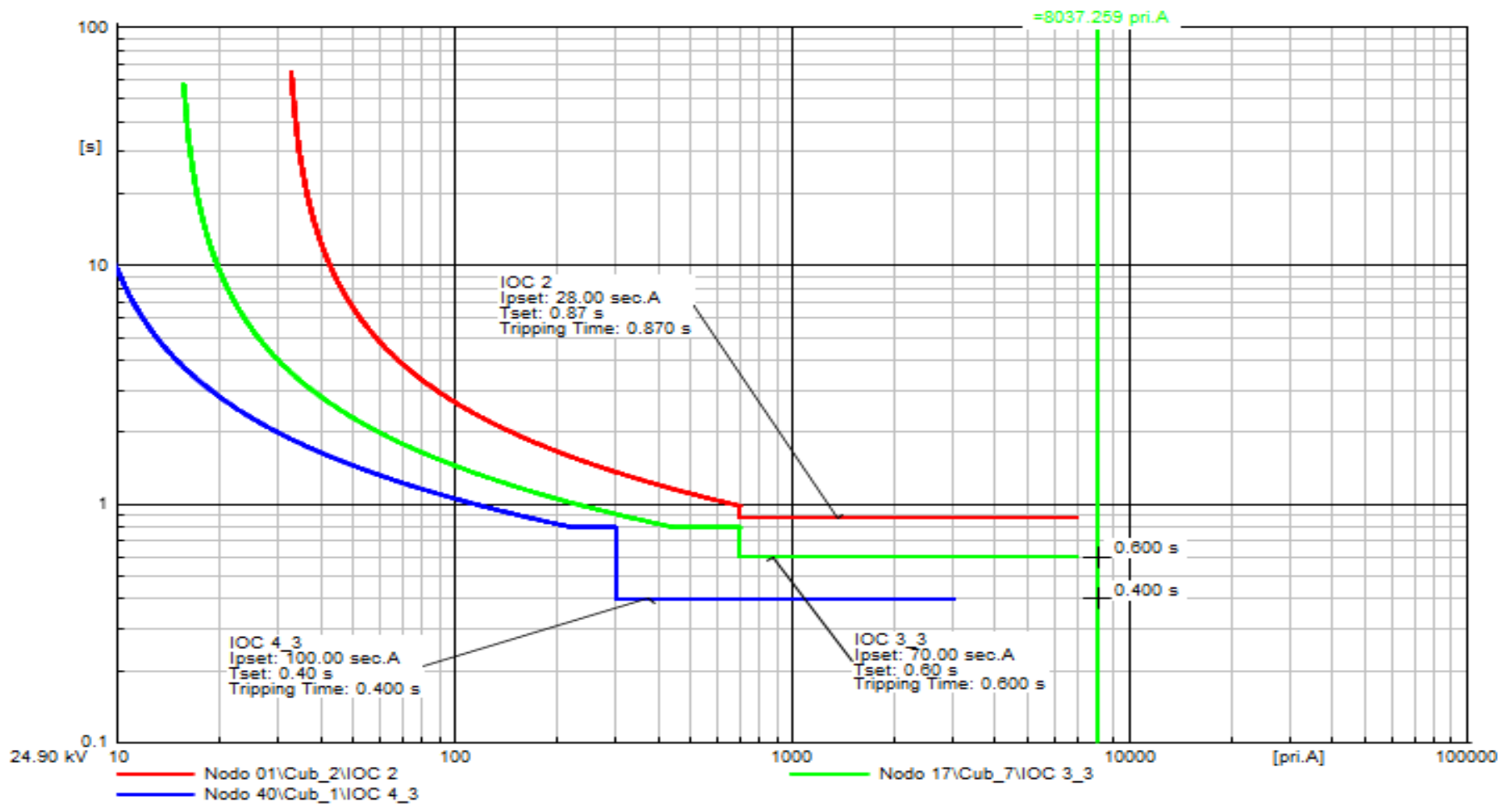


Figura 3.58. Curva tiempo-corriente del relé de sobre corriente para punto 3 en zona 3 con falla trifásica y monofásica  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).



#### Para el punto 4:

Para este caso se realiza una muestra de protección a un transformador en cola de línea de 50 kVA, con un fusible tipo 6K.

El esquema de protección para el fusible con el relé de sobrecorriente aguas arriba es tal como se muestra en la Figura 3.59:

De la hoja de coordinación, se muestra una diferencia de 386 ms entre la curva definida de sobrecorriente y la curva máxima de fusión del fusible, por lo que dentro de las recomendaciones se considera una buena coordinación entre el relé y fusible. Ahora bien el fusible debe estar preparado para soportar o no actuar ante corrientes inrush, por lo que se evalúa si la selección del tipo de fusible es la adecuada.

Para ello se considera el criterio del std. IEEE 242:

Para un tiempo de 100 ms:

$$I_{1s} = 5 * I_{n_{xfo}}$$

$$I_{1s} = 5 * 1.2 A$$

$$I_{1s} = 6 A$$

$$I_{0.1s} = 12 * I_{n_{xfo}}$$

$$I_{0.1s} = 12 * 1.2 A$$

$$I_{0.1s} = 14.4 A$$

$$I_{0.01} = 25 * I_{n_{xfo}}$$

$$I_{0.01} = 25 * 1.2 A$$

$$I_{0.01} = 30 A$$

Como se evidencia con los resultados anteriores, ningún valor de las corrientes obtenidas intersectan a la curva mínima de fusión del fusible, por lo que esto nos garantiza que el mismo no actuará ante corrientes inrush.

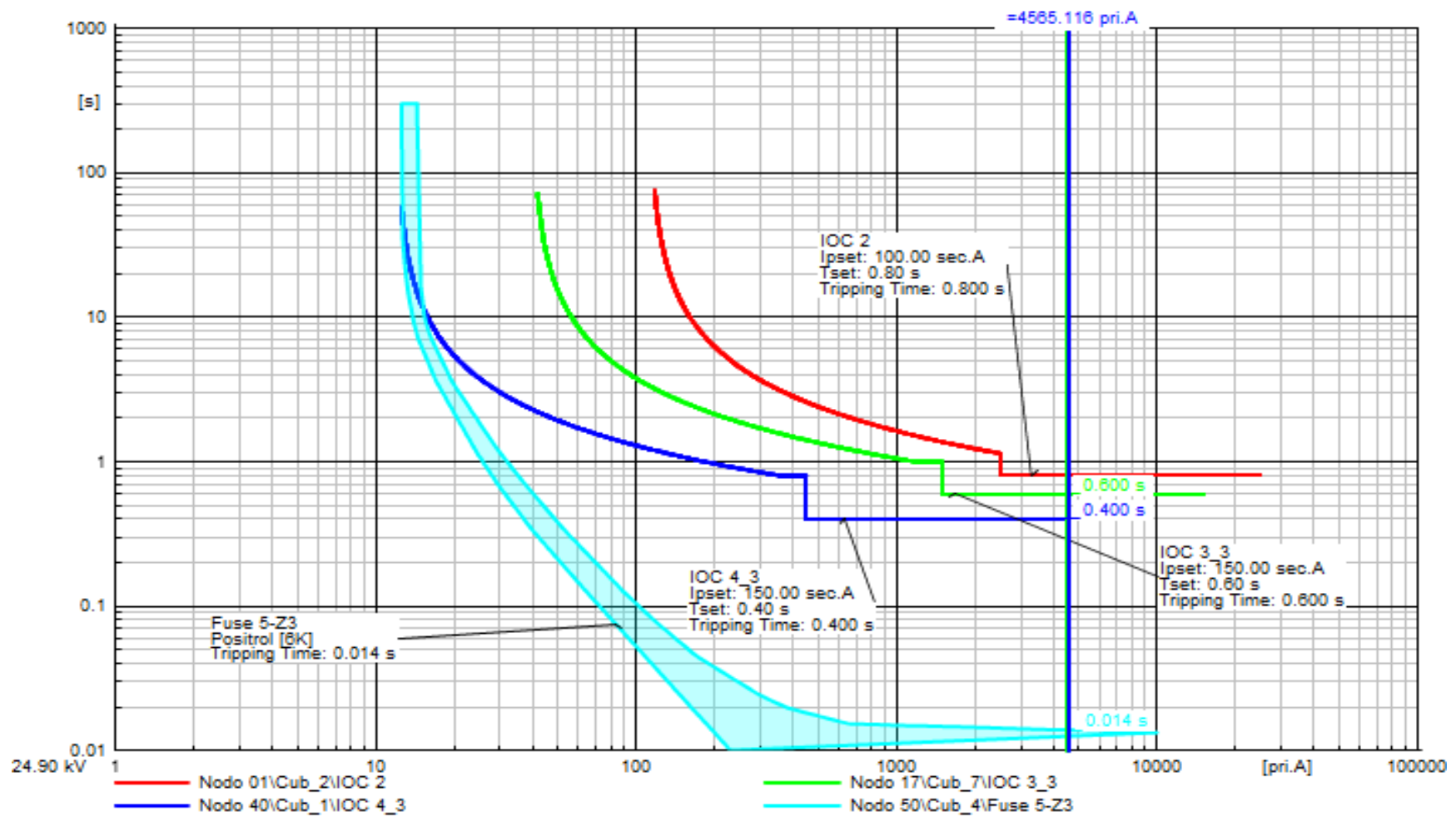


Figura 3.59. Curva tiempo-corriente de fusible y relé de sobre corriente para punto 4 en zona 3  
Fuente: Elaboración propia (DigSILENT PowerFactory).

**Tabla resumen de los resultados obtenidos en cada zona**

**ZONA 1.**

<b>PUNTO DE ANALISIS</b>	<b>FALLA TRIFASICA</b>			<b>FALLA BIFASICA</b>			<b>FALLA MONOFASICA</b>		
	<b>Tiempo de disparo dispositivo 1 (ms)</b>	<b>Tiempo de disparo dispositivo 2 MT (ms)</b>	<b>Diferencia de tiempo (ms)</b>	<b>Tiempo de disparo dispositivo 1 (ms)</b>	<b>Tiempo de disparo dispositivo 2(ms)</b>	<b>Diferencia de tiempo (ms)</b>	<b>Tiempo de disparo dispositivo 1 (ms)</b>	<b>Tiempo de disparo dispositivo 2(ms)</b>	<b>Diferencia de tiempo (ms)</b>
<b>Punto 1</b>	1100	900	200				1094	900	194
<b>Punto 2</b>				1034	900	334	1094	900	194
<b>Punto 3</b>				1325	881	444	1094	870	224

**ZONA 2.**

<b>PUNTO DE ANALISIS</b>	<b>FALLA TRIFASICA</b>			<b>FALLA BIFASICA</b>			<b>FALLA MONOFASICA</b>		
	<b>Tiempo de disparo dispositivo 1 (ms)</b>	<b>Tiempo de disparo dispositivo 2 MT (ms)</b>	<b>Diferencia de tiempo (ms)</b>	<b>Tiempo de disparo dispositivo 1 (ms)</b>	<b>Tiempo de disparo dispositivo 2 (ms)</b>	<b>Diferencia de tiempo (ms)</b>	<b>Tiempo de disparo dispositivo 1 (ms)</b>	<b>Tiempo de disparo dispositivo 2 (ms)</b>	<b>Diferencia de tiempo (ms)</b>
<b>Punto 1</b>	1100	800	300				1094	870	224
<b>Punto 2</b>				800	600	200	870	600	270
<b>Punto 3</b>				800	600	200	600	400	200
<b>Punto 4</b>				400	190	210	400	200	200
<b>Punto 5</b>							190	14	176

**ZONA 3.**

PUNTO DE ANALISIS	FALLA TRIFASICA			FALLA BIFASICA			FALLA MONOFASICA		
	Tiempo de disparo dispositivo 1 (ms)	Tiempo de disparo dispositivo 2 MT (ms)	Diferencia de tiempo (ms)	Tiempo de disparo dispositivo 1 (ms)	Tiempo de disparo dispositivo 2 (ms)	Diferencia de tiempo (ms)	Tiempo de disparo dispositivo 1 (ms)	Tiempo de disparo dispositivo 2 (ms)	Diferencia de tiempo (ms)
<b>Punto 1</b>	1100	800	300				1094	870	224
<b>Punto 2</b>				800	600	200	870	600	270
<b>Punto 3</b>				800	600	200	600	400	200
<b>Punto 4</b>							400	14	386

## CAPITULO IV CONCLUSIONES

### 4.1 CONCLUSIONES

Con el estudio realizado en el presente documento podemos concluir con los siguientes aspectos:

- Se ha elaborado el diagrama unifilar de la red eléctrica de YLB conectada al SIN, la red eléctrica del SIN es representado mediante un equivalente de barra infinita en la barra de Alta Tensión 115 kV de la Subestación Salar (SAL115). Los datos correspondientes a las líneas de transmisión y cargas, fueron tomadas según datos disponibles del diagrama unifilar de YLB en formato CAD.
- Se realizó la simulación de flujos de potencia de la red eléctrica de YLB en el entorno del software DigSILENT PowerFactory, mismo que fue validado mediante el cálculo de flujos de potencia en el entorno de Matlab aplicado a una red equivalente 10 nodos, donde se obtuvieron diferencias entre 0.03% y 0.71% para el voltaje en nodos y una diferencia entre 0.00% y 5.83% para el ángulo de fase.
- Se identificó tres escenarios de operación de la planta YLB, los cuales son, Demanda máxima, con la planta operando en su máxima capacidad alcanzando una demanda de 20.20 MW frente a la proyectada de 20.57 MW. Demanda media, en condiciones de operación normal, donde se calcula una demanda de 4.52 MW frente a una potencia promedio real de 3.99 MW. Y la demanda mínima, donde la planta no se encuentra en operación calculando una demanda de 1.75 MW frente a una potencia promedio real de 1.65 MW.
- El análisis de cortocircuito se lo realiza optando el “Método Completo” disponible en el software DigSILENT PowerFactory, el cual parte del estudio de Flujos de Potencia del Escenario de Operación para que los resultados consideren los resultados previstos en estado estacionario y consideren los aportes de las máquinas asíncronas (Motores) comprometidas en las instalaciones.

- La coordinación de protecciones se realizó considerando zonas de protección determinados según su relevancia en condiciones de falla, definiendo de esta manera 3 zonas de protección para la red eléctrica de YLB. Las protecciones seleccionadas con la ayuda del software DigSILENT PowerFactory se lo realiza mediante la simulación de fallas en los alimentadores, mismos que se adecuan correctamente para condiciones de máxima y mínima demanda de la planta de YLB.

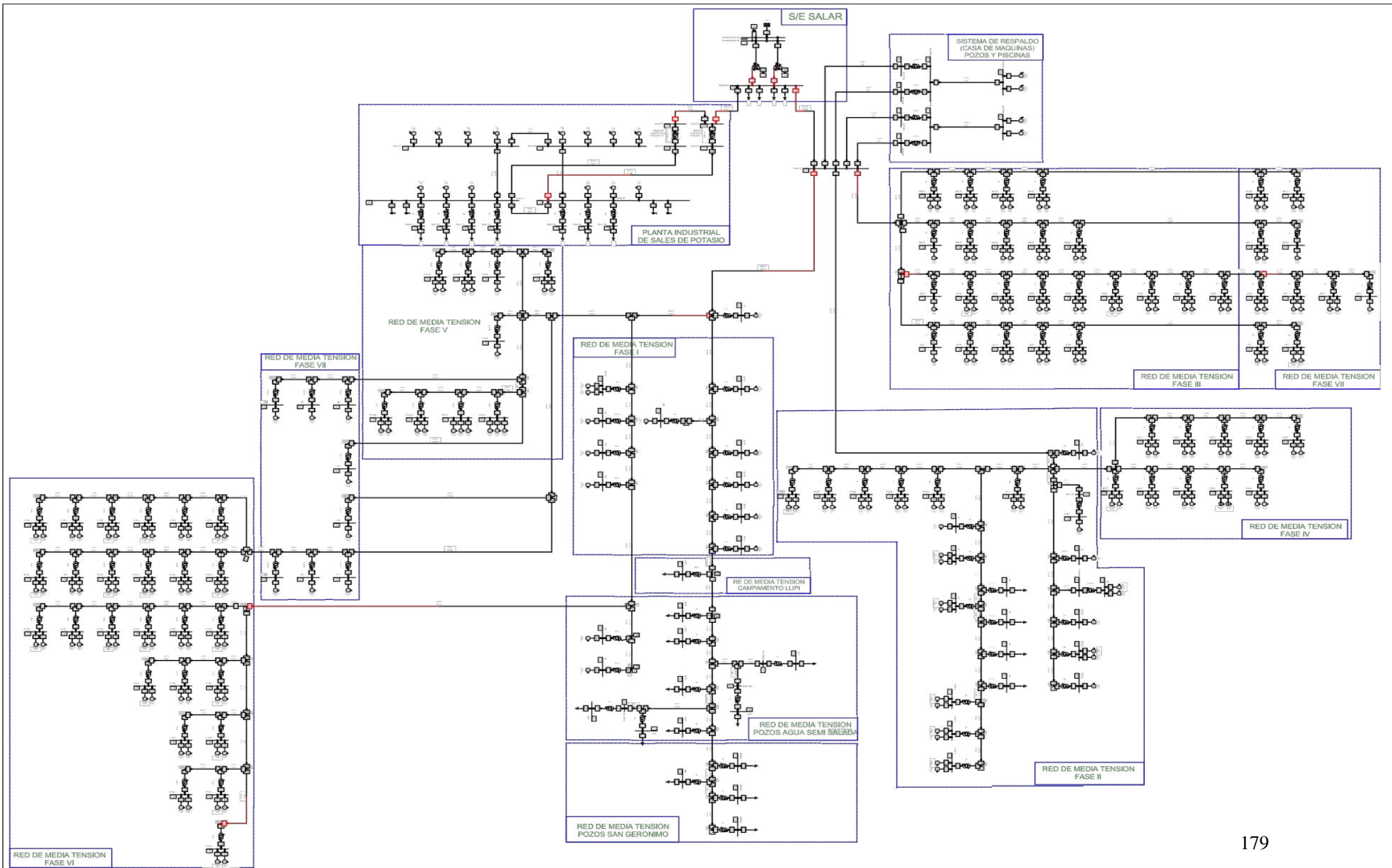


# ANEXOS



# **ANEXO A**

## **DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA ELECTRICO PLANTA YLB**



## ANEXO B

### DATOS DEL SISTEMA DE MEDIA TENSION PLANTA YLB

#### DATOS DE TRANSFORMADORES

Tabla A1. Datos de los Transformadores de Potencia.

ELEMENTO	RELACION DE TRANSFORMACION	CONEXION	CAPACIDAD NOMINAL [kVA]
T1	6/0.4	YnYn0	2000
T2	6/0.4	YnYn0	2000
T3	6/0.4	YnYn0	2000
T4	6/0.4	YnYn0	2000
T5	6/0.4	YnYn0	2000
T6	6/0.4	YnYn0	2000
T7	6/0.4	YnYn0	2000
TF-01	24/6	YnYn0	2000
TF-02	24/6	YnYn0	2000
TF-03	24/0.38	YnYn0	75
TF-04	24/0.38	YnYn0	75
TF-05	24/0.38	YnYn0	75
TF-06	24/0.38	YnYn0	75
TF-07	24/0.38	YnYn0	75
TF-08	24/0.38	YnYn0	75
TF-09	24/0.38	YnYn0	75
TF-10	24/0.38	YnYn0	75
TF-11	24/0.38	YnYn0	75
TF-12	24/0.38	YnYn0	75

Fuente. Elaboración Propia (Datos obtenidos de documentación disponible).

Tabla A2. Datos de los Transformadores de Potencia.

<b>ELEMENTO</b>	<b>TIPO</b>	<b>CONEXION</b>	<b>P. NOM. [kVA]</b>
TF-12.1	24/0.38	YnYn0	75
TF-13	24/0.38	YnYn0	75
TF-13.1	24/0.38	YnYn0	75
TF-13.2	24/0.38	YnYn0	75
TF-13.3	24/0.38	YnYn0	75
TF-14	24/0.38	YnYn0	75
TF-15	24/0.38	YnYn0	75
TF-16	24/0.38	YnYn0	75
TF-17	24/0.38	YnYn0	75
TF-18	24/0.38	YnYn0	75
TF-19	24/0.38	YnYn0	75
TF-20	24/0.38	YnYn0	75
TF-21	24/0.38	YnYn0	75
TF-22	24/0.38	YnYn0	75
TF-23	24/0.38	YnYn0	75
TF-24	24/0.38	YnYn0	75
TF-25	24/0.38	YnYn0	75
TF-26	24/0.38	YnYn0	75
TF-27	24/0.38	YnYn0	75
TF-28	24/0.38	YnYn0	75
TF-29	24/0.38	YnYn0	75
TF-30	24/0.38	YnYn0	75
TF-31	24/0.38	YnYn0	75

Fuente. Elaboración Propia (Datos obtenidos de documentación disponible).

Tabla A3. Datos de los Transformadores de Potencia.

<b>ELEMENTO</b>	<b>TIPO</b>	<b>CONEXION</b>	<b>P. NOM. [kVA]</b>
TF-32	24/0.38	YnYn0	75
TF-33	24/0.38	YnYn0	75
TF-34	24/0.38	YnYn0	75
TF-35	24/0.38	YnYn0	75
TF-36	24/0.38	YnYn0	75
TF-37	24/0.38	YnYn0	75
TF-39	24/0.38	YnYn0	75
TF-40	24/0.38	YnYn0	75
TF-41	24/0.38	YnYn0	75
TF-43	24/0.38	YnYn0	75
TF-44	24/0.38	YnYn0	75
TF-45	24/0.38	YnYn0	75
TF-46	24/0.38	YnYn0	75
TF-47	24/0.38	YnYn0	75
TF-48	24/0.38	YnYn0	50
TF-49	24/0.38	YnYn0	50
TF-50	24/0.38	YnYn0	50
TF-51	24/0.38	YnYn0	50
TF-52	24/0.38	YnYn0	50
TF-52.1	24/0.38	YnYn0	50
TF-53	24/0.38	YnYn0	50
TF-54	24/0.38	YnYn0	50
TF-54.1	24/0.38	YnYn0	50

Fuente. Elaboración Propia (Datos obtenidos de documentación disponible).

Tabla A4. Datos de los Transformadores de Potencia.

<b>ELEMENTO</b>	<b>TIPO</b>	<b>CONEXION</b>	<b>P. NOM. [kVA]</b>
TF-55	24/0.38	YnYn0	50
TF-56	24/0.38	YnYn0	50
TF-57	24/0.38	YnYn0	50
TF-58	24/0.38	YnYn0	50
TF-59	24/0.38	YnYn0	50
TF-60	24/0.38	YnYn0	50
TF-61	24/0.38	YnYn0	50
TF-62	24/0.38	YnYn0	50
TF-63	24/0.38	YnYn0	50
TF-64	24/0.38	YnYn0	50
TF-65	24/0.38	YnYn0	50
TF-66	24/0.38	YnYn0	50
TF-67	24/0.38	YnYn0	50
TF-68	24/0.38	YnYn0	50
TF-69	24/0.38	YnYn0	50
TF-70	24/0.38	YnYn0	40
TF-71	24/0.38	YnYn0	30
TF-74	24/0.38	YnYn0	30
TF-75	24/0.38	YnYn0	30
TF-76	24/0.38	YnYn0	30
TF-77	24/0.38	YnYn0	30
TF-78	24/0.38	YnYn0	250
TF-GEN-01	24/0.38	YnYn0	100

Tabla A5. Datos de los Transformadores de Potencia.

<b>ELEMENTO</b>	<b>TIPO</b>	<b>CONEXION</b>	<b>P. NOM. [kVA]</b>
TF-GEN-02	24/0.38	YnYn0	100
TF-GEN-03	24/0.38	YnYn0	100
TF-GEN-04	24/0.38	YnYn0	100
TF-HA-01	24/0.38	YnYn0	100
TF-HA-03	24/0.38	YnYn0	100
TF-HA-05	24/0.38	YnYn0	100
TF-HA-07	24/0.38	YnYn0	100
TF-HA-09	24/0.38	YnYn0	100
TF-HA-11	24/0.38	YnYn0	100
TF-HB-01	24/0.38	YnYn0	100
TF-HB-05	24/0.38	YnYn0	100
TF-HB-07	24/0.38	YnYn0	100
TF-HB-09	24/0.38	YnYn0	100
TF-HB-11	24/0.38	YnYn0	100
TF-HB-13	24/0.38	YnYn0	100
TF-HB03	24/0.38	YnYn0	100
TF-INT	24/0.38	YnYn0	100
TF-LI-01	24/0.38	YnYn0	100
TF-LI-03	24/0.38	YnYn0	100
TF-LI-05	24/0.38	YnYn0	100
TF-LI-07	24/0.38	YnYn0	100
TF-LI-09	24/0.38	YnYn0	100
TF-LI-11	24/0.38	YnYn0	100

Fuente. Elaboración Propia (Datos obtenidos de documentación disponible).

Tabla A6. Datos de los Transformadores de Potencia.



<b>ELEMENTO</b>	<b>TIPO</b>	<b>CONEXION</b>	<b>P. NOM. [kVA]</b>
TF-LI-13	24/0.38	YnYn0	100
TF-LL00	24/0.38	YnYn0	100
TF-LL01	24/0.38	YnYn0	100
TF-LL03	24/0.38	YnYn0	100
TF-LL05	24/0.38	YnYn0	100
TF-LL06	24/0.38	YnYn0	100
TF-LL07	24/0.38	YnYn0	100
TF-LL08	24/0.38	YnYn0	100
TF-LL09	24/0.38	YnYn0	100
TF-LL10	24/0.38	YnYn0	75
TF-P1	24/0.38	YnYn0	75
TF-P2	24/0.38	YnYn0	75
TF-P3	24/0.38	YnYn0	75
TF-P4	24/0.38	YnYn0	75
TF-P5	24/0.38	YnYn0	75
TF-P6	24/0.38	YnYn0	75
TF-P7	24/0.38	YnYn0	75
TF-P8	24/0.38	YnYn0	75
TF-PRINCIPAL 01	24/0.38	YnYn0	75
TF-PRINCIPAL 02	24/0.38	YnYn0	75
TF-PSG00	24/0.38	YnYn0	75
TF-PSG01	24/0.38	YnYn0	75
TF-PSG02	24/0.38	YnYn0	100

*Fuente. Elaboración Propia (Datos obtenidos de documentación disponible).*

Tabla A7. Datos de los Transformadores de Potencia.

<b>ELEMENTO</b>	<b>TIPO</b>	<b>CONEXION</b>	<b>P. NOM. [kVA]</b>
TF-PSG03	24/0.38	YnYn0	100
TF-SI-01	24/0.38	YnYn0	100
TF-SI-02	24/0.38	YnYn0	100
TF-SI-03	24/0.38	YnYn0	100
TF-SI-04	24/0.38	YnYn0	100
TF-SI-05	24/0.38	YnYn0	100
TF-SI-06	24/0.38	YnYn0	100
TF-SI-07	24/0.38	YnYn0	100
TF-SI-08	24/0.38	YnYn0	100
TF-SI-09	24/0.38	YnYn0	100
TF-SI-10	24/0.38	YnYn0	2000
TF-SI-11	24/0.38	YnYn0	2000
TF-SI-12	24/0.38	YnYn0	2000
TF-SI-13	24/0.38	YnYn0	2000

Fuente. Elaboración Propia (Datos obtenidos de documentación disponible).

## DATOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

*Tabla A8. Datos de las Líneas de Transmisión.*

<b>NOMBR E</b>	<b>LONGITUD [km]</b>	<b>Inom [A]</b>	<b>Icc [kA]</b>	<b>R DC (20°C) [Ω/km]</b>	<b>R AC (75°C) [Ω/km]</b>	<b>RMG [mm]</b>
LT01	1,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT02	0,45	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT03	1,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT04	0,10	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT05	0,10	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT06	1,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT07	1,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT08	1,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT09	1,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT10	1,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT100	0,10	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT101	1,90	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT102	1,50	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT103	0,50	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT104	0,40	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT105	0,70	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT106	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT107	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT108	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT109	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT11	1,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58

*Fuente. Elaboración Propia (Datos obtenidos de documentación disponible).*

Tabla A9. Datos de las Líneas de Transmisión.

<b>NOMBRE</b>	<b>LONGITUD</b> [km]	<b>Inom</b> [A]	<b>Icc</b> [kA]	<b>R DC</b> (20°C) [Ω/km]	<b>R AC</b> (75°C) [Ω/km]	<b>RMG</b> [mm]
LT110	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT111	0,01	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT112	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT113	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT114	0,01	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT115	0,01	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT116	0,005	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT117	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT118	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT119	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT12	1,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT120	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT121	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT122	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT123	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT124	0,0725	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT125	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT126	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT127	0,0725	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT128	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT129	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT13	0,50	184	5,10	0,89	1,10	2,58

Fuente. Elaboración Propia (Datos obtenidos de documentación disponible).

Tabla A10. Datos de las Líneas de Transmisión.

<b>NOMBRE</b>	<b>LONGITUD [km]</b>	<b>Inom [A]</b>	<b>Icc [kA]</b>	<b>R DC (20°C) [Ω/km]</b>	<b>R AC (75°C) [Ω/km]</b>	<b>RMG [mm]</b>
LT130	0,145	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT131	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT132	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT133	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT134	0,29	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT135	0,01	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT136	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT137	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT138	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT139	0,01	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT14	1,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT140	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT141	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT142	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT143	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT144	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT145	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT146	0,29	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT147	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT148	0,29	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT149	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT15	0,01	184	5,10	0,89	1,10	2,58

Fuente. Elaboración Propia (Datos obtenidos de documentación disponible).

Tabla A11. Datos de las Líneas de Transmisión.

<b>NOMBRE</b>	<b>LONGITUD [km]</b>	<b>Inom [A]</b>	<b>Icc [kA]</b>	<b>R DC (20°C) [Ω/km]</b>	<b>R AC (75°C) [Ω/km]</b>	<b>RMG [mm]</b>
LT150	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT151	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT152	0,29	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT153	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT154	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT155	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT156	0,29	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT157	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT158	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT159	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT16	1,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT160	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT161	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT162	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT163	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT164	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT165	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT166	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT167	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT168	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT169	1,99	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT17	0,01	184	5,10	0,89	1,10	2,58

Fuente. Elaboración Propia (Datos obtenidos de documentación disponible).

Tabla A12. Datos de las Líneas de Transmisión.

<b>NOMBRE</b>	<b>LONGITUD [km]</b>	<b>Inom [A]</b>	<b>Icc [kA]</b>	<b>R DC (20°C) [Ω/km]</b>	<b>R AC (75°C) [Ω/km]</b>	<b>RMG [mm]</b>
LT170	0,01	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT171	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT172	0,50	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT173	0,005	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT174	0,01	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT18	1,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT19	0,78	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT20	0,01	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT21	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT22	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT23	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT24	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT25	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT26	0,57	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT27	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT28	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT29	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT30	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT31	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT32	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT33	0,10	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT34	0,35	184	5,10	0,89	1,10	2,58

Fuente. Elaboración Propia (Datos obtenidos de documentación disponible).



Tabla A13. Datos de las Líneas de Transmisión.

<b>NOMBRE</b>	<b>LONGITUD [km]</b>	<b>Inom [A]</b>	<b>Icc [kA]</b>	<b>R DC (20°C) [Ω/km]</b>	<b>R AC (75°C) [Ω/km]</b>	<b>RMG [mm]</b>
LT35	0,35	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT36	0,35	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT37	0,35	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT38	0,35	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT39	0,35	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT40	0,35	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT41	0,35	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT42	0,35	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT43	0,28	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT44	0,30	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT45	0,27	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT46	0,27	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT47	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT48	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT49	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT50	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT51	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT52	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT53	0,50	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT54	1,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT55	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT56	1,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58

Fuente. Elaboración Propia (Datos obtenidos de documentación disponible).

Tabla A14. Datos de las Líneas de Transmisión.

<b>NOMBRE</b>	<b>LONGITUD [km]</b>	<b>Inom [A]</b>	<b>Icc [kA]</b>	<b>R DC (20°C) [Ω/km]</b>	<b>R AC (75°C) [Ω/km]</b>	<b>RMG [mm]</b>
LT57	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT58	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT59	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT60	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT61	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT62	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT63	0,50	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT64	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT65	0,01	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT66	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT67	0,01	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT68	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT69	0,01	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT70	0,01	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT71	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT72	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT73	0,87	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT74	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT75	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT76	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT77	0,58	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT78	1,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58

Fuente. Elaboración Propia (Datos obtenidos de documentación disponible).

Tabla A15. Datos de las Líneas de Transmisión.

<b>NOMBRE</b>	<b>LONGITUD [km]</b>	<b>Inom [A]</b>	<b>Icc [kA]</b>	<b>R DC (20°C) [Ω/km]</b>	<b>R AC (75°C) [Ω/km]</b>	<b>RMG [mm]</b>
LT79	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT80	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT81	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT82	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT83	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT84	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT85	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT86	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT87	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT88	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT89	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT90	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT91	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT92	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT93	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT94	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT95	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT96	3,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT98	3,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58
LT99	2,00	184	5,10	0,89	1,10	2,58

Fuente. Elaboración Propia (Datos obtenidos de documentación disponible).

# **ANEXO C**

## **RESULTADOS DE SIMULACION DE FLUJOS DE POTENCIA CONECTADO AL SIN EN DIGSILENT**

UMSA Ing. Electrica	Estudio de Flujos de Potencia en estado,estacionario Escenario : Demanda Maxima	DigSILENT PowerFactory15.1.7	Project:
			Date: 6/7/2023

Load Flow Calculation		Busbars/Terminals	
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits	No No	Automatic Model Adaptation for ConvergenceMax. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations	Yes  1.00 kVA 0.10 %

Grid: Grid		System Stage: Grid			Study Case: Demanda maxima			Annex: / 1					
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data					
Double Busbar													
SAL115 115.0000	1.0060115.6900-27.4000												
Cub_1 /Xnet	External Grid		20.20	7.58	0.94	0.11		Sk":	218.12 MVA				
Cubicle/Coup	CBO		20.20	7.58	0.94	0.11	0.00						
SAL115(1)5.0000	1.0060115.6900-27.4000												
Cubicle/Coup	CBO		-20.20	-7.58	-0.94	0.11	0.00						
Cub_1 /Tr3	trf_SAL11501		10.10	3.79	0.94	0.05	21.44	Tap:	-11.00	Min:	-21	Max:	-1
Cub_1 /Tr3	trf_SAL11502		10.10	3.79	0.94	0.05	21.44	Tap:	-11.00	Min:	-21	Max:	-1
05													
0.3800	0.9695 0.3684		-1.8084										
Cub_9 /Asm	PRG-05		0.06	0.02	0.94	0.09	87.77	Slip:	0.89 %	xm:	4.00 p.u.		
Cub_8 /Tr2	TF-05		-0.06	-0.02	-0.94	0.09	122.61	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2
06													
0.3800	0.9600 0.3648		-2.7710										
Cub_9 /Asm	PRG-06		0.07	0.03	0.94	0.13	88.28	Slip:	0.91 %	xm:	4.00 p.u.		
Cub_8 /Tr2	TF-06		-0.07	-0.03	-0.94	0.13	166.04	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2
19													
0.3800	0.9914 0.3767		0.5291										
Cub_7 /Asm	PRG-19		0.01	0.00	0.97	0.02	85.57	Slip:	0.85 %	xm:	4.00 p.u.		
Cub_6 /Tr2	TF-19		-0.01	-0.00	-0.97	0.02	31.19	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2
F-I-01													
0.3800	0.9868 0.3750		0.0211										
Cub_7 /Asm	PRG-01		0.02	0.00	0.98	0.03	84.53	Slip:	0.86 %	xm:	4.00 p.u.		
Cub_6 /Tr2	TF-01		-0.02	-0.00	-0.98	0.03	38.68	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2

Grid: Grid		System Stage:			Grid	Study Case: Demanda maxima				Annex: / 2				
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
F-I-02														
Cub_7	0.3800 /Asm	0.9806	0.3726 PRG-02	-0.3665	0.04	0.01	0.95	0.06	87.82					
Cub_6	/Tr2		TF-02		-0.04	-0.01	-0.95	0.06	53.31	Slip:	0.88 %	xm:	4.00 p.u.	
										Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
F-I-03														
Cub_7	0.3800 /Asm	0.9763	0.3710 PRG-03	-0.7087	0.04	0.02	0.94	0.07	88.78					
Cub_6	/Tr2		TF-03		-0.04	-0.02	-0.94	0.07	64.95	Slip:	0.89 %	xm:	4.00 p.u.	
										Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
F-I-04														
Cub_7	0.3800 /Asm	0.9720	0.3694 PRG-04	-1.1988	0.07	0.03	0.94	0.12	88.28					
Cub_6	/Tr2		TF-04		-0.07	-0.03	-0.94	0.12	82.01	Slip:	0.89 %	xm:	4.00 p.u.	
										Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
F-I-07														
Cub_9	0.3800 /Asm	0.9876	0.3753 PRG-07	0.4359	0.02	0.01	0.94	0.04	86.76					
Cub_10	/Tr2		TF-07		-0.02	-0.01	-0.94	0.04	24.10	Slip:	0.85 %	xm:	4.00 p.u.	
										Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
F-I-08														
Cub_9	0.3800 /Asm	0.9898	0.3761 PRG-08	0.7557	0.01	0.00	0.92	0.02	87.87					
Cub_8	/Tr2		TF-08		-0.01	-0.00	-0.92	0.02	10.29	Slip:	0.84 %	xm:	4.00 p.u.	
										Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
F-I-09														
Cub_9	0.3800 /Asm	0.9886	0.3757 PRG-09	0.5858	0.01	0.00	0.92	0.02	87.87					
Cub_8	/Tr2		TF-09		-0.01	-0.00	-0.92	0.02	20.57	Slip:	0.84 %	xm:	4.00 p.u.	
										Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
F-I-10														
Cub_7	0.3800 /Asm	0.9858	0.3746 PRG-10	0.0570	0.02	0.01	0.94	0.04	87.77					
Cub_6	/Tr2		TF-10		-0.02	-0.01	-0.94	0.04	48.25	Slip:	0.86 %	xm:	4.00 p.u.	
										Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
F-I-18														
Cub_9	0.3800 /Asm	0.9804	0.3726 PRG-18.1	-0.6445	0.02	0.01	0.94	0.04	87.77					
Cub_10	/Asm		PRG-18.2		0.01	0.00	0.96	0.02	77.54	Slip:	0.87 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_8	/Tr2		TF-18		-0.04	-0.01	-0.95	0.06	76.21	Slip:	0.78 %	xm:	4.00 p.u.	
			Total							Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Motor Load:		0.04	0.01								

Grid: Grid		System Stage:			Grid		Study Case: Demanda maxima			Anne x: / 3				
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
				F-II-11										
Cub_9	0.3800	0.9923	0.3771	0.7452	0.01	0.00	0.97	0.02	85.57					
Cub_8	/Asm		PRG-11		-0.01	-0.00	-0.97	0.02	20.78	Slip:	0.85 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2		TF-13							Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
				F-II-12										
Cub_9	0.3800	0.9810	0.3728	-0.9445	0.03	0.01	0.97	0.05	85.57					
Cub_10	/Asm		PRG-12.1		0.01	0.00	0.96	0.02	77.54	Slip:	0.87 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_8	/Asm		PRG-12.2		-0.04	-0.01	-0.96	0.07	90.69	Slip:	0.78 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2		TF-11							Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
				Total										
				Motor Load:	0.04	0.01								
				F-II-12.1										
Cub_8	0.3800	0.9837	0.3738	-1.4723	0.11	0.01	0.99	0.17						
Cub_6	/Lod		C12.1		-0.11	-0.01	-0.99	0.17	109.22	PI0:	110.00 kW	QI0:	15.00 kvar	
	/Tr2		TF-12.1							Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
				F-II-13										
Cub_9	0.3800	0.9669	0.3674	-2.3135	0.06	0.02	0.94	0.09	87.77					
Cub_10	/Asm		PRG-13.1		0.01	0.00	0.96	0.02	77.54	Slip:	0.90 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_8	/Asm		PRG-13.2		-0.07	-0.02	-0.94	0.11	151.01	Slip:	0.80 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2		TF-12							Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
				Total										
				Motor Load:	0.07	0.02								
				F-II-13.1										
Cub_7	0.3800	0.9932	0.3774	0.5357	0.06	0.00	1.00	0.09						
Cub_6	/Lod		C13.1		-0.06	-0.00	-1.00	0.09	23.93	PI0:	60.00 kW	QI0:	5.00 kvar	
	/Tr2		TF-13.1							Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
				F-II-13.2										
Cub_7	0.3800	0.9878	0.3754	-0.8583	0.08	0.01	0.99	0.12						
Cub_6	/Lod		C13.2		-0.08	-0.01	-0.99	0.12	79.65	PI0:	80.00 kW	QI0:	10.00 kvar	
	/Tr2		TF-13.2							Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
				F-II-13.3										
Cub_7	0.3800	0.9844	0.3741	-1.8238	0.12	0.01	0.99	0.18						
Cub_6	/Lod		C13.3		-0.12	-0.01	-0.99	0.18	119.06	PI0:	120.00 kW	QI0:	15.00 kvar	
	/Tr2		TF-13.3							Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2



Grid: Grid		System Stage:			Grid	Study Case: Demanda maxima				Annex: / 4			
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
F-II-20													
Cub_7	0.3800	0.9926	0.3772	0.4450	0.02	0.00	0.98	0.03	84.53				
Cub_6	/Asm		PRG-20		-0.02	-0.00	-0.98	0.03	38.46	Slip:	0.85 %	xm:	4.00 p.u.
	/Tr2		TF-20							Tap:	0.00	Min:	-1
												Max:	2
F-II-21													
Cub_2	0.3800	0.9901	0.3762	0.3567	0.03	0.01	0.97	0.05	85.57				
Cub_1	/Asm		PRG-21		-0.03	-0.01	-0.97	0.05	41.63	Slip:	0.85 %	xm:	4.00 p.u.
	/Tr2		TF-21							Tap:	0.00	Min:	-1
												Max:	2
F-II-22													
Cub_2	0.3800	0.9807	0.3727	-0.5558	0.04	0.02	0.94	0.07	88.78				
Cub_3	/Asm		PRG-22.1		0.01	0.00	0.96	0.02	77.54	Slip:	0.88 %	xm:	4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		PRG-22.2		-0.06	-0.02	-0.94	0.09	83.11	Slip:	0.78 %	xm:	4.00 p.u.
	/Tr2		TF-22							Tap:	0.00	Min:	-1
			Total									Max:	2
			Motor Load:		0.06	0.02							
F-II-23													
Cub_2	0.3800	0.9769	0.3712	-0.9597	0.06	0.02	0.94	0.09	87.77				
Cub_3	/Asm		PRG-23.1		0.01	0.00	0.96	0.02	77.54	Slip:	0.88 %	xm:	4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		PRG-23.2		-0.07	-0.02	-0.94	0.11	99.66	Slip:	0.79 %	xm:	4.00 p.u.
	/Tr2		TF-23							Tap:	0.00	Min:	-1
			Total									Max:	2
			Motor Load:		0.07	0.02							
F-II-24													
Cub_2	0.3800	0.9702	0.3687	-1.5839	0.07	0.03	0.94	0.12	87.27				
Cub_3	/Asm		PRG-24.1		0.01	0.00	0.96	0.02	77.54	Slip:	0.88 %	xm:	4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		PRG-24.2		-0.09	-0.03	-0.94	0.15	128.17	Slip:	0.80 %	xm:	4.00 p.u.
	/Tr2		TF-24							Tap:	0.00	Min:	-1
			Total									Max:	2
			Motor Load:		0.09	0.03							
F-II-25													
Cub_2	0.3800	0.9835	0.3737	-0.3265	0.01	0.00	0.96	0.02	77.54				
Cub_7	/Asm		PRG-25.2		0.04	0.01	0.95	0.06	86.82	Slip:	0.78 %	xm:	4.00 p.u.
Cub_6	/Asm		PRG-25.1		-0.05	-0.02	-0.95	0.08	71.56	Slip:	0.87 %	xm:	4.00 p.u.
	/Tr2		TF-25							Tap:	0.00	Min:	-1
			Total									Max:	2
			Motor Load:		0.05	0.02							

Grid: Grid		System Stage:			Grid	Study Case: Demanda maxima				Annex: / 5			
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
F-II-26													
Cub_2	0.3800	0.9934	0.3775	0.8480	0.01	0.00	0.96	0.02	85.83				
	/Asm		PRG-26							Slip:	0.85 %	xm:	4.00 p.u.
Cub_6			TF-26		-0.01	-0.00	-0.96	0.02	19.93	Tap:	0.00	Min:	-1
												Max:	2
F-II-27													
Cub_7	0.3800	0.9902	0.3763	0.5753	0.02	0.01	0.94	0.04	87.77				
	/Asm		PRG-27							Slip:	0.85 %	xm:	4.00 p.u.
Cub_6			TF-27		-0.02	-0.01	-0.94	0.04	32.04	Tap:	0.00	Min:	-1
												Max:	2
F-II-28													
Cub_2	0.3800	0.9863	0.3748	-0.0979	0.01	0.00	0.96	0.02	77.54				
	/Asm		PRG-28.2							Slip:	0.77 %	xm:	4.00 p.u.
Cub_7			PRG-28.1		0.03	0.01	0.97	0.05	85.57	Slip:	0.86 %	xm:	4.00 p.u.
Cub_6			TF-28		-0.04	-0.01	-0.96	0.07	60.14	Tap:	0.00	Min:	-1
			Total									Max:	2
			Motor Load:		0.04	0.01							
F-II-29													
Cub_7	0.3800	0.9867	0.3750	0.0834	0.04	0.01	0.95	0.06	86.82				
	/Asm		PRG-29							Slip:	0.86 %	xm:	4.00 p.u.
Cub_6			TF-29		-0.04	-0.01	-0.95	0.06	52.98	Tap:	0.00	Min:	-1
												Max:	2
F-II-66													
Cub_2	0.3800	0.9701	0.3687	-1.5902	0.07	0.03	0.94	0.12	87.27				
	/Asm		PRG-66.1							Slip:	0.88 %	xm:	4.00 p.u.
Cub_3			PRG-66.2		0.01	0.00	0.96	0.02	77.54	Slip:	0.80 %	xm:	4.00 p.u.
Cub_1			TF-66		-0.09	-0.03	-0.94	0.15	128.19	Tap:	0.00	Min:	-1
			Total									Max:	2
			Motor Load:		0.09	0.03							
F-II-67													
Cub_2	0.3800	0.9754	0.3707	-1.4098	0.09	0.04	0.93	0.16	89.61				
	/Asm		PRG-67.1							Slip:	0.89 %	xm:	4.00 p.u.
Cub_3			PRG-67.2		0.01	0.00	0.96	0.02	77.54	Slip:	0.79 %	xm:	4.00 p.u.
Cub_1			TF-67		-0.11	-0.04	-0.94	0.18	116.41	Tap:	0.00	Min:	-1
			Total									Max:	2
			Motor Load:		0.11	0.04							

Grid: Grid		System Stage:			Grid		Study Case: Demanda maxima			Annex: / 6		
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
F-II-68												
Cub_2	0.3800	0.9754	0.3706	-1.4121								
Cub_3	/Asm		PRG-68.1		0.09	0.04	0.93	0.16	89.61	Slip:	0.89 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-68.2		0.01	0.00	0.96	0.02	77.54	Slip:	0.79 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-68		-0.11	-0.04	-0.94	0.18	116.42	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.11	0.04						
F-II-69												
Cub_9	0.3800	0.9759	0.3709	-1.0601								
Cub_10	/Asm		PRG-69.1		0.07	0.03	0.94	0.12	89.29	Slip:	0.89 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_8	/Tr2		PRG-69.2		0.01	0.00	0.96	0.02	77.54	Slip:	0.79 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-69		-0.09	-0.03	-0.94	0.15	95.58	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.09	0.03						
F-II-70												
Cub_9	0.3800	0.9732	0.3698	-1.5930								
Cub_10	/Asm		PRG-70.1		0.09	0.04	0.93	0.16	88.60	Slip:	0.89 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_8	/Tr2		PRG-70.2		0.01	0.00	0.96	0.02	77.54	Slip:	0.79 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-70		-0.11	-0.04	-0.94	0.18	116.67	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.11	0.04						
F-II-71												
Cub_9	0.3800	0.9725	0.3696	-1.6011								
Cub_10	/Asm		PRG-71.1		0.09	0.04	0.93	0.16	88.60	Slip:	0.89 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_8	/Tr2		PRG-71.2		0.01	0.01	0.93	0.02	79.96	Slip:	0.79 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-71		-0.11	-0.04	-0.93	0.18	117.22	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.11	0.04						
F-IV-56												
Cub_2	0.3800	0.9839	0.3739	-0.1434								
Cub_3	/Asm		PRG-56.1		0.02	0.01	0.94	0.04	89.79	Slip:	0.89 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-56.2		0.02	0.01	0.94	0.04	78.69	Slip:	0.77 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-56		-0.04	-0.02	-0.94	0.07	64.45	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.04	0.02						

Grid: Grid		System Stage:			Grid		Study Case: Demanda maxima			Annex: / 7		
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
F-IV-57												
Cub_2	0.3800	0.9837	0.3738	-0.1578								
/Asm			PRG-57.1		0.02	0.01	0.94	0.04	89.79	Slip:	0.89 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-57.2		0.02	0.01	0.94	0.04	78.69	Slip:	0.78 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-57		-0.04	-0.02	-0.94	0.07	64.46	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.04	0.02						
F-IV-58												
Cub_2	0.3800	0.9830	0.3735	-0.4188								
/Asm			PRG-58.1		0.02	0.01	0.94	0.04	89.79	Slip:	0.89 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-58.2		0.03	0.01	0.97	0.05	76.72	Slip:	0.78 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-58		-0.05	-0.02	-0.96	0.08	74.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.05	0.02						
F-IV-59												
Cub_2	0.3800	0.9829	0.3735	-0.4264								
/Asm			PRG-59.1		0.02	0.01	0.94	0.04	89.79	Slip:	0.89 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-59.2		0.03	0.01	0.97	0.05	76.72	Slip:	0.78 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-59		-0.05	-0.02	-0.96	0.08	74.12	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.05	0.02						
F-IV-60												
Cub_2	0.3800	0.9828	0.3735	-0.4302								
/Asm			PRG-60.1		0.02	0.01	0.94	0.04	89.79	Slip:	0.89 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-60.2		0.03	0.01	0.97	0.05	76.72	Slip:	0.78 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-60		-0.05	-0.02	-0.96	0.08	74.12	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.05	0.02						
F-IV-61												
Cub_2	0.3800	0.9831	0.3736	-0.4125								
/Asm			PRG-61.1		0.02	0.01	0.94	0.04	89.79	Slip:	0.89 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-61.2		0.03	0.01	0.97	0.05	76.72	Slip:	0.78 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-61		-0.05	-0.02	-0.96	0.08	74.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.05	0.02						

Grid: Grid		System Stage:			Grid	Study Case: Demanda maxima				Annex:	/ 8	
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
F-IV-62												
Cub_2	0.3800	0.9831	0.3736	-0.4087								
	/Asm		PRG-62.1		0.02	0.01	0.94	0.04	89.79	Slip:	0.89 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-62.2		0.03	0.01	0.97	0.05	76.72	Slip:	0.78 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-62		-0.05	-0.02	-0.96	0.08	74.10	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.05	0.02						
F-IV-63												
Cub_2	0.3800	0.9832	0.3736	-0.4011								
	/Asm		PRG-63.1		0.02	0.01	0.94	0.04	89.79	Slip:	0.89 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-63.2		0.03	0.01	0.97	0.05	76.72	Slip:	0.78 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-63		-0.05	-0.02	-0.96	0.08	74.10	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.05	0.02						
F-IV-64												
Cub_2	0.3800	0.9840	0.3739	-0.1402								
	/Asm		PRG-64.1		0.02	0.01	0.94	0.04	89.79	Slip:	0.89 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-64.2		0.02	0.01	0.94	0.04	78.69	Slip:	0.77 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-64		-0.04	-0.02	-0.94	0.07	64.45	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.04	0.02						
F-IV-65												
Cub_2	0.3800	0.9842	0.3740	-0.1258								
	/Asm		PRG-65.1		0.02	0.01	0.94	0.04	89.79	Slip:	0.89 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-65.2		0.02	0.01	0.94	0.04	78.69	Slip:	0.77 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-65		-0.04	-0.02	-0.94	0.07	64.43	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.04	0.02						
F-V-49												
Cub_2	0.3800	0.9826	0.3734	-0.4531								
	/Asm		PRG-49.1		0.02	0.01	0.94	0.04	89.79	Slip:	0.89 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-49.2		0.04	0.01	0.95	0.06	77.84	Slip:	0.78 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-49		-0.06	-0.02	-0.95	0.10	64.09	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.06	0.02						

Grid: Grid		System Stage:			Grid		Study Case: Demanda maxima			Annex: / 9		
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
F-V-50												
Cub_2	0.3800	0.9699	0.3686	-1.9390	0.02	0.01	0.94	0.04	89.79			
Cub_3	/Asm		PRG-50.1		0.04	0.01	0.95	0.06	77.84	Slip:	0.91 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		TF-50		-0.06	-0.02	-0.95	0.10	129.83	Slip:	0.80 %	xm: 4.00 p.u.
			Total							Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Motor Load:		0.06	0.02						
F-V-51												
Cub_2	0.3800	0.9458	0.3594	-3.8123	0.02	0.01	0.94	0.04	89.79			
Cub_3	/Asm		PRG-51.1		0.03	0.01	0.93	0.05	79.87	Slip:	0.96 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_4	/Asm		PRG-51.2		0.09	0.04	0.93	0.16	91.65	Slip:	0.84 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		TF-51		-0.15	-0.06	-0.93	0.25	219.79	Slip:	0.97 %	xm: 4.00 p.u.
			Total							Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Motor Load:		0.15	0.06						
F-V-52												
Cub_4	0.3800	0.9493	0.3607	-3.5447	0.02	0.01	0.94	0.04	89.79			
Cub_5	/Asm		PRG-52.1		0.02	0.01	0.94	0.04	78.69	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_6	/Asm		PRG-52.2		0.09	0.04	0.93	0.16	92.67	Slip:	0.83 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3	/Tr2		PRG-52.3		-0.14	-0.05	-0.94	0.24	207.19	Slip:	0.98 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-52							Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.14	0.05						
F-V-52.1												
Cub_2	0.3800	0.9747	0.3704	-1.2899	0.09	0.04	0.93	0.16	91.65			
Cub_1	/Asm		C52.1		-0.09	-0.04	-0.93	0.16	102.59	Slip:	0.91 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-52.1							Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
F-V-53												
Cub_2	0.3800	0.9848	0.3742	-0.2547	0.02	0.01	0.94	0.04	98.63			
Cub_3	/Asm		PRG-53.1		0.03	0.01	0.97	0.05	76.72	Slip:	0.97 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-53.2		-0.05	-0.02	-0.96	0.08	55.49	Slip:	0.77 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-53							Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.05	0.02						

Grid: Grid		System Stage:			Grid		Study Case: Demanda maxima			Annex: / 10		
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
F-V-54												
Cub_2	0.3800	0.9850	0.3743	-0.0655								
Cub_3	/Asm		PRG-54.1		0.02	0.01	0.94	0.04	89.79	Slip:	0.88 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-54.2		0.02	0.01	0.94	0.04	98.63	Slip:	0.97 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-54		-0.04	-0.02	-0.94	0.07	48.30	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.04	0.02						
F-V-54.1												
Cub_2	0.3800	0.9707	0.3689	-1.3749								
Cub_3	/Asm		C54.1		0.07	0.03	0.94	0.12	99.20	Slip:	1.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		TF-54.1		-0.07	-0.03	-0.94	0.12	109.49	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
F-V-55												
Cub_2	0.3800	0.9804	0.3726	-0.3909								
Cub_3	/Asm		PRG-55.1		0.02	0.01	0.94	0.04	98.63	Slip:	0.98 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-55.2		0.02	0.01	0.94	0.04	98.63	Slip:	0.98 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-55		-0.04	-0.02	-0.94	0.07	64.68	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.04	0.02						
F-VI-14												
Cub_2	0.3800	0.9791	0.3721	-0.5325								
Cub_3	/Asm		PRG-14.1		0.03	0.01	0.93	0.05	97.20	Slip:	0.96 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-14.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.96 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-14		-0.05	-0.02	-0.95	0.08	66.89	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.05	0.02						
F-VI-15												
Cub_2	0.3800	0.9817	0.3730	-0.4188								
Cub_3	/Asm		PRG-15.1		0.03	0.01	0.96	0.04	94.43	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-15.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-15		-0.04	-0.01	-0.96	0.07	59.90	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.04	0.01						



Grid: Grid		System Stage:			Grid		Study Case: Demanda maxima			Annex: / 11		
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
F-VI-16												
Cub_2	0.3800	0.9824	0.3733	-0.3708								
Cub_3	/Asm		PRG-16.1		0.03	0.01	0.96	0.04	94.43	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-16.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-16		-0.04	-0.01	-0.96	0.07	59.85	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.04	0.01						
F-VI-17												
Cub_2	0.3800	0.9823	0.3733	-0.3710								
Cub_3	/Asm		PRG-17.1		0.03	0.01	0.96	0.04	94.43	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-17.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-17		-0.04	-0.01	-0.96	0.07	59.85	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.04	0.01						
F-VI-30												
Cub_2	0.3800	0.9739	0.3701	-1.3428								
Cub_3	/Asm		PRG-30.1		0.03	0.01	0.93	0.05	97.20	Slip:	0.97 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-30.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.97 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-30		-0.05	-0.02	-0.95	0.08	100.86	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.05	0.02						
F-VI-31												
Cub_2	0.3800	0.9835	0.3737	-0.2151								
Cub_3	/Asm		PRG-31.1		0.03	0.01	0.93	0.05	97.20	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-31.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-31		-0.05	-0.02	-0.95	0.08	49.95	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.05	0.02						
F-VI-32												
Cub_2	0.3800	0.9860	0.3747	-0.0677								
Cub_3	/Asm		PRG-32.1		0.03	0.01	0.96	0.04	94.43	Slip:	0.94 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-32.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.94 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-32		-0.04	-0.01	-0.96	0.07	44.73	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.04	0.01						

Grid: Grid		System Stage:			Grid		Study Case: Demanda maxima			Annex: / 12		
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
F-VI-33												
Cub_2	0.3800	0.9860	0.3747	-0.0681								
/Asm			PRG-33.1		0.03	0.01	0.96	0.04	94.43	Slip:	0.94 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-33.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.94 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-33		-0.04	-0.01	-0.96	0.07	44.73	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.04	0.01						
F-VI-34												
Cub_2	0.3800	0.9835	0.3737	-0.3757								
/Asm			PRG-34.1		0.04	0.01	0.95	0.06	94.88	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-34.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-34		-0.05	-0.02	-0.96	0.09	56.72	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.05	0.02						
F-VI-35												
Cub_2	0.3800	0.9833	0.3736	-0.2294								
/Asm			PRG-35.1		0.03	0.01	0.93	0.05	97.20	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-35.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-35		-0.05	-0.02	-0.95	0.08	49.96	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.05	0.02						
F-VI-36												
Cub_2	0.3800	0.9858	0.3746	-0.0817								
/Asm			PRG-36.1		0.03	0.01	0.96	0.04	94.43	Slip:	0.94 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-36.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.94 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-36		-0.04	-0.01	-0.96	0.07	44.74	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.04	0.01						
F-VI-37												
Cub_2	0.3800	0.9840	0.3739	-0.1817								
/Asm			PRG-37.1		0.03	0.01	0.93	0.05	97.20	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-37.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-37		-0.05	-0.02	-0.95	0.08	49.93	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.05	0.02						

Grid: Grid		System Stage:			Grid		Study Case: Demanda maxima			Annex: / 13		
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
F-VI-39												
Cub_2	0.3800	0.9784	0.3718	-0.5856								
Cub_3	/Asm		PRG-39.1		0.03	0.01	0.93	0.05	97.20	Slip:	0.96 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-39.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.96 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-39		-0.05	-0.02	-0.95	0.08	66.94	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.05	0.02						
F-VI-40												
Cub_2	0.3800	0.9791	0.3721	-0.5368								
Cub_3	/Asm		PRG-40.1		0.03	0.01	0.93	0.05	97.20	Slip:	0.96 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-40.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.96 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-40		-0.05	-0.02	-0.95	0.08	66.89	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.05	0.02						
F-VI-41												
Cub_2	0.3800	0.9791	0.3721	-0.5375								
Cub_3	/Asm		PRG-41.1		0.03	0.01	0.93	0.05	101.34	Slip:	1.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-41.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.96 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-41		-0.05	-0.02	-0.95	0.08	66.89	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.05	0.02						
F-VI-43												
Cub_2	0.3800	0.9829	0.3735	-0.4253								
Cub_3	/Asm		PRG-43.1		0.04	0.01	0.95	0.06	94.88	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-43.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-43		-0.05	-0.02	-0.96	0.09	56.76	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.05	0.02						
F-VI-44												
Cub_2	0.3800	0.9836	0.3738	-0.3767								
Cub_3	/Asm		PRG-44.1		0.04	0.01	0.95	0.06	94.88	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-44.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-44		-0.05	-0.02	-0.96	0.09	56.72	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.05	0.02						

Grid: Grid		System Stage:			Grid		Study Case: Demanda maxima			Annex: / 14	
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data	
F-VI-45											
Cub_2	0.3800	0.9836	0.3738	-0.3773	0.04	0.01	0.95	0.06	94.88		
Cub_3	/Asm		PRG-45.1		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.95 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		TF-45		-0.05	-0.02	-0.96	0.09	56.72	Slip:	0.95 % xm: 4.00 p.u.
			Total							Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Motor Load:		0.05	0.02					
F-VI-46											
Cub_2	0.3800	0.9828	0.3735	-0.4292	0.04	0.01	0.95	0.06	94.88		
Cub_3	/Asm		PRG-46.1		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.95 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		TF-46		-0.05	-0.02	-0.96	0.09	56.76	Slip:	0.95 % xm: 4.00 p.u.
			Total							Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Motor Load:		0.05	0.02					
F-VI-47											
Cub_2	0.3800	0.9835	0.3737	-0.3805	0.04	0.01	0.95	0.06	94.88		
Cub_3	/Asm		PRG-47.1		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.95 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		TF-47		-0.05	-0.02	-0.96	0.09	56.72	Slip:	0.95 % xm: 4.00 p.u.
			Total							Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Motor Load:		0.05	0.02					
F-VI-48											
Cub_2	0.3800	0.9835	0.3737	-0.3812	0.04	0.01	0.95	0.06	94.88		
Cub_3	/Asm		PRG-48.1		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.95 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-48.2		-0.05	-0.02	-0.96	0.09	56.72	Slip:	0.95 % xm: 4.00 p.u.
			TF-48							Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Total								
			Motor Load:		0.05	0.02					
F-VI-74											
Cub_2	0.3800	0.9838	0.3738	-0.3569	0.04	0.01	0.95	0.06	94.88		
Cub_3	/Asm		PRG-74.1		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.95 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-74.2		-0.05	-0.02	-0.96	0.09	56.71	Slip:	0.95 % xm: 4.00 p.u.
			TF-74							Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Total								
			Motor Load:		0.05	0.02					

Grid: Grid		System Stage:			Grid		Study Case: Demanda maxima			Annex: / 15		
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
F-VI-75												
Cub_2	0.3800	0.9792	0.3721	-0.5299								
/Asm			PRG-75.1		0.03	0.01	0.93	0.05	97.20	Slip:	0.96 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-75.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.96 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-75		-0.05	-0.02	-0.95	0.08	66.89	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.05	0.02						
F-VI-76												
Cub_2	0.3800	0.9836	0.3738	-0.3660								
/Asm			PRG-76.1		0.04	0.01	0.95	0.06	94.88	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-76.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-76		-0.05	-0.02	-0.96	0.09	56.72	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.05	0.02						
F-VI-77												
Cub_2	0.3800	0.9839	0.3739	-0.1842								
/Asm			PRG-77.1		0.03	0.01	0.93	0.05	97.20	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-77.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-77		-0.05	-0.02	-0.95	0.08	49.93	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.05	0.02						
F-VI-78												
Cub_2	0.3800	0.9838	0.3739	-0.1875								
/Asm			PRG-78.1		0.03	0.01	0.93	0.05	97.20	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-78.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-78		-0.05	-0.02	-0.95	0.08	49.93	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.05	0.02						
HA-01												
Cub_2	0.3800	0.9834	0.3737	-0.5893								
/Asm			HA1		0.03	0.01	0.97	0.05	82.62	Slip:	0.84 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			HA2		0.03	0.01	0.97	0.05	82.62	Slip:	0.84 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-HA-01		-0.06	-0.02	-0.97	0.10	83.80	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.06	0.02						

Grid: Grid		System Stage:			Grid		Study Case: Demanda maxima			Annex: / 16					
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data					
HA-03															
Cub_2	0.3800	0.9833	0.3737	-0.5968											
Cub_3	/Asm		HA3		0.03	0.01	0.97	0.05	82.62	Slip:	0.84 %	xm:	4.00 p.u.		
Cub_1	/Tr2		HA4		0.03	0.01	0.97	0.05	85.57	Slip:	0.87 %	xm:	4.00 p.u.		
			TF-HA-03		-0.06	-0.02	-0.97	0.10	83.81	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2
			Total												
			Motor Load:		0.06	0.02									
HA-05															
Cub_2	0.3800	0.9833	0.3736	-0.6030											
Cub_3	/Asm		HA5		0.03	0.01	0.97	0.05	82.62	Slip:	0.84 %	xm:	4.00 p.u.		
Cub_1	/Tr2		HA6		0.03	0.01	0.97	0.05	82.62	Slip:	0.84 %	xm:	4.00 p.u.		
			TF-HA-05		-0.06	-0.02	-0.97	0.10	83.81	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2
			Total												
			Motor Load:		0.06	0.02									
HA-07															
Cub_2	0.3800	0.9832	0.3736	-0.6080											
Cub_3	/Asm		HA7		0.03	0.01	0.97	0.05	82.62	Slip:	0.84 %	xm:	4.00 p.u.		
Cub_1	/Tr2		HA8		0.03	0.01	0.97	0.05	82.62	Slip:	0.84 %	xm:	4.00 p.u.		
			TF-HA-07		-0.06	-0.02	-0.97	0.10	83.82	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2
			Total												
			Motor Load:		0.06	0.02									
HA-09															
Cub_2	0.3800	0.9788	0.3719	-0.8687											
Cub_3	/Asm		HA9		0.04	0.02	0.94	0.07	95.84	Slip:	0.96 %	xm:	4.00 p.u.		
Cub_1	/Tr2		HA10		0.04	0.02	0.94	0.07	95.84	Slip:	0.96 %	xm:	4.00 p.u.		
			TF-HA-09		-0.09	-0.03	-0.94	0.15	97.16	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2
			Total												
			Motor Load:		0.09	0.03									
HA-11															
Cub_2	0.3800	0.9788	0.3719	-0.8705											
Cub_3	/Asm		HA11		0.04	0.02	0.94	0.07	95.84	Slip:	0.96 %	xm:	4.00 p.u.		
Cub_1	/Tr2		HA12		0.04	0.02	0.94	0.07	95.84	Slip:	0.96 %	xm:	4.00 p.u.		
			TF-HA-11		-0.09	-0.03	-0.94	0.15	97.16	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2
			Total												
			Motor Load:		0.09	0.03									

Grid: Grid		System Stage:			Grid		Study Case: Demanda maxima			Annex: / 17		
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
HB-01												
Cub_2	0.3800	0.9939	0.3777	0.8693	0.01	0.00	0.97	0.02	81.63			
Cub_1	/Asm		HB1		-0.01	-0.00	-0.97	0.02	20.75	Slip:	0.81 %	xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-HB-01							Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
HB-03												
Cub_2	0.3800	0.9905	0.3764	0.3842	0.01	0.00	0.97	0.02	81.63			
Cub_3	/Asm		HB2		0.01	0.00	0.97	0.02	81.63	Slip:	0.81 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		HB3		0.01	0.00	0.97	0.02	81.63	Slip:	0.81 %	xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-HB03		-0.03	-0.01	-0.97	0.05	41.62	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.03	0.01						
HB-05												
Cub_2	0.3800	0.9904	0.3764	0.3802	0.01	0.00	0.97	0.02	81.63			
Cub_3	/Asm		HB4		0.01	0.00	0.97	0.02	81.63	Slip:	0.81 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		HB5		0.01	0.00	0.97	0.02	81.63	Slip:	0.81 %	xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-HB-05		-0.03	-0.01	-0.97	0.05	41.62	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.03	0.01						
HB-07												
Cub_2	0.3800	0.9904	0.3763	0.3768	0.01	0.00	0.97	0.02	81.63			
Cub_3	/Asm		HB6		0.01	0.00	0.97	0.02	81.63	Slip:	0.81 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		HB7		0.01	0.00	0.97	0.02	81.63	Slip:	0.81 %	xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-HB-07		-0.03	-0.01	-0.97	0.05	41.62	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.03	0.01						
HB-09												
Cub_2	0.3800	0.9869	0.3750	-0.1101	0.01	0.00	0.97	0.02	81.63			
Cub_3	/Asm		HB8		0.01	0.00	0.97	0.02	81.63	Slip:	0.82 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		HB9		0.03	0.01	0.97	0.05	93.44	Slip:	0.94 %	xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-HB-09		-0.04	-0.01	-0.97	0.07	62.64	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.04	0.01						

Grid: Grid		System Stage:			Grid		Study Case: Demanda maxima			Annex: / 18		
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
HB-11												
Cub_2	0.3800	0.9833	0.3737	-0.5997								
/Asm			HB10		0.03	0.01	0.97	0.05	93.44	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			HB11		0.03	0.01	0.97	0.05	93.44	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-HB-11		-0.06	-0.02	-0.97	0.10	83.81	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.06	0.02						
HB-13												
Cub_2	0.3800	0.9903	0.3763	0.3715								
/Asm			HB12		0.03	0.01	0.97	0.05	93.44	Slip:	0.93 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-HB-13		-0.03	-0.01	-0.97	0.05	41.62	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
INT												
Cub_9	0.3800	0.9610	0.3652	-2.7038								
/Asm			PRG-00		0.07	0.03	0.94	0.13	87.26	Slip:	0.90 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_8			TF-INT		-0.07	-0.03	-0.94	0.13	165.87	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
LI-01												
Cub_2	0.3800	0.9967	0.3788	1.2544								
/Asm			MB1		0.00	0.00	0.99	0.00	78.99	Slip:	0.79 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-LI-01		-0.00	-0.00	-0.99	0.00	4.07	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
LI-03												
Cub_2	0.3800	0.9952	0.3782	1.0627								
/Asm			LI1-LI2		0.00	0.00	0.99	0.00	78.02	Slip:	0.79 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			MB1-MB2		0.01	0.00	0.95	0.01	82.16	Slip:	0.80 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-LI-03		-0.01	-0.00	-0.96	0.01	12.48	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.01	0.00						
LI-05												
Cub_2	0.3800	0.9951	0.3782	1.0604								
/Asm			LI3-LI4		0.00	0.00	0.99	0.00	78.02	Slip:	0.79 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			MB4-MB5		0.01	0.00	0.95	0.01	82.16	Slip:	0.80 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-LI-05		-0.01	-0.00	-0.96	0.01	12.48	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.01	0.00						



Grid: Grid		System Stage:			Grid		Study Case: Demanda maxima			Annex: / 19		
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
LI-07												
Cub_2	0.3800	0.9951	0.3781	1.0583								
Cub_3	/Asm		LI5-LI6		0.00	0.00	0.99	0.00	78.02	Slip:	0.79 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		MB6-MB7		0.01	0.00	0.95	0.01	82.16	Slip:	0.80 %	xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-LI-07		-0.01	-0.00	-0.96	0.01	12.48	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.01	0.00						
LI-09												
Cub_2	0.3800	0.9934	0.3775	0.7926								
Cub_3	/Asm		LI7-LI8		0.00	0.00	0.99	0.00	78.02	Slip:	0.79 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		MB8-MB9		0.01	0.00	0.96	0.02	80.94	Slip:	0.80 %	xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-LI-09		-0.02	-0.00	-0.97	0.03	23.84	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.02	0.00						
LI-11												
Cub_2	0.3800	0.9847	0.3742	-0.0900								
Cub_3	/Asm		LI9-LI10		0.02	0.01	0.94	0.04	95.84	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		MB10-MB11		0.02	0.01	0.94	0.04	95.84	Slip:	0.95 %	xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-LI-11		-0.04	-0.02	-0.94	0.07	64.40	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.04	0.02						
LI-13												
Cub_2	0.3800	0.9878	0.3754	0.2704								
Cub_3	/Asm		LI11-LI12		0.02	0.01	0.94	0.04	95.84	Slip:	0.94 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		MB12-MB13		0.01	0.00	0.94	0.02	95.84	Slip:	0.94 %	xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-LI-13		-0.03	-0.01	-0.94	0.05	48.16	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.03	0.01						
LL00												
Cub_9	0.3800	0.9601	0.3648	-4.7431								
Cub_10	/Lod		PAG-00		0.81	0.18	0.98	1.31		PI0:	878.40 kW	QI0: 195.99 kvar
	/Tr2		TF-LL00		-0.81	-0.18	-0.98	1.31	216.04	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
LL01												
Cub_9	0.3800	0.9794	0.3722	-2.0496								
Cub_8	/Lod		PAG-01		0.05	0.00	1.00	0.07		PI0:	50.00 kW	QI0: 0.95 kvar
	/Tr2		TF-LL01		-0.05	-0.00	-1.00	0.07	97.96	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2

Grid: Grid		System Stage:			Grid		Study Case: Demanda maxima			Anne x: / 20			
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
LL03													
Cub_8	0.3800	0.9676	0.3677	-1.8465	0.04	0.01	0.95	0.07					
/Lod			PAG-03							PI0:	47.50 kW	QI0:	15.61 kvar
Cub_6			TF-LL03		-0.04	-0.01	-0.95	0.07	96.80	Tap:	0.00	Min:	-1 Max: 2
LL05													
Cub_7	0.3800	0.9676	0.3677	-1.8476	0.04	0.01	0.95	0.07					
/Lod			PAG-05							PI0:	47.50 kW	QI0:	15.61 kvar
Cub_6			TF-LL05		-0.04	-0.01	-0.95	0.07	96.79	Tap:	0.00	Min:	-1 Max: 2
LL06													
Cub_9	0.3800	0.9690	0.3682	-1.8592	0.03	0.01	0.95	0.04					
/Lod			PAG-06							PI0:	28.50 kW	QI0:	9.37 kvar
Cub_8			TF-LL06		-0.03	-0.01	-0.95	0.04	96.93	Tap:	0.00	Min:	-1 Max: 2
LL07													
Cub_9	0.3800	0.9682	0.3679	-1.8063	0.04	0.01	0.95	0.07					
/Lod			PAG-07							PI0:	47.50 kW	QI0:	15.61 kvar
Cub_8			TF-LL07		-0.04	-0.01	-0.95	0.07	96.85	Tap:	0.00	Min:	-1 Max: 2
LL08													
Cub_9	0.3800	0.9686	0.3681	-1.7764	0.04	0.01	0.95	0.07					
/Lod			PAG-08							PI0:	47.50 kW	QI0:	15.61 kvar
Cub_8			TF-LL08		-0.04	-0.01	-0.95	0.07	96.89	Tap:	0.00	Min:	-1 Max: 2
LL09													
Cub_7	0.3800	0.9748	0.3704	-0.9253	0.03	0.01	0.95	0.04					
/Lod			PAG-09							PI0:	28.50 kW	QI0:	9.37 kvar
Cub_6			TF-LL09		-0.03	-0.01	-0.95	0.04	58.52	Tap:	0.00	Min:	-1 Max: 2
LL10													
Cub_7	0.3800	0.9705	0.3688	-1.8716	0.03	0.01	0.96	0.04					
/Lod			PAG-10							PI0:	28.80 kW	QI0:	8.40 kvar
Cub_6			TF-LL10		-0.03	-0.01	-0.96	0.04	97.08	Tap:	0.00	Min:	-1 Max: 2
Nodo 02													
Cub_1	24.9000	0.9969	24.8223-28.6751		-7.79	-2.81	-0.94	0.19	98.24				
/Lne			LT02							Pv:	7.69 kW	cLod:	0.00 Mvar L: 0.48 km
Cub_2			TF-PRINCIPAL 01		3.90	1.39	0.94	0.10	207.39	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 1
Cub_3			LT03		3.89	1.42	0.94	0.10	54.75	Pv:	4.01 kW	cLod:	0.00 Mvar L: 1.00 km

Grid: Grid		System Stage:			Grid		Study Case:			Demanda maxima			Annex:		/ 21
	rated Voltage [kV]	[p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data					
Nodo 03															
Cub_2	6.0000	0.8334	5.0005-33.0992												
/Tr2			TF-PRINCIPAL 01		-3.34	-0.90	-0.97	0.40	207.39	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1
Cub_3	/Lne		LT04		3.34	0.90	0.97	0.40	69.29	Pv:	6.89 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	0.10 km
Nodo 04															
Cub_1	24.9000	0.9950	24.7759-28.8078												
/Lne			LT03		-3.89	-1.41	-0.94	0.10	54.75	Pv:	4.01 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	1.00 km
Cub_2	/Tr2		TF-PRINCIPAL 02		3.89	1.41	0.94	0.10	207.81	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1
Nodo 05															
Cub_2	6.0000	0.8308	4.9845-33.1834												
/Tr2			TF-PRINCIPAL 02		-3.33	-0.93	-0.96	0.40	207.81	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1
Cub_3	/Lne		LT05		3.33	0.93	0.96	0.40	69.43	Pv:	6.91 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	0.10 km
Nodo 06															
Cub_2	6.0000	0.8306	4.9833-33.3903												
/Sym			G5		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ				
Cub_3	/Sym		G6		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ				
Cub_4	/Sym		G7		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ				
Cub_5	/Sym		G8		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ				
Cub_1	/Lne		LT07		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	1.00 km
Cub_6	/Lne		LT06		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	-0.00	Mvar L:	1.00 km
Total															
Generation:					0.00	0.00									
Nodo 07															
Cub_15	6.0000	0.8306	4.9833-33.3903												
/Shnt			SHUNT05		0.00	-0.62	0.00	0.07							
Cub_20	/Shnt		SHUNT04		-0.00	-0.48	-0.00	0.06							
Cub_21	/Asm		M4		0.28	0.11	0.93	0.03	99.16	Slip:	1.37 %	xm:	4.00	p.u.	
Cub_22	/Asm		M5		0.30	0.12	0.93	0.04	92.08	Slip:	1.27 %	xm:	4.00	p.u.	
Cub_23	/Asm		M6		0.30	0.12	0.93	0.04	92.08	Slip:	1.27 %	xm:	4.00	p.u.	
Cub_4	/Lne		LT04		-3.33	-0.88	-0.97	0.40	69.29	Pv:	6.89 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	0.10 km
Cub_9	/Lne		LT07		0.00	-0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	1.00 km
Cub_12	/Tr2		T5		0.98	0.73	0.80	0.14	73.96	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1
Cub_17	/Tr2		T6		0.98	0.73	0.80	0.14	73.96	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1
Cub_18	/Tr2		T7		0.34	0.02	1.00	0.04	20.73	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1
Cub_19	/Lne		LT08		0.14	0.15	0.69	0.02	4.02	Pv:	0.23 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	1.00 km
Total															
Motor Load:					0.88	0.35									
Compensation:						-1.10									

Grid: Grid		System Stage:			Grid		Study Case:			Demanda maxima		Annex:		/ 22
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
Nodo 08														
Cub_2	0.4000	0.7396	0.2958-44.2837		0.98	0.48	0.90	2.13						
Cub_1	/Lod		C5		-0.98	-0.48	-0.90	2.13	73.96	PIO:	1800.00 kW	QIO: 871.78 kvar		
	/Tr2		T5							Tap:	0.00	Min:	0	Max: 1
Nodo 09														
Cub_2	0.4000	0.7396	0.2958-44.2837		0.98	0.48	0.90	2.13						
Cub_1	/Lod		C6		-0.98	-0.48	-0.90	2.13	73.96	PIO:	1800.00 kW	QIO: 871.78 kvar		
	/Tr2		T6							Tap:	0.00	Min:	0	Max: 1
Nodo 10														
Cub_2	0.4000	0.8290	0.3316-36.7638		0.34	0.00	1.00	0.60						
Cub_1	/Lod		C7		-0.34	-0.00	-1.00	0.60	20.73	PIO:	500.00 kW	QIO: 0.90 kvar		
	/Tr2		T7							Tap:	0.00	Min:	0	Max: 1
Nodo 11														
Cub_2	6.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_3	/Sym		G1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ			
Cub_4	/Sym		G2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ			
Cub_5	/Sym		G3		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ			
Cub_1	/Sym		G4		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ			
Cub_1	/Lne		LT09		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod: 0.00 Mvar L: 1.00 km		
Cub_6	/Lne		LT06		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod: -0.00 Mvar L: 1.00 km		
			Total											
			Generation:		0.00	0.00								
Nodo 112														
Cub_1	24.9000	0.9842	24.5056-29.6049		0.04	0.02	0.94	0.00	96.79					
Cub_2	/Tr2		TF-LL05		-0.04	-0.02	-0.94	0.00	0.64	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
	/Lne		LT105							Pv:	0.00 kW	cLod: 0.00 Mvar L: 0.70 km		

Grid: Grid		System Stage:		Grid	Study Case:			Demanda maxima		Annex: / 23			
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
Nodo 12													
6.0000	0.8279	4.9672-33.4746											
Cub_16 /Shnt		SHUNT02		0.00	-0.62	0.00	0.07						
Cub_21 /Shnt		SHUNT03		-0.00	-0.48	-0.00	0.06						
Cub_23 /Asm		M2		0.28	0.11	0.93	0.04	92.08	Slip:	1.28 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_24 /Asm		M3		0.35	0.14	0.93	0.04	92.08	Slip:	1.28 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_25 /Asm		M1		0.28	0.11	0.93	0.04	92.08	Slip:	1.28 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_4 /Lne		LT08		-0.14	-0.14	-0.69	0.02	4.02	Pv:	0.23 kW	cLod:	0.00 Mvar L: 1.00 km	
Cub_9 /Lne		LT05		-3.32	-0.91	-0.96	0.40	69.43	Pv:	6.91 kW	cLod:	0.00 Mvar L: 0.10 km	
Cub_12 /Tr2		T1		0.98	0.73	0.80	0.14	73.72	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 1	
Cub_17 /Tr2		T2		0.98	0.73	0.80	0.14	73.72	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 1	
Cub_18 /Tr2		T3		0.29	0.16	0.88	0.04	20.15	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 1	
Cub_19 /Tr2		T4		0.29	0.16	0.88	0.04	20.15	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 1	
Cub_20 /Lne		LT09		0.00	-0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar L: 1.00 km	
Total													
				Motor Load:	0.91	0.37							
				Compensation:		-1.10							
Nodo 13													
0.4000	0.7372	0.2949-44.3680											
Cub_2 /Lod		C1		0.98	0.47	0.90	2.13		PI0:	1800.00 kW	QI0:	871.78 kvar	
Cub_1 /Tr2		T1		-0.98	-0.47	-0.90	2.13	73.72	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 1	
Nodo 14													
0.4000	0.7372	0.2949-44.3680											
Cub_2 /Lod		C2		0.98	0.47	0.90	2.13		PI0:	1800.00 kW	QI0:	871.78 kvar	
Cub_1 /Tr2		T2		-0.98	-0.47	-0.90	2.13	73.72	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 1	
Nodo 15													
0.4000	0.8060	0.3224-36.4358											
Cub_2 /Lod		C3		0.29	0.14	0.90	0.58		PI0:	450.00 kW	QI0:	217.94 kvar	
Cub_1 /Tr2		T3		-0.29	-0.14	-0.90	0.58	20.15	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 1	
Nodo 16													
0.4000	0.8060	0.3224-36.4358											
Cub_2 /Lod		C4		0.29	0.14	0.90	0.58		PI0:	450.00 kW	QI0:	217.94 kvar	
Cub_1 /Tr2		T4		-0.29	-0.14	-0.90	0.58	20.15	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 1	

Grid: Grid		System Stage:			Grid		Study Case:			Demanda maxima		Annex:		/ 24	
	rated Voltage [kV]	[p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data					
Nodo 17															
	24.9000	0.9978	24.8456-28.6085												
Cub_1	/Lne		LT01		-7.14	-2.58	-0.94	0.18	89.98	Pv:	3.36 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	0.25 km
Cub_3	/Lne		LT14		0.00	-0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km
Cub_4	/Lne		LT10		0.00	-0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km
Cub_5	/Lne		LT11		0.00	-0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km
Cub_6	/Lne		LT16		0.00	-0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km
Cub_7	/Lne		LT18		1.18	0.40	0.95	0.03	16.42	Pv:	0.36 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km
Cub_8	/Lne		LT13		2.02	0.71	0.94	0.05	28.23	Pv:	0.53 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	0.50 km
Cub_9	/Lne		LT12		3.94	1.47	0.94	0.10	55.57	Pv:	4.13 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km
Nodo 179															
	24.9000	0.9847	24.5179-29.5687												
Cub_1	/Tr2		TF-LL10		0.03	0.01	0.95	0.00	97.08	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2
Cub_2	/Lne		LT170		-0.03	-0.01	-0.95	0.00	0.38	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	0.01 km
Nodo 18															
	24.9000	0.9978	24.8456-28.6085												
Cub_1	/Tr2		TF-GEN-01		0.00	-0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1
Cub_2	/Lne		LT14		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km
Nodo 180															
	24.9000	0.9846	24.5173-29.5706												
Cub_1	/Tr2		TF-LL09		0.03	0.01	0.94	0.00	58.52	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2
Cub_2	/Lne		LT171		-0.03	-0.01	-0.94	0.00	0.39	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	2.00 km
Nodo 19															
	24.9000	0.9978	24.8456-28.6085												
Cub_1	/Lne		LT10		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km
Cub_2	/Tr2		TF-GEN-02		0.00	-0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1
Nodo 20															
	0.3800	0.9978	0.3792-28.6085												
Cub_1	/Tr2		TF-GEN-01		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1
Cub_2	/Tr2		TF-GEN-02		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1
Cub_3	/Lne		LT15		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	0.01 km

Grid: Grid		System Stage:			Grid		Study Case:			Demanda maxima		Annex: / 25		
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
Nodo 21														
Cub_5	0.3800	0.9978	0.3792-28.6085											
	/Sym		GEN-02		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ			
Cub_4			GEN-01		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ			
Cub_1	/Lne		LT15		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	0.01 km
			Total											
			Generation:		0.00	0.00								
Nodo 22														
Cub_1	24.9000	0.9978	24.8456-28.6085											
	/Tr2		TF-GEN-03		0.00	-0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:
Cub_2	/Lne		LT16		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	1.00 km
Nodo 23														
Cub_1	24.9000	0.9978	24.8456-28.6085											
	/Lne		LT11		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	1.00 km
Cub_2	/Tr2		TF-GEN-04		0.00	-0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:
Nodo 24														
Cub_1	0.3800	0.9978	0.3792-28.6085											
	/Tr2		TF-GEN-03		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:
Cub_2	/Tr2		TF-GEN-04		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:
Cub_3	/Lne		LT17		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	0.01 km
Nodo 25														
Cub_5	0.3800	0.9978	0.3792-28.6085											
	/Sym		GEN-04		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ			
Cub_4	/Sym		GEN-03		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ			
Cub_1	/Lne		LT17		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	0.01 km
			Total											
			Generation:		0.00	0.00								
Nodo 64														
Cub_1	24.9000	0.9968	24.8196-28.6851											
	/Tr2		TF-21		0.03	0.01	0.96	0.00	41.63	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:
Cub_2	/Lne		LT56		-0.03	-0.01	-0.96	0.00	0.41	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	1.00 km
Nodo 67														
Cub_1	24.9000	0.9964	24.8113-28.7096											
	/Tr2		TF-25		0.05	0.02	0.94	0.00	71.56	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:
Cub_2	/Lne		LT59		-0.05	-0.02	-0.94	0.00	0.71	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	2.00 km

Grid: Grid		System Stage: Grid			Study	Case: Demanda	maxima			Annex:	/ 26			
	Voltage [p.u.]	rated Bus-voltage [kV]	[deg]	Power [MW]	Active Power [Mvar]	Reactive Power Factor [-]	Current [kA]	Loading[kV] [%]	Additional Data					
P1	Cub_2 /Asm	0.3800	0.9898	0.3761	0.6383	0.01	0.00	0.96	0.02	94.43	Slip:	0.94 %	xm: 4.00 p.u.	
	Cub_1 /Tr2		TF-P1			-0.01	-0.00	-0.96	0.02	18.35	Tap:	0.00	Min: -1	Max: 2
P2	Cub_2 /Asm	0.3800	0.9889	0.3758	0.3980	0.03	0.01	0.96	0.04	94.43	Slip:	0.94 %	xm: 4.00 p.u.	
	Cub_1 /Tr2		TF-P2			-0.03	-0.01	-0.96	0.04	27.54	Tap:	0.00	Min: -1	Max: 2
P3	Cub_2 /Asm	0.3800	0.9887	0.3757	0.3859	0.03	0.01	0.96	0.04	94.43	Slip:	0.94 %	xm: 4.00 p.u.	
	Cub_1 /Tr2		TF-P3			-0.03	-0.01	-0.96	0.04	27.55	Tap:	0.00	Min: -1	Max: 2
P4	Cub_2 /Asm	0.3800	0.9891	0.3759	0.4167	0.03	0.01	0.96	0.04	94.43	Slip:	0.94 %	xm: 4.00 p.u.	
	Cub_1 /Tr2		TF-P4			-0.03	-0.01	-0.96	0.04	27.54	Tap:	0.00	Min: -1	Max: 2
P5	Cub_2 /Asm	0.3800	0.9889	0.3758	0.4029	0.03	0.01	0.96	0.04	94.43	Slip:	0.94 %	xm: 4.00 p.u.	
	Cub_1 /Tr2		TF-P5			-0.03	-0.01	-0.96	0.04	27.54	Tap:	0.00	Min: -1	Max: 2
P6	Cub_2 /Asm	0.3800	0.9897	0.3761	0.6340	0.01	0.00	0.96	0.02	94.43	Slip:	0.94 %	xm: 4.00 p.u.	
	Cub_1 /Tr2		TF-P6			-0.01	-0.00	-0.96	0.02	18.36	Tap:	0.00	Min: -1	Max: 2
P7	Cub_2 /Asm	0.3800	0.9889	0.3758	0.4053	0.03	0.01	0.96	0.04	94.43	Slip:	0.94 %	xm: 4.00 p.u.	
	Cub_1 /Tr2		TF-P7			-0.03	-0.01	-0.96	0.04	27.54	Tap:	0.00	Min: -1	Max: 2
P8	Cub_2 /Asm	0.3800	0.9889	0.3758	0.4048	0.03	0.01	0.96	0.04	94.43	Slip:	0.94 %	xm: 4.00 p.u.	
	Cub_1 /Tr2		TF-P8			-0.03	-0.01	-0.96	0.04	27.54	Tap:	0.00	Min: -1	Max: 2



Grid: Grid		System Stage: Grid			Study Case: Demanda maxima				Annex: / 27						
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data						
PSG00															
Cub_7	0.3800	0.9683	0.3679	-1.9084											
/Lod		PSG-00			0.03	0.01	0.95	0.04	PI0:	28.50 kW	QI0:	9.37	kvar		
Cub_6	/Tr2	TF-PSG00			-0.03	-0.01	-0.95	0.04	96.86	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2
PSG01															
Cub_9	0.3800	0.9788	0.3719	-0.3042											
/Lod		PSG-01			0.03	0.01	0.95	0.04	PI0:	28.50 kW	QI0:	9.37	kvar		
Cub_8	/Tr2	TF-PSG01			-0.03	-0.01	-0.95	0.04	29.40	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2
PSG02															
Cub_7	0.3800	0.9686	0.3681	-1.8899											
/Lod		PSG-02			0.03	0.01	0.95	0.04	PI0:	28.50 kW	QI0:	9.37	kvar		
Cub_6	/Tr2	TF-PSG02			-0.03	-0.01	-0.95	0.04	96.89	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2
PSG03															
Cub_7	0.3800	0.9291	0.3531	-6.9200											
/Lod		PSG-03			0.08	0.03	0.95	0.14	PI0:	95.00 kW	QI0:	31.22	kvar		
Cub_6	/Tr2	TF-PSG03			-0.08	-0.03	-0.95	0.14	309.74	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2
SAL02401															
Cub_7	24.9000	0.9987	24.8668	-28.5479											
/Lod		Sales Potasio 2			1.53	0.50	0.95	0.04	PI0:	1539.00 kW	QI0:	505.85	kvar		
Cub_8	/Lod	Carbonato de Litio			1.06	0.35	0.95	0.03	PI0:	1064.00 kW	QI0:	349.72	kvar		
Cub_9	/Lod	Carbonato de Litio			1.35	0.44	0.95	0.03	PI0:	1349.00 kW	QI0:	443.40	kvar		
Cub_10	/Lod	Hidroxido			1.26	0.35	0.96	0.03	PI0:	1264.00 kW	QI0:	350.00	kvar		
Cub_2	/Lne	LT01			7.14	2.59	0.94	0.18	89.98	Pv:	3.36 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	0.25 km
Cub_4	/Lne	LT02			7.79	2.83	0.94	0.19	98.24	Pv:	7.69 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	0.48 km
Cub_6	/Tr3	trf_SAL11502			-10.07	-3.53	-0.94	0.25	21.44	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
Cub_5	/Tr3	trf_SAL11501			-10.07	-3.53	-0.94	0.25	21.44	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
				Total											
				Load:	5.20	1.64									
SI-01															
Cub_2	0.3800	0.9957	0.3783	1.1696											
/Asm		S1			0.01	0.00	0.94	0.01	86.76	Slip:	0.84 %	xm:	4.00	p.u.	
Cub_1	/Tr2	TF-SI-01			-0.01	-0.00	-0.94	0.01	7.99	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2

Grid: Grid		System Stage:			Grid		Study Case: Demanda maxima			Annex: / 28		
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
SI-02												
Cub_2	0.3800	0.9862	0.3747	-0.1520								
/Asm			HC1-HC2		0.02	0.01	0.94	0.04	83.74	Slip:	0.82 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			MA1-MA2		0.01	0.00	0.97	0.01	78.22	Slip:	0.79 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-SI-02		-0.03	-0.01	-0.95	0.05	65.29	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.03	0.01						
SI-03												
Cub_2	0.3800	0.9940	0.3777	0.9833								
/Asm			S2		0.01	0.00	0.94	0.01	86.76	Slip:	0.84 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			S3		0.01	0.00	0.94	0.01	86.76	Slip:	0.84 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-SI-03		-0.01	-0.00	-0.94	0.02	15.98	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.01	0.00						
SI-04												
Cub_2	0.3800	0.9861	0.3747	-0.1607								
/Asm			HC3-HC4		0.02	0.01	0.94	0.04	83.74	Slip:	0.82 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			MA3-MA4		0.01	0.00	0.97	0.01	78.22	Slip:	0.79 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-SI-04		-0.03	-0.01	-0.95	0.05	65.30	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.03	0.01						
SI-05												
Cub_2	0.3800	0.9939	0.3777	0.9754								
/Asm			S4		0.01	0.00	0.94	0.01	86.76	Slip:	0.84 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			S5		0.01	0.00	0.94	0.01	86.76	Slip:	0.84 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-SI-05		-0.01	-0.00	-0.94	0.02	15.98	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.01	0.00						
SI-06												
Cub_2	0.3800	0.9859	0.3747	-0.1683								
/Asm			HC5-HC6		0.02	0.01	0.94	0.04	83.74	Slip:	0.82 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			MA5-MA6		0.01	0.00	0.97	0.01	78.22	Slip:	0.79 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-SI-06		-0.03	-0.01	-0.95	0.05	65.31	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.03	0.01						

Grid: Grid		System Stage:			Grid		Study Case: Demanda maxima			Annex: / 29	
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data	
SI-07											
Cub_2	0.3800	0.9938	0.3776	0.9684	0.01	0.00	0.94	0.01	86.76		
Cub_3	/Asm		S6		0.01	0.00	0.94	0.01	86.76	Slip:	0.84 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		S7		-0.01	-0.00	-0.94	0.02	15.98	Slip:	0.84 % xm: 4.00 p.u.
			TF-SI-07							Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Total								
			Motor Load:		0.01	0.00					
SI-08											
Cub_2	0.3800	0.9859	0.3746	-0.1750	0.02	0.01	0.94	0.04	83.74		
Cub_3	/Asm		HC7-HC8		0.01	0.00	0.97	0.01	78.22	Slip:	0.82 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		MA7-MA8		-0.03	-0.01	-0.95	0.05	65.32	Slip:	0.79 % xm: 4.00 p.u.
			TF-SI-08							Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Total								
			Motor Load:		0.03	0.01					
SI-09											
Cub_2	0.3800	0.9919	0.3769	0.6611	0.01	0.00	0.94	0.01	86.76		
Cub_3	/Asm		S8		0.01	0.00	0.97	0.02	93.44	Slip:	0.84 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		S9		-0.02	-0.01	-0.96	0.03	28.76	Slip:	0.93 % xm: 4.00 p.u.
			TF-SI-09							Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Total								
			Motor Load:		0.02	0.01					
SI-10											
Cub_2	0.3800	0.9809	0.3728	-0.6887	0.06	0.02	0.95	0.10	95.18		
Cub_3	/Asm		HC9-HC10		0.02	0.01	0.94	0.04	95.84	Slip:	0.95 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		MA9-MA10		-0.08	-0.03	-0.95	0.13	88.43	Slip:	0.95 % xm: 4.00 p.u.
			TF-SI-10							Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Total								
			Motor Load:		0.08	0.03					
SI-11											
Cub_2	0.3800	0.9876	0.3753	-0.1483	0.01	0.00	0.97	0.02	93.44		
Cub_3	/Asm		S10		0.01	0.00	0.97	0.02	93.44	Slip:	0.94 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		S11		-0.03	-0.01	-0.97	0.05	62.59	Slip:	0.94 % xm: 4.00 p.u.
			TF-SI-11							Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Total								
			Motor Load:		0.03	0.01					

Grid: Grid		System Stage:			Grid		Study Case: Demanda maxima			Annex: / 30				
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
	0.3800	0.9809	0.3727	SI-12 -0.6910										
Cub_2	/Asm		HC11-HC12		0.06	0.02	0.95	0.10	95.18	Slip:	0.95 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3	/Asm		MA11-MA12		0.02	0.01	0.94	0.04	95.84	Slip:	0.95 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		TF-SI-12		-0.08	-0.03	-0.95	0.13	88.43	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.08	0.03								
SI-13	0.3800	0.9944	0.3779	0.9511										
Cub_2	/Asm		S12		0.01	0.00	0.97	0.02	93.44	Slip:	0.93 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		TF-SI-13		-0.01	-0.00	-0.97	0.02	15.56	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2

UMSA Ing. Eléctrica	Estudio de flujos de potencia en estado estacionarioEscenario: Demanda media	Digsilent PowerFactory15.1.7	Project: Planta YLB
			Date: 5/5/2023

Load Flow Calculation		Busbars/Terminals	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No No	Automatic Model Adaptation for ConvergenceMax.	Yes
Automatic Tap Adjust of Transformers		Acceptable Load Flow Error for Nodes	1.00 kVA
Consider Reactive Power Limits		Model Equations	0.10 %

Grid: Red YLB	System Stage: Red YLB	Study Case: Demanda media	Annex: C.2.	/ 1									
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data						
Double Busbar													
SAL115 115.0000	1.0060115.6900-27.4000												
Cub_1 /Xnet	External Grid	4.52	0.52	0.99	0.02		Sk":	218.12 MVA					
Cubicle/Coup	CB0	4.52	0.52	0.99	0.02	0.00							
SAL115(1)5.0000	1.0060115.6900-27.4000												
Cubicle/Coup	CB0	-4.52	-0.52	-0.99	0.02	0.00							
Cub_1 /Tr3	trf_SAL11501	2.26	0.26	0.99	0.01	4.52	Tap:	-11.00	Min:	-21	Max:	-1	
Cub_1 /Tr3	trf_SAL11502	2.26	0.26	0.99	0.01	4.52	Tap:	-11.00	Min:	-21	Max:	-1	
05													
0.3800	1.0045 0.3817 2.2765												
Cub_9 /Asm	PRG-05	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
Cub_8 /Tr2	TF-05	-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
06													
0.3800	1.0045 0.3817 2.2765												
Cub_9 /Asm	PRG-06	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
Cub_8 /Tr2	TF-06	-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
19													
0.3800	1.0049 0.3819 2.3075												
Cub_7 /Asm	PRG-19	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
Cub_6 /Tr2	TF-19	-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
F-I-01													
0.3800	1.0037 0.3814 2.2071												
Cub_7 /Asm	PRG-01	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
Cub_6 /Tr2	TF-01	-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda			media		Annex:		C.2.		/ 2
	rated Voltage [kV]	[p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data						
F-I-02																
Cub_7	0.3800	1.0033	0.3812	2.1737	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00							
Cub_6	/Asm		PRG-02		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
	/Tr2		TF-02							Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
F-I-03																
Cub_7	0.3800	1.0028	0.3811	2.1401	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00							
Cub_6	/Asm		PRG-03		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
	/Tr2		TF-03							Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
F-I-04																
Cub_7	0.3800	0.9871	0.3751	0.3120	0.07	0.03	0.94	0.12	88.28							
Cub_6	/Asm		PRG-04		-0.07	-0.03	-0.94	0.12	80.76	Slip:	0.86 %	xm:	4.00 p.u.			
	/Tr2		TF-04							Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
F-I-07																
Cub_9	0.3800	1.0045	0.3817	2.2765	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00							
Cub_10	/Asm		PRG-07		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
	/Tr2		TF-07							Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
F-I-08																
Cub_9	0.3800	1.0045	0.3817	2.2765	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00							
Cub_8	/Asm		PRG-08		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
	/Tr2		TF-08							Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
F-I-09																
Cub_9	0.3800	1.0046	0.3817	2.2838	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00							
Cub_8	/Asm		PRG-09		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
	/Tr2		TF-09							Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
F-I-10																
Cub_7	0.3800	1.0045	0.3817	2.2741	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00							
Cub_6	/Asm		PRG-10		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
	/Tr2		TF-10							Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
F-I-18																
Cub_9	0.3800	1.0047	0.3818	2.2910	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00							
Cub_10	/Asm		PRG-18.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
Cub_8	/Asm		PRG-18.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
	/Tr2		TF-18		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
			Total													
			Motor Load:		0.00	0.00										

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda			media		Anne x:		C.2.		/ 3
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data						
				F-II-11												
Cub_9	0.3800	1.0015	0.3806	1.8048	0.01	0.00	0.97	0.02	85.57							
Cub_8	/Asm		PRG-11		-0.01	-0.00	-0.97	0.02	20.59	Slip:	0.84 %	xm:	4.00 p.u.			
	/Tr2		TF-13							Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
				F-II-12												
Cub_9	0.3800	1.0045	0.3817	2.2481	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00							
Cub_10	/Asm		PRG-12.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
Cub_8	/Asm		PRG-12.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
	/Tr2		TF-11		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
				Total												
				Motor Load:		0.00		0.00								
				F-II-12.1												
Cub_8	0.3800	0.9932	0.3774	-0.3937	0.11	0.01	0.99	0.17								
Cub_6	/Lod		C12.1		-0.11	-0.01	-0.99	0.17	110.27	PI0:	110.00 kW	QI0:	15.00 kvar			
	/Tr2		TF-12.1							Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
				F-II-13												
Cub_9	0.3800	1.0043	0.3816	2.2291	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00							
Cub_10	/Asm		PRG-13.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
Cub_8	/Asm		PRG-13.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
	/Tr2		TF-12		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
				Total												
				Motor Load:		0.00		0.00								
				F-II-13.1												
Cub_7	0.3800	1.0032	0.3812	1.6391	0.06	0.01	1.00	0.09								
Cub_6	/Lod		C13.1		-0.06	-0.01	-1.00	0.09	24.17	PI0:	60.00 kW	QI0:	5.00 kvar			
	/Tr2		TF-13.1							Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
				F-II-13.2												
Cub_7	0.3800	0.9981	0.3793	0.2651	0.08	0.01	0.99	0.12								
Cub_6	/Lod		C13.2		-0.08	-0.01	-0.99	0.12	80.48	PI0:	80.00 kW	QI0:	10.00 kvar			
	/Tr2		TF-13.2							Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
				F-II-13.3												
Cub_7	0.3800	0.9946	0.3780	-0.7003	0.12	0.01	0.99	0.18								
Cub_6	/Lod		C13.3		-0.12	-0.01	-0.99	0.18	120.30	PI0:	120.00 kW	QI0:	15.00 kvar			
	/Tr2		TF-13.3							Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda			media		Annex: C.2.		/ 4
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
F-II-20														
Cub_7	0.3800	1.0005	0.3802	1.4265	0.02	0.00	0.98	0.03	84.53					
	/Asm		PRG-20							Slip:	0.84 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_6	/Tr2		TF-20		-0.02	-0.00	-0.98	0.03	38.15	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
F-II-21														
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3819	2.3157	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
	/Asm		PRG-21							Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		TF-21		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
F-II-22														
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.3093	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
	/Asm		PRG-22.1							Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3	/Asm		PRG-22.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		TF-22		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-II-23														
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.3024	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
	/Asm		PRG-23.1							Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3	/Asm		PRG-23.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		TF-23		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-II-24														
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.3024	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
	/Asm		PRG-24.1							Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3	/Asm		PRG-24.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		TF-24		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-II-25														
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3819	2.3147	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
	/Asm		PRG-25.2							Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_7	/Asm		PRG-25.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_6	/Tr2		TF-25		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								



Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda media			Annex: C.2. / 5		
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
F-II-26												
Cub_2	0.3800	1.0019	0.3807	1.8659	0.01	0.00	0.96	0.02	85.83			
	/Asm		PRG-26							Slip:	0.83 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_6	/Tr2		TF-26		-0.01	-0.00	-0.96	0.02	19.77	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
F-II-27												
Cub_7	0.3800	1.0051	0.3819	2.3147	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
	/Asm		PRG-27							Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_6	/Tr2		TF-27		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
F-II-28												
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3819	2.3147	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
	/Asm		PRG-28.2							Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_7	/Asm		PRG-28.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_6	/Tr2		TF-28		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-II-29												
Cub_7	0.3800	1.0051	0.3819	2.3147	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
	/Asm		PRG-29							Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_6	/Tr2		TF-29		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
F-II-66												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.3024	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
	/Asm		PRG-66.1							Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3	/Asm		PRG-66.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		TF-66		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-II-67												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.3023	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
	/Asm		PRG-67.1							Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3	/Asm		PRG-67.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		TF-67		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda			media		Annex: C.2.		/ 6
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
F-II-68														
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.3023										
	/Asm		PRG-68.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-68.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1			TF-68		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-II-69														
Cub_9	0.3800	1.0041	0.3816	2.2147										
	/Asm		PRG-69.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_10			PRG-69.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_8			TF-69		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-II-70														
Cub_9	0.3800	1.0041	0.3816	2.2146										
	/Asm		PRG-70.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_10			PRG-70.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_8			TF-70		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-II-71														
Cub_9	0.3800	1.0041	0.3816	2.2146										
	/Asm		PRG-71.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_10			PRG-71.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_8			TF-71		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-IV-56														
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3819	2.3144										
	/Asm		PRG-56.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-56.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1			TF-56		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda			media		Annex: C.2.		/ 7
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
F-IV-57														
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3819	2.3144										
Cub_3	/Asm		PRG-57.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		PRG-57.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
			TF-57		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-IV-58														
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3819	2.3144										
Cub_3	/Asm		PRG-58.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		PRG-58.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
			TF-58		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-IV-59														
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3819	2.3145										
Cub_3	/Asm		PRG-59.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		PRG-59.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
			TF-59		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-IV-60														
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3819	2.3145										
Cub_3	/Asm		PRG-60.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		PRG-60.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
			TF-60		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-IV-61														
Cub_2	0.3800	0.9920	0.3770	0.6470										
Cub_3	/Asm		PRG-61.1		0.02	0.01	0.94	0.04	89.79	Slip:	0.87 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		PRG-61.2		0.03	0.01	0.97	0.05	76.72	Slip:	0.76 %	xm:	4.00 p.u.	
			TF-61		-0.05	-0.02	-0.96	0.08	73.44	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.05	0.02								

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda			media		Annex: C.2.		/ 8
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
F-IV-62														
Cub_2	0.3800	1.0049	0.3819	2.3038	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_3	/Asm		PRG-62.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Asm		PRG-62.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2		TF-62		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-IV-63														
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.3073	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_3	/Asm		PRG-63.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Asm		PRG-63.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2		TF-63		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-IV-64														
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.3109	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_3	/Asm		PRG-64.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Asm		PRG-64.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2		TF-64		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-IV-65														
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3819	2.3144	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_3	/Asm		PRG-65.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Asm		PRG-65.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2		TF-65		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-V-49														
Cub_2	0.3800	1.0008	0.3803	1.7432	0.02	0.01	0.94	0.04	89.79					
Cub_3	/Asm		PRG-49.1		0.02	0.01	0.94	0.04	89.79	Slip:	0.86 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Asm		PRG-49.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2		TF-49		-0.02	-0.01	-0.94	0.04	23.79	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.02	0.01								

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda			media		Annex: C.2.		/ 9
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
F-V-50														
Cub_2	0.3800	1.0046	0.3818	2.2848	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_3	/Asm		PRG-50.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		PRG-50.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
			TF-50		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-V-51														
Cub_2	0.3800	1.0046	0.3818	2.2853	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_3	/Asm		PRG-51.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_4	/Asm		PRG-51.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		PRG-51.3		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
			TF-51		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-V-52														
Cub_4	0.3800	1.0046	0.3818	2.2858	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_5	/Asm		PRG-52.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_6	/Asm		PRG-52.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3	/Tr2		PRG-52.3		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
			TF-52		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-V-52.1														
Cub_2	0.3800	0.9867	0.3749	-0.0010	0.09	0.04	0.93	0.15	91.65					
Cub_1	/Asm		C52.1		0.09	0.04	0.93	0.15	91.65	Slip:	0.89 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2		TF-52.1		-0.09	-0.04	-0.93	0.15	101.35	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
F-V-53														
Cub_2	0.3800	1.0046	0.3818	2.2861	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_3	/Asm		PRG-53.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		PRG-53.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
			TF-53		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda			media		Annex: C.2.		/ 10
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
F-V-54														
Cub_2	0.3800	1.0046	0.3818	2.2861	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_3	/Asm		PRG-54.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		PRG-54.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
			TF-54		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-V-54.1														
Cub_2	0.3800	1.0046	0.3818	2.2862	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_3	/Asm		C54.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		TF-54.1		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
F-V-55														
Cub_2	0.3800	1.0046	0.3818	2.2862	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_3	/Asm		PRG-55.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		PRG-55.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
			TF-55		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-VI-14														
Cub_2	0.3800	1.0045	0.3817	2.2764	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_3	/Asm		PRG-14.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		PRG-14.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
			TF-14		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-VI-15														
Cub_2	0.3800	1.0045	0.3817	2.2729	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_3	/Asm		PRG-15.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		PRG-15.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
			TF-15		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda			media		Annex: C.2.		/ 11
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
F-VI-16														
Cub_2	0.3800	1.0047	0.3818	2.2882										
/Asm			PRG-16.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-16.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-16		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-VI-17														
Cub_2	0.3800	1.0047	0.3818	2.2882										
/Asm			PRG-17.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-17.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-17		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-VI-30														
Cub_2	0.3800	1.0045	0.3817	2.2764										
/Asm			PRG-30.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-30.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-30		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-VI-31														
Cub_2	0.3800	1.0044	0.3817	2.2691										
/Asm			PRG-31.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-31.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-31		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-VI-32														
Cub_2	0.3800	1.0047	0.3818	2.2881										
/Asm			PRG-32.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-32.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-32		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda			media		Annex: C.2.		/ 12
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
F-VI-33														
Cub_2	0.3800	1.0047	0.3818	2.2881										
/Asm			PRG-33.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-33.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-33		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-VI-34														
Cub_2	0.3800	1.0045	0.3817	2.2763										
/Asm			PRG-34.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-34.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-34		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-VI-35														
Cub_2	0.3800	1.0044	0.3817	2.2655										
/Asm			PRG-35.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-35.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-35		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-VI-36														
Cub_2	0.3800	1.0047	0.3818	2.2881										
/Asm			PRG-36.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-36.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-36		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-VI-37														
Cub_2	0.3800	1.0047	0.3818	2.2881										
/Asm			PRG-37.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-37.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-37		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								



Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda			media		Annex: C.2.		/ 13
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
F-VI-39														
Cub_2	0.3800	1.0043	0.3816	2.2620										
/Asm			PRG-39.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-39.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-39		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-VI-40														
Cub_2	0.3800	1.0047	0.3818	2.2882										
/Asm			PRG-40.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-40.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-40		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-VI-41														
Cub_2	0.3800	1.0047	0.3818	2.2882										
/Asm			PRG-41.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-41.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-41		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-VI-43														
Cub_2	0.3800	0.9963	0.3786	0.9576										
/Asm			PRG-43.1		0.04	0.01	0.95	0.06	94.88	Slip:	0.92 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-43.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.92 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-43		-0.05	-0.02	-0.96	0.09	56.00	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.05	0.02								
F-VI-44														
Cub_2	0.3800	1.0047	0.3818	2.2881										
/Asm			PRG-44.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-44.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-44		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda			media		Annex: C.2.		/ 14
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
F-VI-45														
Cub_2	0.3800	1.0047	0.3818	2.2881										
/Asm			PRG-45.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-45.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-45		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
Total														
Motor Load:					0.00	0.00								
F-VI-46														
Cub_2	0.3800	1.0043	0.3816	2.2582										
/Asm			PRG-46.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-46.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-46		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
Total														
Motor Load:					0.00	0.00								
F-VI-47														
Cub_2	0.3800	1.0047	0.3818	2.2881										
/Asm			PRG-47.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-47.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-47		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
Total														
Motor Load:					0.00	0.00								
F-VI-48														
Cub_2	0.3800	1.0047	0.3818	2.2881										
/Asm			PRG-48.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-48.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-48		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
Total														
Motor Load:					0.00	0.00								
F-VI-74														
Cub_2	0.3800	0.9965	0.3787	0.9742										
/Asm			PRG-74.1		0.04	0.01	0.95	0.06	94.88	Slip:	0.92 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-74.2		0.02	0.00	0.97	0.03	92.89	Slip:	0.92 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-74		-0.05	-0.02	-0.96	0.09	55.98	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
Total														
Motor Load:					0.05	0.02								

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda			media		Annex: C.2.		/ 15
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
F-VI-75														
Cub_2	0.3800	1.0045	0.3817	2.2762										
/Asm			PRG-75.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-75.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-75		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-VI-76														
Cub_2	0.3800	1.0045	0.3817	2.2761										
/Asm			PRG-76.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-76.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-76		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-VI-77														
Cub_2	0.3800	1.0045	0.3817	2.2762										
/Asm			PRG-77.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-77.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-77		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
F-VI-78														
Cub_2	0.3800	1.0045	0.3817	2.2763										
/Asm			PRG-78.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			PRG-78.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-78		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
HA-01														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3301										
/Asm			HA1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			HA2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-HA-01		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda			media		Annex: C.2.		/ 16
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
HA-03														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3301										
/Asm			HA3		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			HA4		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-HA-03		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
HA-05														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3301										
/Asm			HA5		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			HA6		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-HA-05		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
HA-07														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3301										
/Asm			HA7		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			HA8		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-HA-07		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
HA-09														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3300										
/Asm			HA9		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			HA10		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-HA-09		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
HA-11														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3300										
/Asm			HA11		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			HA12		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
/Tr2			TF-HA-11		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda			media		Annex: C.2.		/ 17
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
HB-01														
Cub_2	0.3800	1.0020	0.3808	1.8597	0.01	0.00	0.97	0.02	81.63					
	/Asm		HB1							Slip:	0.80 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1			TF-HB-01		-0.01	-0.00	-0.97	0.02	20.58	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
HB-03														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3286	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
	/Asm		HB2							Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			HB3		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1			TF-HB03		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
HB-05														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3280	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
	/Asm		HB4							Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			HB5		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1			TF-HB-05		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
HB-07														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3274	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
	/Asm		HB6							Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			HB7		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1			TF-HB-07		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
HB-09														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3268	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
	/Asm		HB8							Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			HB9		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1			TF-HB-09		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda			media		Annex: C.2.		/ 18
	rated Voltage [kV]	[p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
HB-11														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3262	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_3	/Asm		HB10		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		HB11		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
			TF-HB-11		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
HB-13														
Cub_2	0.3800	0.9986	0.3795	1.3834	0.03	0.01	0.97	0.05	93.44					
Cub_3	/Asm		HB12		0.03	0.01	0.97	0.05	93.44	Slip:	0.92 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		TF-HB-13		-0.03	-0.01	-0.97	0.05	41.28	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
INT														
Cub_9	0.3800	1.0041	0.3816	2.2406	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_8	/Asm		PRG-00		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2		TF-INT		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
LI-01														
Cub_2	0.3800	1.0048	0.3818	2.2353	0.00	0.00	0.99	0.00	78.99					
Cub_3	/Asm		MB1		0.00	0.00	0.99	0.00	78.99	Slip:	0.78 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		TF-LI-01		-0.00	-0.00	-0.99	0.00	4.03	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
LI-03														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3300	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_3	/Asm		LI1-LI2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		MB1-MB2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
			TF-LI-03		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
LI-05														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3300	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_3	/Asm		LI3-LI4		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		MB4-MB5		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
			TF-LI-05		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda			media		Anne x:		C.2.		/ 19
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data						
LI-07																
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3300												
	/Asm		LI5-LI6		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
Cub_3	/Asm		MB6-MB7		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
Cub_1	/Tr2		TF-LI-07		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
			Total													
			Motor Load:		0.00	0.00										
LI-09																
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3300												
	/Asm		LI7-LI8		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
Cub_3	/Asm		MB8-MB9		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
Cub_1	/Tr2		TF-LI-09		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
			Total													
			Motor Load:		0.00	0.00										
LI-11																
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3300												
	/Asm		LI9-LI10		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
Cub_3	/Asm		MB10-MB11		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
Cub_1	/Tr2		TF-LI-11		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
			Total													
			Motor Load:		0.00	0.00										
LI-13																
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3300												
	/Asm		LI11-LI12		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
Cub_3	/Asm		MB12-MB13		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
Cub_1	/Tr2		TF-LI-13		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
			Total													
			Motor Load:		0.00	0.00										
LL00																
Cub_9	0.3800	0.9911	0.3766	-0.3081	0.38	0.09	0.98	0.60								
	/Lod		PAG-00							PIO:	390.40 kW	QIO:	87.11 kvar			
Cub_10	/Tr2		TF-LL00		-0.38	-0.09	-0.98	0.60	99.14	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
			Total													
			Motor Load:													
LL01																
Cub_9	0.3800	1.0018	0.3807	2.0551	0.00	0.00	1.00	0.00								
	/Lod		PAG-01							PIO:	50.00 kW	QIO:	0.95 kvar			
Cub_8	/Tr2		TF-LL01		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
			Total													
			Motor Load:													

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda			media		Anne x:		C.2.		/ 20
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data						
				LL03												
Cub_8	0.3800	1.0018	0.3807	2.0556	0.00	0.00	1.00	0.00								
/Lod			PAG-03							PI0:	47.50 kW	QI0:	15.61 kvar			
Cub_6	/Tr2		TF-LL03		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
LL05																
Cub_7	0.3800	1.0018	0.3807	2.0556	0.00	0.00	1.00	0.00								
/Lod			PAG-05							PI0:	47.50 kW	QI0:	15.61 kvar			
Cub_6	/Tr2		TF-LL05		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
LL06																
Cub_9	0.3800	1.0018	0.3807	2.0569	0.00	0.00	1.00	0.00								
/Lod			PAG-06							PI0:	28.50 kW	QI0:	9.37 kvar			
Cub_8	/Tr2		TF-LL06		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
LL07																
Cub_9	0.3800	1.0018	0.3807	2.0588	0.00	0.00	1.00	0.00								
/Lod			PAG-07							PI0:	47.50 kW	QI0:	15.61 kvar			
Cub_8	/Tr2		TF-LL07		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
LL08																
Cub_9	0.3800	1.0019	0.3807	2.0607	0.00	0.00	1.00	0.00								
/Lod			PAG-08							PI0:	47.50 kW	QI0:	15.61 kvar			
Cub_8	/Tr2		TF-LL08		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
LL09																
Cub_7	0.3800	1.0018	0.3807	2.0587	0.00	0.00	1.00	0.00								
/Lod			PAG-09							PI0:	28.50 kW	QI0:	9.37 kvar			
Cub_6	/Tr2		TF-LL09		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
LL10																
Cub_7	0.3800	1.0018	0.3807	2.0587	0.00	0.00	1.00	0.00								
/Lod			PAG-10							PI0:	28.80 kW	QI0:	8.40 kvar			
Cub_6	/Tr2		TF-LL10		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
Nodo 02																
Cub_1	24.9000	1.0052	25.0291-27.7065		-2.70	0.06	-1.00	0.06	31.74							
/Lne			LT02							Pv:	0.80 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	0.48 km		
Cub_2	/Tr2		TF-PRINCIPAL 01		1.21	0.04	1.00	0.03	60.14	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1	
Cub_3	/Lne		LT03		1.49	-0.10	1.00	0.03	19.55	Pv:	0.51 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	1.00 km		



Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case:			Demanda media			Annex:		C.2.		/ 21
	rated Voltage [kV]	[p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data							
Nodo 03																	
Cub_2	6.0000	0.9655	5.7930-29.6256														
	/Tr2		TF-PRINCIPAL 01		-1.16	-0.00	-1.00	0.12	60.14	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1		
Cub_3	/Lne		LT04		1.16	0.00	1.00	0.12	20.09	Pv:	0.58 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	0.10 km		
Nodo 04																	
Cub_1	24.9000	1.0049	25.0222-27.7648														
	/Lne		LT03		-1.49	0.10	-1.00	0.03	19.55	Pv:	0.51 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	1.00 km		
Cub_2	/Tr2		TF-PRINCIPAL 02		1.49	-0.10	1.00	0.03	74.18	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1		
Nodo 05																	
Cub_2	6.0000	0.9607	5.7643-30.4368														
	/Tr2		TF-PRINCIPAL 02		-1.42	0.16	-0.99	0.14	74.18	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1		
Cub_3	/Lne		LT05		1.42	-0.16	0.99	0.14	24.79	Pv:	0.88 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	0.10 km		
Nodo 06																	
Cub_2	6.0000	0.9650	5.7902-29.7086														
	/Sym		G5		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ						
Cub_3	/Sym		G6		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ						
Cub_4	/Sym		G7		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ						
Cub_5	/Sym		G8		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ						
Cub_1	/Lne		LT07		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	1.00 km		
Cub_6	/Lne		LT06		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	-0.00	Mvar L:	1.00 km		
Total																	
Generation:					0.00	0.00											
Nodo 07																	
Cub_15	6.0000	0.9650	5.7902-29.7086														
	/Shnt		SHUNT05		0.00	0.00	1.00	0.00									
Cub_20	/Shnt		SHUNT04		0.00	0.00	1.00	0.00									
Cub_21	/Asm		M4		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00	p.u.			
Cub_22	/Asm		M5		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00	p.u.			
Cub_23	/Asm		M6		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00	p.u.			
Cub_4	/Lne		LT04		-1.16	0.00	-1.00	0.12	20.09	Pv:	0.58 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	0.10 km		
Cub_9	/Lne		LT07		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	1.00 km		
Cub_12	/Tr2		T5		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1		
Cub_17	/Tr2		T6		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1		
Cub_18	/Tr2		T7		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1		
Cub_19	/Lne		LT08		1.16	-0.00	1.00	0.12	20.09	Pv:	5.79 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	1.00 km		
Total																	
Motor Load:					0.00	0.00											
Compensation:						0.00											

Grid: Red YLB		System Stage:		Red YLB		Stu dy Case:		Demanda media		Annex: C.2. / 22	
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]		Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
Nodo 08											
Cub_2	0.4000	0.9650	0.3860-29.7086								
/Lod		C5		0.00	0.00	1.00	0.00		PI0:	1800.00 kW	QI0: 871.78 kvar
Cub_1	/Tr2	T5		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min: 0 Max: 1
Nodo 09											
Cub_2	0.4000	0.9650	0.3860-29.7086								
/Lod		C6		0.00	0.00	1.00	0.00		PI0:	1800.00 kW	QI0: 871.78 kvar
Cub_1	/Tr2	T6		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min: 0 Max: 1
Nodo 10											
Cub_2	0.4000	0.9650	0.3860-29.7086								
/Lod		C7		0.00	0.00	1.00	0.00		PI0:	500.00 kW	QI0: 0.90 kvar
Cub_1	/Tr2	T7		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min: 0 Max: 1
Nodo 11											
Cub_2	6.0000	0.0000	0.0000 0.0000								
/Sym		G1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ	
Cub_3	/Sym	G2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ	
Cub_4	/Sym	G3		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ	
Cub_5	/Sym	G4		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ	
Cub_1	/Lne	LT09		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod: 0.00 Mvar L: 1.00 km
Cub_6	/Lne	LT06		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod: -0.00 Mvar L: 1.00 km
Total											
Generation:				0.00	0.00						
Nodo 112											
Cub_1	24.9000	1.0018	24.9455-27.9445								
/Tr2		TF-LL05		0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
Cub_2	/Lne	LT105		-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod: 0.00 Mvar L: 0.70 km

Grid: Red YLB		System Stage:		Red YLB		Study Case:			Demanda media		Annex:		C.2.		/ 23
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data						
Nodo 12															
6.0000	0.9603	5.7619-30.5432													
Cub_16 /Shnt		SHUNT02		0.00	-0.83	0.00	0.08								
Cub_21 /Shnt		SHUNT03		-0.00	-0.65	-0.00	0.06								
Cub_23 /Asm		M2		0.28	0.11	0.93	0.03	92.09	Slip:	0.94 %	xm:	4.00	p.u.		
Cub_24 /Asm		M3		0.35	0.14	0.93	0.04	92.09	Slip:	0.94 %	xm:	4.00	p.u.		
Cub_25 /Asm		M1		0.28	0.11	0.93	0.03	92.09	Slip:	0.94 %	xm:	4.00	p.u.		
Cub_4 /Lne		LT08		-1.15	0.02	-1.00	0.12	20.09	Pv:	5.79 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	1.00 km	
Cub_9 /Lne		LT05		-1.41	0.17	-0.99	0.14	24.79	Pv:	0.88 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	0.10 km	
Cub_12 /Tr2		T1		0.54	0.31	0.87	0.06	32.36	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1	
Cub_17 /Tr2		T2		0.50	0.29	0.87	0.06	30.13	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1	
Cub_18 /Tr2		T3		0.33	0.18	0.88	0.04	19.72	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1	
Cub_19 /Tr2		T4		0.28	0.15	0.88	0.03	16.50	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1	
Cub_20 /Lne		LT09		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	1.00 km	
Total															
				Motor Load:	0.91	0.37									
				Compensation:		-1.48									
Nodo 13															
0.4000	0.9246	0.3698-34.6443													
Cub_2 /Lod		C1		0.54	0.26	0.90	0.93		PI0:	630.00 kW	QI0:	305.12	kvar		
Cub_1 /Tr2		T1		-0.54	-0.26	-0.90	0.93	32.36	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1	
Nodo 14															
0.4000	0.9272	0.3709-34.3617													
Cub_2 /Lod		C2		0.50	0.24	0.90	0.87		PI0:	585.00 kW	QI0:	283.33	kvar		
Cub_1 /Tr2		T2		-0.50	-0.24	-0.90	0.87	30.13	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1	
Nodo 15															
0.4000	0.9391	0.3757-33.0412													
Cub_2 /Lod		C3		0.33	0.16	0.90	0.57		PI0:	378.00 kW	QI0:	183.07	kvar		
Cub_1 /Tr2		T3		-0.33	-0.16	-0.90	0.57	19.72	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1	
Nodo 16															
0.4000	0.9427	0.3771-32.6326													
Cub_2 /Lod		C4		0.28	0.14	0.90	0.48		PI0:	315.00 kW	QI0:	152.56	kvar		
Cub_1 /Tr2		T4		-0.28	-0.14	-0.90	0.48	16.50	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1	

Grid: Red YLB		System Stage: Red YLB			Study Case: Demanda media			Annex: C.2. / 24		
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
Nodo 17										
24.9000	1.0053	25.0327-27.6676								
Cub_1 /Lne		LT01	-1.28	-0.36	-0.96	0.03	15.64	Pv:	0.10 kW	cLod: 0.00 Mvar L: 0.25 km
Cub_3 /Lne		LT14	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod: 0.00 Mvar L: 1.00 km
Cub_4 /Lne		LT10	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod: 0.00 Mvar L: 1.00 km
Cub_5 /Lne		LT11	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod: 0.00 Mvar L: 1.00 km
Cub_6 /Lne		LT16	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod: 0.00 Mvar L: 1.00 km
Cub_7 /Lne		LT18	0.07	0.02	0.95	0.00	1.02	Pv:	0.00 kW	cLod: 0.00 Mvar L: 1.00 km
Cub_8 /Lne		LT13	0.47	0.09	0.98	0.01	6.26	Pv:	0.03 kW	cLod: 0.00 Mvar L: 0.50 km
Cub_9 /Lne		LT12	0.74	0.24	0.95	0.02	10.17	Pv:	0.14 kW	cLod: 0.00 Mvar L: 1.00 km
Nodo 179										
24.9000	1.0019	24.9466-27.9414								
Cub_1 /Tr2		TF-LL10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
Cub_2 /Lne		LT170	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod: 0.00 Mvar L: 0.01 km
Nodo 18										
24.9000	1.0053	25.0327-27.6676								
Cub_1 /Tr2		TF-GEN-01	0.00	-0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min: 0 Max: 1
Cub_2 /Lne		LT14	-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod: 0.00 Mvar L: 1.00 km
Nodo 180										
24.9000	1.0019	24.9466-27.9414								
Cub_1 /Tr2		TF-LL09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
Cub_2 /Lne		LT171	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod: 0.00 Mvar L: 2.00 km
Nodo 19										
24.9000	1.0053	25.0327-27.6676								
Cub_1 /Lne		LT10	-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod: 0.00 Mvar L: 1.00 km
Cub_2 /Tr2		TF-GEN-02	0.00	-0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min: 0 Max: 1
Nodo 20										
0.3800	1.0053	0.3820-27.6676								
Cub_1 /Tr2		TF-GEN-01	-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min: 0 Max: 1
Cub_2 /Tr2		TF-GEN-02	-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min: 0 Max: 1
Cub_3 /Lne		LT15	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod: 0.00 Mvar L: 0.01 km

Grid: Red YLB		System Stage:		Red YLB		Study Case:			Demanda media		Annex:		C.2.		/ 25
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data					
Nodo 21															
Cub_5	0.3800	1.0053	0.3820-27.6676												
	/Sym		GEN-02		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ				
Cub_4			GEN-01		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ				
Cub_1			LT15		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	0.01 km	
			Total												
			Generation:		0.00	0.00									
Nodo 22															
Cub_1	24.9000	1.0053	25.0327-27.6676												
	/Tr2		TF-GEN-03		0.00	-0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1
Cub_2			LT16		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	1.00 km	
Nodo 23															
Cub_1	24.9000	1.0053	25.0327-27.6676												
	/Lne		LT11		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	1.00 km	
Cub_2			TF-GEN-04		0.00	-0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1
Nodo 24															
Cub_1	0.3800	1.0053	0.3820-27.6676												
	/Tr2		TF-GEN-03		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1
Cub_2			TF-GEN-04		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1
Cub_3			LT17		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	0.01 km	
Nodo 25															
Cub_5	0.3800	1.0053	0.3820-27.6676												
	/Sym		GEN-04		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ				
Cub_4			GEN-03		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ				
Cub_1			LT17		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	0.01 km	
			Total												
			Generation:		0.00	0.00									
Nodo 64															
Cub_1	24.9000	1.0052	25.0284-27.6844												
	/Tr2		TF-21		0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2
Cub_2			LT56		-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	1.00 km	
Nodo 67															
Cub_1	24.9000	1.0051	25.0280-27.6854												
	/Tr2		TF-25		0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2
Cub_2			LT59		-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	2.00 km	

Grid: Red YLB		System Stage: Red YLB			Study	Case: Demanda	media		Annex:	C.2.	/ 26		
	Voltage [p.u.]	rated Bus-voltage [kV]	[deg]	Power [MW]	Active Power [Mvar]	Reactive Power Factor [-]	Current [kA]	Loading[kV] [%]	Additional Data				
P1	Cub_2 /Asm	1.0047	0.3818	2.2881	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.	
	Cub_1 /Tr2	TF-P1			-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1	Max: 2
P2	Cub_2 /Asm	1.0047	0.3818	2.2881	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.	
	Cub_1 /Tr2	TF-P2			-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1	Max: 2
P3	Cub_2 /Asm	1.0047	0.3818	2.2881	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.	
	Cub_1 /Tr2	TF-P3			-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1	Max: 2
P4	Cub_2 /Asm	1.0008	0.3803	1.6577	0.03	0.01	0.96	0.04	94.43	Slip:	0.91 %	xm: 4.00 p.u.	
	Cub_1 /Tr2	TF-P4			-0.03	-0.01	-0.96	0.04	27.21	Tap:	0.00	Min: -1	Max: 2
P5	Cub_2 /Asm	1.0046	0.3818	2.2859	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.	
	Cub_1 /Tr2	TF-P5			-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1	Max: 2
P6	Cub_2 /Asm	1.0046	0.3818	2.2862	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.	
	Cub_1 /Tr2	TF-P6			-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1	Max: 2
P7	Cub_2 /Asm	1.0046	0.3818	2.2861	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.	
	Cub_1 /Tr2	TF-P7			-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1	Max: 2
P8	Cub_2 /Asm	1.0046	0.3818	2.2861	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.	
	Cub_1 /Tr2	TF-P8			-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1	Max: 2

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda			media		Anne x:		C.2.		/ 27
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data						
PSG00																
Cub_7	0.3800	0.9860	0.3747	-0.2248												
/Lod			PSG-00		0.03	0.01	0.95	0.04		PI0:	28.50 kW	QI0:	9.37 kvar			
Cub_6			TF-PSG00		-0.03	-0.01	-0.95	0.04	98.64	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
PSG01																
Cub_9	0.3800	1.0017	0.3807	2.0514												
/Lod			PSG-01		0.00	0.00	1.00	0.00		PI0:	28.50 kW	QI0:	9.37 kvar			
Cub_8			TF-PSG01		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
PSG02																
Cub_7	0.3800	1.0017	0.3807	2.0532												
/Lod			PSG-02		0.00	0.00	1.00	0.00		PI0:	28.50 kW	QI0:	9.37 kvar			
Cub_6			TF-PSG02		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
PSG03																
Cub_7	0.3800	1.0017	0.3806	2.0495												
/Lod			PSG-03		0.00	0.00	1.00	0.00		PI0:	95.00 kW	QI0:	31.22 kvar			
Cub_6			TF-PSG03		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
SAL02401																
Cub_7	24.9000	1.0055	25.0360-27.6565													
/Lod			Sales Potasio 2		0.09	0.03	0.95	0.00		PI0:	85.50 kW	QI0:	28.10 kvar			
Cub_8			Carbonato de Litio		0.12	0.04	0.95	0.00		PI0:	114.00 kW	QI0:	37.47 kvar			
Cub_9			Carbonato de Litio		0.12	0.04	0.95	0.00		PI0:	114.00 kW	QI0:	37.47 kvar			
Cub_10			Hidroxido		0.17	0.03	0.98	0.00		PI0:	164.00 kW	QI0:	32.00 kvar			
Cub_2			LT01		1.28	0.36	0.96	0.03	15.64	Pv:	0.10 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	0.25 km		
Cub_4			LT02		2.70	-0.06	1.00	0.06	31.74	Pv:	0.80 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	0.48 km		
Cub_6			trf_SAL11502		-2.23	-0.22	-1.00	0.05	4.52	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0	
Cub_5			trf_SAL11501		-2.23	-0.22	-1.00	0.05	4.52	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0	
Total																
Load:					0.48	0.14										
SI-01																
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3297												
/Asm			S1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
Cub_1			TF-SI-01		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda			media		Annex: C.2.		/ 28
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
SI-02														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3294	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_3	/Asm		HC1-HC2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Asm		MA1-MA2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2		TF-SI-02		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
SI-03														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3291	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_3	/Asm		S2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Asm		S3		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2		TF-SI-03		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
SI-04														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3288	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_3	/Asm		HC3-HC4		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Asm		MA3-MA4		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2		TF-SI-04		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
SI-05														
Cub_2	0.3800	1.0022	0.3808	1.9800	0.01	0.00	0.94	0.01	86.76					
Cub_3	/Asm		S4		0.01	0.00	0.94	0.01	86.76	Slip:	0.82 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Asm		S5		0.01	0.00	0.94	0.01	86.76	Slip:	0.82 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2		TF-SI-05		-0.01	-0.00	-0.94	0.02	15.85	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.01	0.00								
SI-06														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3283	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_3	/Asm		HC5-HC6		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Asm		MA5-MA6		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2		TF-SI-06		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								



Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda			media		Annex: C.2.		/ 29
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
SI-07														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3281										
/Asm			S6		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			S7		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1			TF-SI-07		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
SI-08														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3279										
/Asm			HC7-HC8		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			MA7-MA8		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1			TF-SI-08		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
SI-09														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3278										
/Asm			S8		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			S9		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1			TF-SI-09		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
SI-10														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3276										
/Asm			HC9-HC10		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			MA9-MA10		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1			TF-SI-10		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								
SI-11														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.3274										
/Asm			S10		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3			S11		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1			TF-SI-11		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
			Total											
			Motor Load:		0.00	0.00								

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case:			Demanda media		Annex:		C.2.		/ 30
	rated Voltage [kV]	[p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data						
	0.3800		1.0052 0.3820	SI-12 2.3273												
Cub_2	/Asm		HC11-HC12		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
Cub_3	/Asm		MA11-MA12		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.			
Cub_1	/Tr2		TF-SI-12		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	
			Total													
			Motor Load:		0.00	0.00										
SI-13	0.3800		1.0030 0.3811	1.9718												
Cub_2	/Asm		S12		0.01	0.00	0.97	0.02	93.44	Slip:	0.91 %	xm:	4.00 p.u.			
Cub_1	/Tr2		TF-SI-13		-0.01	-0.00	-0.97	0.02	15.43	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2	

UMSA Ing. Eléctrica	Estudio de flujos de potencia en estado estacionarioEscenario: Demanda minima	Digsilent PowerFactory15.1.7	Project: Planta YLB
			Date: 5/5/2023

Load Flow Calculation		Busbars/Terminals	
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits	No No	Automatic Model Adaptation for ConvergenceMax. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations	Yes  1.00 kVA 0.10 %

Grid: Red YLB	System Stage: Red YLB	Study Case: Demanda minima	Annex: C.3.	/ 1								
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data					
Double Busbar												
SAL115 115.0000	1.0060115.6900-27.4000											
Cub_1 /Xnet	External Grid	1.75	0.62	0.94	0.01		Sk":	218.12 MVA				
Cubicle/Coup	CB0	1.75	0.62	0.94	0.01	0.00						
SAL115(1)5.0000	1.0060115.6900-27.4000											
Cubicle/Coup	CB0	-1.75	-0.62	-0.94	0.01	0.00						
Cub_1 /Tr3	trf_SAL11501	0.87	0.31	0.94	0.00	1.84	Tap:	-11.00	Min:	-21	Max:	-1
Cub_1 /Tr3	trf_SAL11502	0.87	0.31	0.94	0.00	1.84	Tap:	-11.00	Min:	-21	Max:	-1
05												
0.3800	1.0050 0.3819 2.4785											
Cub_9 /Asm	PRG-05	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.		
Cub_8 /Tr2	TF-05	-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2
06												
0.3800	1.0050 0.3819 2.4785											
Cub_9 /Asm	PRG-06	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.		
Cub_8 /Tr2	TF-06	-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2
19												
0.3800	1.0051 0.3819 2.4783											
Cub_7 /Asm	PRG-19	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.		
Cub_6 /Tr2	TF-19	-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2
F-I-01												
0.3800	1.0040 0.3815 2.3886											
Cub_7 /Asm	PRG-01	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.		
Cub_6 /Tr2	TF-01	-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda minima			Annex: C.3. / 2				
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
F-I-02														
Cub_7	0.3800	1.0036	0.3814	2.3587	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_6	/Asm	PRG-02			-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2	TF-02								Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
F-I-03														
Cub_7	0.3800	1.0032	0.3812	2.3288	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_6	/Asm	PRG-03			-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2	TF-03								Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
F-I-04														
Cub_7	0.3800	1.0029	0.3811	2.2988	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_6	/Asm	PRG-04			-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2	TF-04								Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
F-I-07														
Cub_9	0.3800	1.0050	0.3819	2.4786	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_10	/Asm	PRG-07			-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2	TF-07								Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
F-I-08														
Cub_9	0.3800	1.0050	0.3819	2.4786	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_8	/Asm	PRG-08			-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2	TF-08								Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
F-I-09														
Cub_9	0.3800	1.0050	0.3819	2.4785	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_8	/Asm	PRG-09			-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2	TF-09								Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
F-I-10														
Cub_7	0.3800	1.0047	0.3818	2.4485	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_6	/Asm	PRG-10			-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2	TF-10								Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
F-I-18														
Cub_9	0.3800	1.0050	0.3819	2.4785	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
Cub_10	/Asm	PRG-18.1			0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_8	/Asm	PRG-18.2			0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
	/Tr2	TF-18			-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
		Total												
		Motor Load:			0.00	0.00								

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda minima			Anne x: C.3. / 3			
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
				F-II-11									
Cub_9	0.3800	1.0048	0.3818	2.4464	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00				
Cub_8	/Asm	PRG-11			-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.
	/Tr2	TF-13								Tap:	0.00	Min:	-1
												Max:	2
				F-II-12									
Cub_9	0.3800	1.0046	0.3818	2.4230	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00				
Cub_10	/Asm	PRG-12.1			0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.
Cub_8	/Asm	PRG-12.2			0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.
	/Tr2	TF-11			-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1
		Total										Max:	2
		Motor Load:			0.00	0.00							
				F-II-12.1									
Cub_8	0.3800	0.9977	0.3791	0.2416	0.09	0.01	1.00	0.14					
Cub_6	/Lod	C12.1			-0.09	-0.01	-1.00	0.14	90.08	PI0:	90.00 kW	QI0:	7.00 kvar
	/Tr2	TF-12.1								Tap:	0.00	Min:	-1
												Max:	2
				F-II-13									
Cub_9	0.3800	1.0045	0.3817	2.4060	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00				
Cub_10	/Asm	PRG-13.1			0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.
Cub_8	/Asm	PRG-13.2			0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.
	/Tr2	TF-12			-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1
		Total										Max:	2
		Motor Load:			0.00	0.00							
				F-II-13.1									
Cub_7	0.3800	1.0034	0.3813	1.8159	0.06	0.01	1.00	0.09					
Cub_6	/Lod	C13.1			-0.06	-0.01	-1.00	0.09	24.17	PI0:	60.00 kW	QI0:	5.00 kvar
	/Tr2	TF-13.1								Tap:	0.00	Min:	-1
												Max:	2
				F-II-13.2									
Cub_7	0.3800	0.9983	0.3793	0.4440	0.08	0.01	0.99	0.12					
Cub_6	/Lod	C13.2			-0.08	-0.01	-0.99	0.12	80.50	PI0:	80.00 kW	QI0:	10.00 kvar
	/Tr2	TF-13.2								Tap:	0.00	Min:	-1
												Max:	2
				F-II-13.3									
Cub_7	0.3800	0.9988	0.3796	0.1961	0.09	0.01	1.00	0.14					
Cub_6	/Lod	C13.3			-0.09	-0.01	-1.00	0.14	90.26	PI0:	90.00 kW	QI0:	8.00 kvar
	/Tr2	TF-13.3								Tap:	0.00	Min:	-1
												Max:	2

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda minima			Annex: C.3. / 4		
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
F-II-20												
Cub_7	0.3800	1.0052	0.3820	2.4874	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
	/Asm		PRG-20							Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_6			TF-20		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
F-II-21												
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3820	2.4816	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
	/Asm		PRG-21							Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-21		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
F-II-22												
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3819	2.4757	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
	/Asm		PRG-22.1							Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-22.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-22		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-II-23												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4699	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
	/Asm		PRG-23.1							Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-23.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-23		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-II-24												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4699	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
	/Asm		PRG-24.1							Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-24.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-24		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-II-25												
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3820	2.4816	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
	/Asm		PRG-25.2							Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_7			PRG-25.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_6			TF-25		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda minima			Annex: C.3. / 5		
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
F-II-26												
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3820	2.4816	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
/Asm			PRG-26							Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_6	/Tr2		TF-26		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
F-II-27												
Cub_7	0.3800	1.0051	0.3820	2.4816	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
/Asm			PRG-27							Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_6	/Tr2		TF-27		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
F-II-28												
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3820	2.4816	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
/Asm			PRG-28.2							Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_7	/Asm		PRG-28.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_6	/Tr2		TF-28		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
Total												
Motor Load:					0.00	0.00						
F-II-29												
Cub_7	0.3800	1.0051	0.3820	2.4816	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
/Asm			PRG-29							Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_6	/Tr2		TF-29		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
F-II-66												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4699	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
/Asm			PRG-66.1							Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3	/Asm		PRG-66.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		TF-66		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
Total												
Motor Load:					0.00	0.00						
F-II-67												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4698	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
/Asm			PRG-67.1							Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3	/Asm		PRG-67.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		TF-67		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
Total												
Motor Load:					0.00	0.00						

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda minima			Annex: C.3. / 6	
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data	
				F-II-68							
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4698							
	/Asm		PRG-68.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-68.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-68		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
				Total							
				Motor Load:	0.00	0.00					
				F-II-69							
Cub_9	0.3800	1.0044	0.3817	2.3936							
	/Asm		PRG-69.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_10			PRG-69.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_8			TF-69		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
				Total							
				Motor Load:	0.00	0.00					
				F-II-70							
Cub_9	0.3800	1.0044	0.3817	2.3935							
	/Asm		PRG-70.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_10			PRG-70.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_8			TF-70		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
				Total							
				Motor Load:	0.00	0.00					
				F-II-71							
Cub_9	0.3800	1.0044	0.3817	2.3935							
	/Asm		PRG-71.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_10			PRG-71.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_8			TF-71		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
				Total							
				Motor Load:	0.00	0.00					
				F-IV-56							
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3820	2.4816							
	/Asm		PRG-56.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-56.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-56		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
				Total							
				Motor Load:	0.00	0.00					



Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda minima			Annex: C.3. / 7	
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data	
F-IV-57											
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3820	2.4816	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00		
Cub_3	/Asm		PRG-57.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-57.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
			TF-57		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Total								
			Motor Load:		0.00	0.00					
F-IV-58											
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3820	2.4816	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00		
Cub_3	/Asm		PRG-58.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-58.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
			TF-58		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Total								
			Motor Load:		0.00	0.00					
F-IV-59											
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3820	2.4816	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00		
Cub_3	/Asm		PRG-59.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-59.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
			TF-59		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Total								
			Motor Load:		0.00	0.00					
F-IV-60											
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3820	2.4816	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00		
Cub_3	/Asm		PRG-60.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-60.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
			TF-60		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Total								
			Motor Load:		0.00	0.00					
F-IV-61											
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3820	2.4816	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00		
Cub_3	/Asm		PRG-61.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-61.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
			TF-61		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Total								
			Motor Load:		0.00	0.00					

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda minima			Annex: C.3. / 8	
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data	
F-IV-62											
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3820	2.4816	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00		
Cub_3	/Asm		PRG-62.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		PRG-62.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-62		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Total								
			Motor Load:		0.00	0.00					
F-IV-63											
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3820	2.4816	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00		
Cub_3	/Asm		PRG-63.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		PRG-63.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-63		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Total								
			Motor Load:		0.00	0.00					
F-IV-64											
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3820	2.4816	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00		
Cub_3	/Asm		PRG-64.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		PRG-64.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-64		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Total								
			Motor Load:		0.00	0.00					
F-IV-65											
Cub_2	0.3800	1.0051	0.3820	2.4816	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00		
Cub_3	/Asm		PRG-65.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		PRG-65.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-65		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Total								
			Motor Load:		0.00	0.00					
F-V-49											
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4784	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00		
Cub_3	/Asm		PRG-49.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		PRG-49.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-49		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Total								
			Motor Load:		0.00	0.00					

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda minima			Annex: C.3.		/ 9
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
F-V-50												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4785	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		PRG-50.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-50.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-50		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-V-51												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4785	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		PRG-51.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_4	/Asm		PRG-51.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-51.3		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-51		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-V-52												
Cub_4	0.3800	1.0050	0.3819	2.4785	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_5	/Asm		PRG-52.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_6	/Asm		PRG-52.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3	/Tr2		PRG-52.3		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-52		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-V-52.1												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4784	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_1	/Tr2		C52.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-52.1		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
F-V-53												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4784	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		PRG-53.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-53.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-53		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda minima			Annex: C.3.		/ 10
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
F-V-54												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4784								
Cub_3	/Asm		PRG-54.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-54.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-54		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-V-54.1												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4785								
Cub_3	/Asm		C54.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		TF-54.1		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:									
F-V-55												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4785								
Cub_3	/Asm		PRG-55.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-55.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-55		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-VI-14												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4786								
Cub_3	/Asm		PRG-14.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-14.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-14		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-VI-15												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4786								
Cub_3	/Asm		PRG-15.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-15.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-15		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda minima			Annex: C.3.		/ 11
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
F-VI-16												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4786								
/Asm			PRG-16.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-16.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-16		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-VI-17												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4786								
/Asm			PRG-17.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-17.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-17		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-VI-30												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4786								
/Asm			PRG-30.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-30.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-30		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-VI-31												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4785								
/Asm			PRG-31.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-31.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-31		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-VI-32												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4785								
/Asm			PRG-32.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			PRG-32.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-32		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda minima			Annex: C.3.		/ 12
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
F-VI-33												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4785	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		PRG-33.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		PRG-33.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-33		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-VI-34												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4785	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		PRG-34.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		PRG-34.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-34		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-VI-35												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4785	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		PRG-35.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		PRG-35.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-35		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-VI-36												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4785	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		PRG-36.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		PRG-36.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-36		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-VI-37												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4785	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		PRG-37.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		PRG-37.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-37		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda minima			Annex: C.3. / 13	
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data	
F-VI-39											
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4786	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00		
Cub_3	/Asm		PRG-39.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-39.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
			TF-39		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Total								
			Motor Load:		0.00	0.00					
F-VI-40											
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4786	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00		
Cub_3	/Asm		PRG-40.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-40.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
			TF-40		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Total								
			Motor Load:		0.00	0.00					
F-VI-41											
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4786	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00		
Cub_3	/Asm		PRG-41.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-41.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
			TF-41		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Total								
			Motor Load:		0.00	0.00					
F-VI-43											
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4786	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00		
Cub_3	/Asm		PRG-43.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-43.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
			TF-43		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Total								
			Motor Load:		0.00	0.00					
F-VI-44											
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4785	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00		
Cub_3	/Asm		PRG-44.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-44.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 % xm: 4.00 p.u.
			TF-44		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00 Min: -1 Max: 2
			Total								
			Motor Load:		0.00	0.00					

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda minima			Annex: C.3.		/ 14
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
F-VI-45												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4785	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		PRG-45.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-45.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-45		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-VI-46												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4786	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		PRG-46.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-46.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-46		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-VI-47												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4785	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		PRG-47.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-47.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-47		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-VI-48												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4785	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		PRG-48.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-48.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-48		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
F-VI-74												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4785	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		PRG-74.1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		PRG-74.2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-74		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						



Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda minima			Annex: C.3.		/ 15
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
F-VI-75												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4786								
/Asm					0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3					0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
/Asm										Tap:	0.00	Min: -1
Cub_1					-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11			Max: 2
/Tr2												
					Total							
					Motor Load:	0.00	0.00					
F-VI-76												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4785								
/Asm					0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3					0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
/Asm										Tap:	0.00	Min: -1
Cub_1					-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11			Max: 2
/Tr2												
					Total							
					Motor Load:	0.00	0.00					
F-VI-77												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4785								
/Asm					0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3					0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
/Asm										Tap:	0.00	Min: -1
Cub_1					-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11			Max: 2
/Tr2												
					Total							
					Motor Load:	0.00	0.00					
F-VI-78												
Cub_2	0.3800	1.0050	0.3819	2.4785								
/Asm					0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3					0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
/Asm										Tap:	0.00	Min: -1
Cub_1					-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11			Max: 2
/Tr2												
					Total							
					Motor Load:	0.00	0.00					
HA-01												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933								
/Asm					0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3					0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
/Asm										Tap:	0.00	Min: -1
Cub_1					-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11			Max: 2
/Tr2												
					Total							
					Motor Load:	0.00	0.00					

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda minima			Annex: C.3.		/ 16
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
HA-03												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933								
/Asm			HA3		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			HA4		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-HA-03		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
HA-05												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933								
/Asm			HA5		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			HA6		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-HA-05		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
HA-07												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933								
/Asm			HA7		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			HA8		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-HA-07		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
HA-09												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933								
/Asm			HA9		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			HA10		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-HA-09		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
HA-11												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933								
/Asm			HA11		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			HA12		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
/Tr2			TF-HA-11		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda minima			Annex: C.3.		/ 17
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
HB-01												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933								
/Asm			HB1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-HB-01		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
HB-03												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933								
/Asm			HB2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			HB3		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-HB03		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
Total												
Motor Load:					0.00	0.00						
HB-05												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933								
/Asm			HB4		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			HB5		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-HB-05		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
Total												
Motor Load:					0.00	0.00						
HB-07												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933								
/Asm			HB6		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			HB7		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-HB-07		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
Total												
Motor Load:					0.00	0.00						
HB-09												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933								
/Asm			HB8		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			HB9		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-HB-09		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
Total												
Motor Load:					0.00	0.00						

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda minima			Annex: C.3.		/ 18
	rated Voltage [kV]	[p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
HB-11												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		HB10		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		HB11		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-HB-11		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
HB-13												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		HB12		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		TF-HB-13		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
INT												
Cub_9	0.3800	1.0043	0.3816	2.4186	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_8	/Asm		PRG-00		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-INT		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
LI-01												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		MB1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		TF-LI-01		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
LI-03												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		LI1-LI2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		MB1-MB2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-LI-03		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
LI-05												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		LI3-LI4		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Tr2		MB4-MB5		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
			TF-LI-05		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda minima			Anne x: C.3.		/ 19	
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
LI-07													
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933									
Cub_3	/Asm		LI5-LI6		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		MB6-MB7		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.
	/Tr2		TF-LI-07		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1 Max: 2
			Total										
			Motor Load:		0.00	0.00							
LI-09													
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933									
Cub_3	/Asm		LI7-LI8		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		MB8-MB9		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.
	/Tr2		TF-LI-09		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1 Max: 2
			Total										
			Motor Load:		0.00	0.00							
LI-11													
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933									
Cub_3	/Asm		LI9-LI10		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		MB10-MB11		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.
	/Tr2		TF-LI-11		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1 Max: 2
			Total										
			Motor Load:		0.00	0.00							
LI-13													
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933									
Cub_3	/Asm		LI11-LI12		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		MB12-MB13		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.
	/Tr2		TF-LI-13		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1 Max: 2
			Total										
			Motor Load:		0.00	0.00							
LL00													
Cub_9	0.3800	0.9902	0.3763	-0.4105	0.43	0.10	0.98	0.68					
Cub_10	/Lod		PAG-00		0.43	0.10	0.98	0.68		PIO:	439.20 kW	QIO:	98.00 kvar
	/Tr2		TF-LL00		-0.43	-0.10	-0.98	0.68	111.42	Tap:	0.00	Min:	-1 Max: 2
			Total										
			Motor Load:										
LL01													
Cub_9	0.3800	1.0023	0.3809	2.2538	0.00	0.00	1.00	0.00					
Cub_8	/Lod		PAG-01		0.00	0.00	1.00	0.00		PIO:	50.00 kW	QIO:	0.95 kvar
	/Tr2		TF-LL01		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1 Max: 2
			Total										
			Motor Load:										

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda minima			Anne x:		C.3. / 20	
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
				LL03									
Cub_8	0.3800	1.0023	0.3809	2.2538	0.00	0.00	1.00	0.00	0.11				
/Lod			PAG-03							PI0:	47.50 kW	QI0:	15.61 kvar
Cub_6	/Tr2		TF-LL03		-0.00	-0.00	-1.00	0.00		Tap:	0.00	Min:	-1 Max: 2
LL05													
Cub_7	0.3800	1.0023	0.3809	2.2538	0.00	0.00	1.00	0.00	0.11				
/Lod			PAG-05							PI0:	47.50 kW	QI0:	15.61 kvar
Cub_6	/Tr2		TF-LL05		-0.00	-0.00	-1.00	0.00		Tap:	0.00	Min:	-1 Max: 2
LL06													
Cub_9	0.3800	1.0023	0.3809	2.2537	0.00	0.00	1.00	0.00	0.11				
/Lod			PAG-06							PI0:	28.50 kW	QI0:	9.37 kvar
Cub_8	/Tr2		TF-LL06		-0.00	-0.00	-1.00	0.00		Tap:	0.00	Min:	-1 Max: 2
LL07													
Cub_9	0.3800	1.0023	0.3809	2.2537	0.00	0.00	1.00	0.00	0.11				
/Lod			PAG-07							PI0:	47.50 kW	QI0:	15.61 kvar
Cub_8	/Tr2		TF-LL07		-0.00	-0.00	-1.00	0.00		Tap:	0.00	Min:	-1 Max: 2
LL08													
Cub_9	0.3800	1.0023	0.3809	2.2537	0.00	0.00	1.00	0.00	0.11				
/Lod			PAG-08							PI0:	47.50 kW	QI0:	15.61 kvar
Cub_8	/Tr2		TF-LL08		-0.00	-0.00	-1.00	0.00		Tap:	0.00	Min:	-1 Max: 2
LL09													
Cub_7	0.3800	1.0023	0.3809	2.2538	0.00	0.00	1.00	0.00	0.11				
/Lod			PAG-09							PI0:	28.50 kW	QI0:	9.37 kvar
Cub_6	/Tr2		TF-LL09		-0.00	0.00	-1.00	0.00		Tap:	0.00	Min:	-1 Max: 2
LL10													
Cub_7	0.3800	1.0023	0.3809	2.2537	0.00	0.00	1.00	0.00	0.11				
/Lod			PAG-10							PI0:	28.80 kW	QI0:	8.40 kvar
Cub_6	/Tr2		TF-LL10		-0.00	0.00	-1.00	0.00		Tap:	0.00	Min:	-1 Max: 2
Nodo 02													
Cub_1	24.9000	1.0051	25.0278-27.5150		-0.93	-0.38	-0.93	0.02	11.88				
/Lne			LT02							Pv:	0.11 kW	cLod:	0.00 Mvar L: 0.48 km
Cub_2	/Tr2		TF-PRINCIPAL 01		0.41	0.20	0.90	0.01	22.50	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 1
Cub_3	/Lne		LT03		0.53	0.19	0.94	0.01	7.31	Pv:	0.07 kW	cLod:	0.00 Mvar L: 1.00 km

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case:			Demanda minima			Annex:		C.3.		/ 21
	rated Voltage [kV]	[p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data							
Nodo 03																	
Cub_2	6.0000	0.9865	5.9191-27.8091														
	/Tr2		TF-PRINCIPAL 01		-0.40	-0.19	-0.90	0.04	22.50	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1		
Cub_3	/Lne		LT04		0.40	0.19	0.90	0.04	7.52	Pv:	0.08 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	0.10 km		
Nodo 04																	
Cub_1	24.9000	1.0049	25.0216-27.5326														
	/Lne		LT03		-0.53	-0.19	-0.94	0.01	7.31	Pv:	0.07 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	1.00 km		
Cub_2	/Tr2		TF-PRINCIPAL 02		0.53	0.19	0.94	0.01	27.76	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1		
Nodo 05																	
Cub_2	6.0000	0.9827	5.8962-28.0322														
	/Tr2		TF-PRINCIPAL 02		-0.52	-0.18	-0.94	0.05	27.76	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1		
Cub_3	/Lne		LT05		0.52	0.18	0.94	0.05	9.28	Pv:	0.12 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	0.10 km		
Nodo 06																	
Cub_2	6.0000	0.9861	5.9167-27.8322														
	/Sym		G5		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ						
Cub_3	/Sym		G6		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ						
Cub_4	/Sym		G7		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ						
Cub_5	/Sym		G8		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ						
Cub_1	/Lne		LT07		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	1.00 km		
Cub_6	/Lne		LT06		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	-0.00	Mvar L:	1.00 km		
Total																	
Generation:					0.00	0.00											
Nodo 07																	
Cub_15	6.0000	0.9861	5.9167-27.8322														
	/Shnt		SHUNT05		0.00	0.00	1.00	0.00									
Cub_20	/Shnt		SHUNT04		0.00	0.00	1.00	0.00									
Cub_21	/Asm		M4		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00	p.u.			
Cub_22	/Asm		M5		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00	p.u.			
Cub_23	/Asm		M6		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm:	4.00	p.u.			
Cub_4	/Lne		LT04		-0.40	-0.19	-0.90	0.04	7.52	Pv:	0.08 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	0.10 km		
Cub_9	/Lne		LT07		0.00	-0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	1.00 km		
Cub_12	/Tr2		T5		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1		
Cub_17	/Tr2		T6		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1		
Cub_18	/Tr2		T7		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1		
Cub_19	/Lne		LT08		0.40	0.19	0.90	0.04	7.52	Pv:	0.81 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	1.00 km		
Total																	
Motor Load:					0.00	0.00											
Compensation:						0.00											

Grid: Red YLB		System Stage: Red YLB		Study Case:			Demanda minima		Annex: C.3. / 22	
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]		Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data	
Nodo 08										
Cub_2	0.4000	0.9861	0.3944-27.8322							
/Lod		C5		0.00	0.00	1.00	0.00		PI0:	1800.00 kW
Cub_1		T5		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00
									Min:	0
									Max:	1
Nodo 09										
Cub_2	0.4000	0.9861	0.3944-27.8322							
/Lod		C6		0.00	0.00	1.00	0.00		PI0:	1800.00 kW
Cub_1		T6		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00
									Min:	0
									Max:	1
Nodo 10										
Cub_2	0.4000	0.9861	0.3944-27.8322							
/Lod		C7		0.00	0.00	1.00	0.00		PI0:	500.00 kW
Cub_1		T7		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00
									Min:	0
									Max:	1
Nodo 11										
Cub_2	6.0000	0.0000	0.0000 0.0000							
/Sym		G1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ
Cub_3		G2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ
Cub_4		G3		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ
Cub_5		G4		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ
Cub_1		LT09		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW
Cub_6		LT06		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW
		Total								
		Generation:		0.00	0.00					
Nodo 112										
Cub_1	24.9000	1.0024	24.9596-27.7463							
/Tr2		TF-LL05		0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	Tap:	0.00
Cub_2		LT105		-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW
									Min:	-1
									Max:	2
									cLod:	0.00 Mvar L: 1.00 km
										0.70 km



Grid: Red YLB		System Stage:		Red YLB		Study Case:			Demanda minima			Annex:		C.3.		/ 23
rated Voltage [kV]	[p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data							
Nodo 12																
6.0000	0.9823	5.8936-28.0635														
Cub_16 /Shnt		SHUNT02		0.00	0.00	1.00	0.00									
Cub_21 /Shnt		SHUNT03		0.00	0.00	1.00	0.00									
Cub_23 /Asm		M2		0.28	0.11	0.93	0.03	92.16	Slip:	0.90 %	xm:	4.00	p.u.			
Cub_24 /Asm		M3		0.36	0.14	0.93	0.04	92.16	Slip:	0.90 %	xm:	4.00	p.u.			
Cub_25 /Asm		M1		0.28	0.11	0.93	0.03	92.16	Slip:	0.90 %	xm:	4.00	p.u.			
Cub_4 /Lne		LT08		-0.40	-0.19	-0.91	0.04	7.52	Pv:	0.81 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	1.00 km		
Cub_9 /Lne		LT05		-0.52	-0.18	-0.94	0.05	9.28	Pv:	0.12 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	0.10 km		
Cub_12 /Tr2		T1		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1		
Cub_17 /Tr2		T2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1		
Cub_18 /Tr2		T3		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1		
Cub_19 /Tr2		T4		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1		
Cub_20 /Lne		LT09		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00	Mvar L:	1.00 km		
Total																
				Motor Load:	0.92	0.37										
				Compensation:		0.00										
Nodo 13																
0.4000	0.9823	0.3929-28.0635														
Cub_2 /Lod		C1		0.00	0.00	1.00	0.00		PI0:	630.00 kW	QI0:	305.12	kvar			
Cub_1 /Tr2		T1		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1		
Nodo 14																
0.4000	0.9823	0.3929-28.0635														
Cub_2 /Lod		C2		0.00	0.00	1.00	0.00		PI0:	585.00 kW	QI0:	283.33	kvar			
Cub_1 /Tr2		T2		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1		
Nodo 15																
0.4000	0.9823	0.3929-28.0635														
Cub_2 /Lod		C3		0.00	0.00	1.00	0.00		PI0:	378.00 kW	QI0:	183.07	kvar			
Cub_1 /Tr2		T3		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1		
Nodo 16																
0.4000	0.9823	0.3929-28.0635														
Cub_2 /Lod		C4		0.00	0.00	1.00	0.00		PI0:	315.00 kW	QI0:	152.56	kvar			
Cub_1 /Tr2		T4		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1		

Grid: Red YLB		System Stage:		Red YLB		Study Case:			Demanda minima		Annex:		C.3. / 24	
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
Nodo 17														
Cub_1	24.9000	1.0053	25.0316-27.5069											
/Lne			LT01		-0.75	-0.17	-0.97	0.02	9.08	Pv:	0.03 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 0.25 km
Cub_3			LT14		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 1.00 km
Cub_4			LT10		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 1.00 km
Cub_5			LT11		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 1.00 km
Cub_6			LT16		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 1.00 km
Cub_7			LT18		0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 1.00 km
Cub_8			LT13		0.32	0.04	0.99	0.01	4.24	Pv:	0.01 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 0.50 km
Cub_9			LT12		0.43	0.13	0.96	0.01	5.89	Pv:	0.05 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 1.00 km
Nodo 179														
Cub_1	24.9000	1.0024	24.9596-27.7463											
/Tr2			TF-LL10		0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
Cub_2			LT170		-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 0.01 km
Nodo 18														
Cub_1	24.9000	1.0053	25.0316-27.5069											
/Tr2			TF-GEN-01		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max: 1
Cub_2			LT14		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 1.00 km
Nodo 180														
Cub_1	24.9000	1.0024	24.9596-27.7463											
/Tr2			TF-LL09		0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
Cub_2			LT171		-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 2.00 km
Nodo 19														
Cub_1	24.9000	1.0053	25.0316-27.5069											
/Lne			LT10		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 1.00 km
Cub_2			TF-GEN-02		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max: 1
Nodo 20														
Cub_1	0.3800	1.0053	0.3820-27.5069											
/Tr2			TF-GEN-01		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max: 1
Cub_2			TF-GEN-02		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max: 1
Cub_3			LT15		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L: 0.01 km

Grid: Red YLB		System Stage:		Red YLB		Study Case:			Demanda minima		Annex:		C.3.		/ 25
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data					
Nodo 21															
Cub_5	0.3800	1.0053	0.3820-27.5069												
	/Sym		GEN-02		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ				
Cub_4	/Sym		GEN-01		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ				
Cub_1	/Lne		LT15		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	0.01 km
			Total												
			Generation:		0.00	0.00									
Nodo 22															
Cub_1	24.9000	1.0053	25.0316-27.5069												
	/Tr2		TF-GEN-03		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1
Cub_2	/Lne		LT16		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km
Nodo 23															
Cub_1	24.9000	1.0053	25.0316-27.5069												
	/Lne		LT11		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km
Cub_2	/Tr2		TF-GEN-04		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1
Nodo 24															
Cub_1	0.3800	1.0053	0.3820-27.5069												
	/Tr2		TF-GEN-03		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1
Cub_2	/Tr2		TF-GEN-04		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	1
Cub_3	/Lne		LT17		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	0.01 km
Nodo 25															
Cub_5	0.3800	1.0053	0.3820-27.5069												
	/Sym		GEN-04		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ				
Cub_4	/Sym		GEN-03		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ				
Cub_1	/Lne		LT17		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	0.01 km
			Total												
			Generation:		0.00	0.00									
Nodo 64															
Cub_1	24.9000	1.0052	25.0290-27.5186												
	/Tr2		TF-21		0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2
Cub_2	/Lne		LT56		-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	1.00 km
Nodo 67															
Cub_1	24.9000	1.0052	25.0290-27.5186												
	/Tr2		TF-25		0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max:	2
Cub_2	/Lne		LT59		-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.00 Mvar	L:	2.00 km

Grid: Red YLB		System Stage: Red YLB			Study	Case: Demanda	minima			Annex:	C.3.	/ 26
	Voltage [p.u.]	rated Bus-voltage [kV]	[deg]	Power [MW]	Active Power [Mvar]	Reactive Power Factor [-]	Current [kA]	Loading[kV] [%]	Additional Data			
P1	Cub_2 /Asm	1.0050	0.3819	2.4785	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip: 100.00 %	xm: 4.00 p.u.	Max: 2
	Cub_1 /Tr2	TF-P1			-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap: 0.00	Min: -1	
P2	Cub_2 /Asm	1.0050	0.3819	2.4784	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip: 100.00 %	xm: 4.00 p.u.	Max: 2
	Cub_1 /Tr2	TF-P2			-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap: 0.00	Min: -1	
P3	Cub_2 /Asm	1.0050	0.3819	2.4785	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip: 100.00 %	xm: 4.00 p.u.	Max: 2
	Cub_1 /Tr2	TF-P3			-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap: 0.00	Min: -1	
P4	Cub_2 /Asm	1.0050	0.3819	2.4784	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip: 100.00 %	xm: 4.00 p.u.	Max: 2
	Cub_1 /Tr2	TF-P4			-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap: 0.00	Min: -1	
P5	Cub_2 /Asm	1.0050	0.3819	2.4784	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip: 100.00 %	xm: 4.00 p.u.	Max: 2
	Cub_1 /Tr2	TF-P5			-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap: 0.00	Min: -1	
P6	Cub_2 /Asm	1.0050	0.3819	2.4785	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip: 100.00 %	xm: 4.00 p.u.	Max: 2
	Cub_1 /Tr2	TF-P6			-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap: 0.00	Min: -1	
P7	Cub_2 /Asm	1.0050	0.3819	2.4784	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip: 100.00 %	xm: 4.00 p.u.	Max: 2
	Cub_1 /Tr2	TF-P7			-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap: 0.00	Min: -1	
P8	Cub_2 /Asm	1.0050	0.3819	2.4784	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip: 100.00 %	xm: 4.00 p.u.	Max: 2
	Cub_1 /Tr2	TF-P8			-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap: 0.00	Min: -1	

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda minima			Anne x:		C.3. / 27		
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
PSG00														
Cub_7	0.3800	1.0023	0.3809	2.2537	0.00	0.00	1.00	0.00	0.11					
/Lod			PSG-00							PI0:	28.50 kW	QI0:	9.37 kvar	
Cub_6	/Tr2		TF-PSG00		-0.00	0.00	-1.00	0.00		Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
PSG01														
Cub_9	0.3800	1.0023	0.3809	2.2538	0.00	0.00	1.00	0.00	0.11					
/Lod			PSG-01							PI0:	28.50 kW	QI0:	9.37 kvar	
Cub_8	/Tr2		TF-PSG01		-0.00	0.00	-1.00	0.00		Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
PSG02														
Cub_7	0.3800	1.0023	0.3809	2.2537	0.00	0.00	1.00	0.00	0.11					
/Lod			PSG-02							PI0:	28.50 kW	QI0:	9.37 kvar	
Cub_6	/Tr2		TF-PSG02		-0.00	-0.00	-1.00	0.00		Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
PSG03														
Cub_7	0.3800	1.0023	0.3809	2.2537	0.00	0.00	1.00	0.00	0.11					
/Lod			PSG-03							PI0:	95.00 kW	QI0:	31.22 kvar	
Cub_6	/Tr2		TF-PSG03		-0.00	0.00	-1.00	0.00		Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
SAL02401														
Cub_7	24.9000	1.0054	25.0334-27.5003		0.00	0.00	1.00	0.00	0.11					
/Lod			Sales Potasio 2							PI0:	85.50 kW	QI0:	28.10 kvar	
Cub_8	/Lod		Carbonato de Litio		0.00	0.00	1.00	0.00		PI0:	114.00 kW	QI0:	37.47 kvar	
Cub_9	/Lod		Carbonato de Litio		0.00	0.00	1.00	0.00		PI0:	114.00 kW	QI0:	37.47 kvar	
Cub_10	/Lod		Hidroxido		0.00	0.00	1.00	0.00		PI0:	164.00 kW	QI0:	32.00 kvar	
Cub_2	/Lne		LT01		0.75	0.17	0.97	0.02	9.08	Pv:	0.03 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	0.25 km
Cub_4	/Lne		LT02		0.93	0.38	0.92	0.02	11.88	Pv:	0.11 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	0.48 km
Cub_6	/Tr3		trf_SAL11502		-0.84	-0.28	-0.95	0.02	1.84	Tap:	0.00	Min:	0	Max: 0
Cub_5	/Tr3		trf_SAL11501		-0.84	-0.28	-0.95	0.02	1.84	Tap:	0.00	Min:	0	Max: 0
Total Load:					0.00	0.00								
SI-01														
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00					
/Asm			S1							Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2		TF-SI-01		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda minima			Annex: C.3.		/ 28
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
SI-02												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4932	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		HC1-HC2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		MA1-MA2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-SI-02		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
SI-03												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		S2		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		S3		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-SI-03		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
SI-04												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4932	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		HC3-HC4		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		MA3-MA4		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-SI-04		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
SI-05												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		S4		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		S5		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-SI-05		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
SI-06												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00			
Cub_3	/Asm		HC5-HC6		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1	/Asm		MA5-MA6		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
	/Tr2		TF-SI-06		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case: Demanda minima			Annex: C.3.		/ 29
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
SI-07												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933								
/Asm			S6		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			S7		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-SI-07		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
SI-08												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933								
/Asm			HC7-HC8		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			MA7-MA8		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-SI-08		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
SI-09												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933								
/Asm			S8		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			S9		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-SI-09		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
SI-10												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933								
/Asm			HC9-HC10		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			MA9-MA10		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-SI-10		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						
SI-11												
Cub_2	0.3800	1.0052	0.3820	2.4933								
/Asm			S10		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_3			S11		0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Slip:	100.00 %	xm: 4.00 p.u.
Cub_1			TF-SI-11		-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11	Tap:	0.00	Min: -1 Max: 2
			Total									
			Motor Load:		0.00	0.00						

Grid: Red YLB		System Stage:			Red YLB		Study Case:			Demanda minima		Annex:		C.3.		/ 30
	rated Voltage [kV]		Bus-voltage [kV]	[p.u.]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data					
	0.3800	1.0052	0.3820		SI-12 2.4933											
Cub_2	/Asm	HC11-HC12				0.00	0.00	1.00	0.00	0.00		Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_3	/Asm	MA11-MA12				0.00	0.00	1.00	0.00	0.00		Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2	TF-SI-12				-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.11		Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2
		Total														
		Motor Load:				0.00	0.00									
SI-13	0.3800	1.0052	0.3820		2.4933											
Cub_2	/Asm	S12				0.00	0.00	1.00	0.00	0.00		Slip:	100.00 %	xm:	4.00 p.u.	
Cub_1	/Tr2	TF-SI-13				-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.11		Tap:	0.00	Min:	-1	Max: 2



## ANEXO D

### RESULTADOS DE SIMULACION DE CORTOCIRCUITO EN CARGA MAXIMA EN DIGSILENT

*Tabla C1. Resultados Corto Circuito.*

		Digsilent PowerFactory 15.1.7		Project:									
				Date: 5/8/2023									
Fault Locations with Feeders													
Short-Circuit Calculation / Method : complete			3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents										
Short-Circuit Duration		Fault Impedance											
Break Time	0,10 s	Resistance, Rf	0,00 Ohm										
Fault Clearing Time (Ith)	1,00 s	Reactance, Xf	0,00 Ohm										
Grid: Grid		System Stage: Grid			Annex: / 1								
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor	Sk'' [MVA/MVA]	Ik'' [kA/kA] [deg]	Ik' [kA] [deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	Ith [kA]			
HA-01	0,38	0,00	0,00	1,00	2,07 MVA	3,14 kA	-83,5	2,63	-81,5	7,68 kA	2,67	3,92	3,19
TF-HA-01	Nodo 27				1,73 MVA	2,63 kA	98,5	2,63	98,5	6,43 kA			
HA1					0,17 MVA	0,26 kA	86,3	0,00	0,0	0,64 kA			
HA2					0,17 MVA	0,26 kA	86,3	0,00	0,0	0,64 kA			
HA-03	0,38	0,00	0,00	1,00	2,06 MVA	3,13 kA	-83,5	2,63	-81,5	7,65 kA	2,67	3,92	3,18
TF-HA-03	Nodo 28				1,73 MVA	2,63 kA	98,5	2,63	98,5	6,42 kA			
HA3					0,17 MVA	0,26 kA	86,3	0,00	0,0	0,64 kA			
HA4					0,17 MVA	0,25 kA	85,9	0,00	0,0	0,62 kA			
HA-05	0,38	0,00	0,00	1,00	2,07 MVA	3,14 kA	-83,5	2,62	-81,5	7,67 kA	2,67	3,92	3,19
TF-HA-05	Nodo 29				1,73 MVA	2,63 kA	98,5	2,62	98,5	6,41 kA			
HA5					0,17 MVA	0,26 kA	86,3	0,00	0,0	0,64 kA			
HA6					0,17 MVA	0,26 kA	86,3	0,00	0,0	0,64 kA			
HA-07	0,38	0,00	0,00	1,00	2,07 MVA	3,14 kA	-83,5	2,62	-81,5	7,66 kA	2,66	3,91	3,19
TF-HA-07	Nodo 30				1,73 MVA	2,62 kA	98,5	2,62	98,5	6,41 kA			
HA7					0,17 MVA	0,26 kA	86,3	0,00	0,0	0,64 kA			
HA8					0,17 MVA	0,26 kA	86,3	0,00	0,0	0,64 kA			
HA-09	0,38	0,00	0,00	1,00	2,74 MVA	4,16 kA	-85,0	3,48	-83,0	10,43 kA	3,53	5,39	4,24
TF-HA-09	Nodo 31				2,29 MVA	3,48 kA	97,0	3,48	97,0	8,74 kA			
HA9					0,23 MVA	0,34 kA	84,6	0,00	0,0	0,86 kA			
HA10					0,23 MVA	0,34 kA	84,6	0,00	0,0	0,86 kA			
HA-11	0,38	0,00	0,00	1,00	2,74 MVA	4,16 kA	-85,0	3,47	-82,9	10,42 kA	3,53	5,38	4,24
TF-HA-11	Nodo 32				2,29 MVA	3,48 kA	97,0	3,47	97,1	8,73 kA			
HA11					0,23 MVA	0,34 kA	84,6	0,00	0,0	0,86 kA			
HA12					0,23 MVA	0,34 kA	84,6	0,00	0,0	0,86 kA			
HB-01	0,38	0,00	0,00	1,00	1,82 MVA	2,76 kA	-82,0	2,63	-81,5	6,74 kA	2,64	3,86	2,81
TF-HB-01	Nodo 33				1,73 MVA	2,63 kA	98,5	2,63	98,5	6,42 kA			

*Fuente: Elaboración Propia (Resultados – DigSILENT PowerFactory).*

*Tabla C2. Resultados Corto Circuito en Carga Máxima.*

Grid: Grid		System Stage: Grid									Annex:		/ 2	
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	Ik' [kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	Ith [kA]	
HB1					0,09 MVA	0,13 kA	88,1	0,00	0,0	0,33 kA				
HB-03	0,38	0,00	0,00	1,00	1,90 MVA	2,89 kA	-82,5	2,63	-81,5	7,06 kA	2,65	3,88	2,94	
TF-HB03	Nodo 34				1,73 MVA	2,63 kA	98,5	2,63	98,5	6,41 kA				
HB2					0,09 MVA	0,13 kA	87,5	0,00	0,0	0,33 kA				
HB3					0,09 MVA	0,13 kA	87,5	0,00	0,0	0,33 kA				
HB-05	0,38	0,00	0,00	1,00	1,90 MVA	2,89 kA	-82,5	2,62	-81,5	7,05 kA	2,65	3,87	2,93	
TF-HB-05	Nodo 35				1,73 MVA	2,63 kA	98,5	2,62	98,5	6,41 kA				
HB4					0,09 MVA	0,13 kA	87,5	0,00	0,0	0,33 kA				
HB5					0,09 MVA	0,13 kA	87,5	0,00	0,0	0,33 kA				
HB-07	0,38	0,00	0,00	1,00	1,90 MVA	2,89 kA	-82,5	2,62	-81,5	7,04 kA	2,64	3,87	2,93	
TF-HB-07	Nodo 36				1,73 MVA	2,63 kA	98,5	2,62	98,5	6,40 kA				
HB6					0,09 MVA	0,13 kA	87,5	0,00	0,0	0,33 kA				
HB7					0,09 MVA	0,13 kA	87,5	0,00	0,0	0,33 kA				
HB-09	0,38	0,00	0,00	1,00	1,96 MVA	2,98 kA	-83,0	2,62	-81,5	7,27 kA	2,65	3,88	3,03	
TF-HB-09	Nodo 37				1,73 MVA	2,62 kA	98,5	2,62	98,5	6,40 kA				
HB8					0,09 MVA	0,13 kA	87,0	0,00	0,0	0,32 kA				
HB9					0,15 MVA	0,23 kA	85,5	0,00	0,0	0,57 kA				
HB-11	0,38	0,00	0,00	1,00	2,02 MVA	3,07 kA	-83,5	2,62	-81,5	7,50 kA	2,66	3,90	3,12	
TF-HB-11	Nodo 38				1,73 MVA	2,62 kA	98,5	2,62	98,5	6,40 kA				
HB10					0,15 MVA	0,23 kA	84,9	0,00	0,0	0,56 kA				
HB11					0,15 MVA	0,23 kA	84,9	0,00	0,0	0,56 kA				
HB-13	0,38	0,00	0,00	1,00	1,87 MVA	2,85 kA	-82,5	2,62	-81,5	6,94 kA	2,64	3,85	2,89	
TF-HB-13	Nodo 39				1,72 MVA	2,62 kA	98,5	2,62	98,5	6,38 kA				
HB12					0,15 MVA	0,23 kA	86,1	0,00	0,0	0,57 kA				
SI-01	0,38	0,00	0,00	1,00	1,76 MVA	2,68 kA	-81,7	2,63	-81,5	6,53 kA	2,63	3,84	2,72	
TF-SI-01	Nodo 41				1,73 MVA	2,63 kA	98,5	2,63	98,5	6,42 kA				
S1					0,03 MVA	0,05 kA	88,0	0,00	0,0	0,12 kA				
SI-02	0,38	0,00	0,00	1,00	1,34 MVA	2,03 kA	-85,0	1,76	-83,7	5,17 kA	1,78	2,80	2,08	
TF-SI-02	Nodo 42				1,16 MVA	1,76 kA	96,2	1,76	96,3	4,48 kA				
HC1-HC2					0,13 MVA	0,20 kA	86,9	0,00	0,0	0,51 kA				
MA1-MA2					0,05 MVA	0,08 kA	87,3	0,00	0,0	0,19 kA				
SI-03	0,38	0,00	0,00	1,00	1,79 MVA	2,72 kA	-81,9	2,63	-81,5	6,64 kA	2,63	3,85	2,77	
TF-SI-03	Nodo 43				1,73 MVA	2,63 kA	98,5	2,63	98,5	6,41 kA				
S2					0,03 MVA	0,05 kA	87,8	0,00	0,0	0,12 kA				
S3					0,03 MVA	0,05 kA	87,8	0,00	0,0	0,12 kA				
SI-04	0,38	0,00	0,00	1,00	1,34 MVA	2,03 kA	-85,0	1,76	-83,7	5,17 kA	1,78	2,79	2,08	

Fuente: Elaboración Propia (Resultados – DigSILENT PowerFactory).

Tabla C3. Resultados Corto Circuito en Carga Máxima.

Grid: Grid		System Stage: Grid								Annex:		/ 3	
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	Ik' [kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	Ith [kA]
TF-SI-04 HC3-HC4 MA3-MA4	Nodo 44				1,16 MVA 0,13 MVA 0,05 MVA	1,76 kA 0,20 kA 0,08 kA	96,2 86,9 87,3	1,76 0,00 0,00	96,3 0,0 0,0	4,48 kA 0,51 kA 0,19 kA			
SI-05 TF-SI-05 S4 S5	0,38 Nodo 45	0,00	0,00	1,00	1,79 MVA 1,73 MVA 0,03 MVA 0,03 MVA	2,72 kA 2,63 kA 0,05 kA 0,05 kA	-81,9 98,5 87,8 87,8	2,62 2,62 0,00 0,00	-81,5 98,5 0,0 0,0	6,63 kA 6,40 kA 0,12 kA 0,12 kA	2,63	3,84	2,76
SI-06 TF-SI-06 HC5-HC6 MA5-MA6	0,38 Nodo 46	0,00	0,00	1,00	1,34 MVA 1,16 MVA 0,13 MVA 0,05 MVA	2,03 kA 1,76 kA 0,20 kA 0,08 kA	-85,0 96,2 86,9 87,2	1,76 1,76 0,00 0,00	-83,7 96,3 0,0 0,0	5,17 kA 4,47 kA 0,51 kA 0,19 kA	1,78	2,79	2,07
SI-07 TF-SI-07 S6 S7	0,38 Nodo 47	0,00	0,00	1,00	1,79 MVA 1,73 MVA 0,03 MVA 0,03 MVA	2,72 kA 2,62 kA 0,05 kA 0,05 kA	-81,9 98,5 87,8 87,8	2,62 2,62 0,00 0,00	-81,5 98,5 0,0 0,0	6,63 kA 6,39 kA 0,12 kA 0,12 kA	2,63	3,84	2,76
SI-08 TF-SI-08 HC7-HC8 MA7-MA8	0,38 Nodo 48	0,00	0,00	1,00	1,33 MVA 1,16 MVA 0,13 MVA 0,05 MVA	2,03 kA 1,76 kA 0,20 kA 0,08 kA	-85,0 96,3 86,9 87,2	1,75 1,75 0,00 0,00	-83,7 96,3 0,0 0,0	5,16 kA 4,47 kA 0,51 kA 0,19 kA	1,78	2,79	2,07
SI-09 TF-SI-09 S8 S9	0,38 Nodo 49	0,00	0,00	1,00	1,83 MVA 1,73 MVA 0,03 MVA 0,08 MVA	2,78 kA 2,62 kA 0,05 kA 0,12 kA	-82,2 98,5 87,5 86,4	2,62 2,62 0,00 0,00	-81,5 98,5 0,0 0,0	6,78 kA 6,39 kA 0,12 kA 0,28 kA	2,63	3,85	2,83
SI-10 TF-SI-10 HC9-HC10 MA9-MA10	0,38 Nodo 50	0,00	0,00	1,00	2,70 MVA 2,29 MVA 0,30 MVA 0,11 MVA	4,10 kA 3,48 kA 0,46 kA 0,17 kA	-84,9 97,0 84,8 84,8	3,48 3,48 0,00 0,00	-83,0 97,0 0,0 0,0	10,29 kA 8,73 kA 1,16 kA 0,43 kA	3,53	5,37	4,18
SI-11 TF-SI-11 S10 S11	0,38 Nodo 51	0,00	0,00	1,00	1,31 MVA 1,15 MVA 0,08 MVA 0,08 MVA	1,98 kA 1,75 kA 0,12 kA 0,12 kA	-85,0 96,3 85,5 85,5	1,75 1,75 0,00 0,00	-83,7 96,3 0,0 0,0	5,05 kA 4,47 kA 0,30 kA 0,30 kA	1,77	2,78	2,03
SI-12 TF-SI-12 HC11-HC12 MA11-MA12	0,38 Nodo 52	0,00	0,00	1,00	2,70 MVA 2,29 MVA 0,30 MVA 0,11 MVA	4,10 kA 3,48 kA 0,46 kA 0,17 kA	-84,9 97,0 84,8 84,8	3,47 3,47 0,00 0,00	-82,9 97,1 0,0 0,0	10,28 kA 8,72 kA 1,16 kA 0,43 kA	3,52	5,36	4,18
SI-13 TF-SI-13	0,38 Nodo 53	0,00	0,00	1,00	2,36 MVA 2,29 MVA	3,59 kA 3,48 kA	-83,3 97,0	3,47 3,47	-83,0 97,0	9,03 kA 8,74 kA	3,48	5,27	3,66

Fuente: Elaboración Propia (Resultados – DigSILENT PowerFactory).

Tabla C4. Resultados Corto Circuito en Carga Máxima.

Grid: Grid	System Stage: Grid									Annex:	/ 4		
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA] [deg]		Ik' [kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	Ith [kA]
S12					0,08 MVA	0,12 kA	86,7	0,00	0,0	0,29 kA			
LI-01	0,38	0,00	0,00	1,00	1,75 MVA	2,66 kA	-81,6	2,63	-81,5	6,48 kA	2,63	3,84	2,70
TF-LI-01	Nodo 54				1,73 MVA	2,63 kA	98,5	2,63	98,5	6,42 kA			
MB1					0,02 MVA	0,03 kA	88,6	0,00	0,0	0,07 kA			
LI-03	0,38	0,00	0,00	1,00	1,78 MVA	2,71 kA	-81,8	2,63	-81,5	6,61 kA	2,63	3,85	2,75
TF-LI-03	Nodo 55				1,73 MVA	2,63 kA	98,5	2,63	98,5	6,41 kA			
LI1-LI2					0,02 MVA	0,03 kA	88,5	0,00	0,0	0,07 kA			
MB1-MB2					0,04 MVA	0,05 kA	88,4	0,00	0,0	0,13 kA			
LI-05	0,38	0,00	0,00	1,00	1,78 MVA	2,71 kA	-81,8	2,63	-81,5	6,60 kA	2,63	3,84	2,75
TF-LI-05	Nodo 56				1,73 MVA	2,63 kA	98,5	2,63	98,5	6,41 kA			
LI3-LI4					0,02 MVA	0,03 kA	88,5	0,00	0,0	0,07 kA			
MB4-MB5					0,04 MVA	0,05 kA	88,4	0,00	0,0	0,13 kA			
LI-07	0,38	0,00	0,00	1,00	1,78 MVA	2,71 kA	-81,8	2,62	-81,5	6,60 kA	2,63	3,84	2,75
TF-LI-07	Nodo 57				1,73 MVA	2,63 kA	98,5	2,62	98,5	6,40 kA			
LI5-LI6					0,02 MVA	0,03 kA	88,5	0,00	0,0	0,07 kA			
MB6-MB7					0,04 MVA	0,05 kA	88,4	0,00	0,0	0,13 kA			
LI-09	0,38	0,00	0,00	1,00	1,83 MVA	2,78 kA	-82,1	2,62	-81,5	6,77 kA	2,63	3,85	2,82
TF-LI-09	Nodo 58				1,73 MVA	2,62 kA	98,5	2,62	98,5	6,40 kA			
LI7-LI8					0,02 MVA	0,03 kA	88,2	0,00	0,0	0,07 kA			
MB8-MB9					0,08 MVA	0,13 kA	88,1	0,00	0,0	0,31 kA			
LI-11	0,38	0,00	0,00	1,00	1,95 MVA	2,96 kA	-83,0	2,62	-81,5	7,23 kA	2,65	3,88	3,01
TF-LI-11	Nodo 59				1,73 MVA	2,62 kA	98,5	2,62	98,5	6,40 kA			
LI9-LI10					0,11 MVA	0,17 kA	85,5	0,00	0,0	0,42 kA			
MB10-MB11					0,11 MVA	0,17 kA	85,5	0,00	0,0	0,42 kA			
LI-13	0,38	0,00	0,00	1,00	1,89 MVA	2,88 kA	-82,6	2,62	-81,5	7,01 kA	2,64	3,86	2,92
TF-LI-13	Nodo 60				1,73 MVA	2,62 kA	98,5	2,62	98,5	6,39 kA			
LI11-LI12					0,11 MVA	0,17 kA	85,9	0,00	0,0	0,42 kA			
MB12-MB13					0,06 MVA	0,09 kA	85,9	0,00	0,0	0,21 kA			
56	0,38	0,00	0,00	1,00	1,98 MVA	3,01 kA	-83,0	2,62	-81,5	7,35 kA	2,65	3,89	3,06
TF-56	Nodo 88				1,73 MVA	2,62 kA	98,5	2,62	98,5	6,40 kA			
PRG-56.1					0,12 MVA	0,19 kA	86,2	0,00	0,0	0,45 kA			
PRG-56.2					0,14 MVA	0,21 kA	87,5	0,00	0,0	0,52 kA			
57	0,38	0,00	0,00	1,00	1,98 MVA	3,01 kA	-83,0	2,61	-81,5	7,33 kA	2,64	3,88	3,05
TF-57	Nodo 89				1,72 MVA	2,62 kA	98,5	2,61	98,5	6,38 kA			
PRG-57.1					0,12 MVA	0,19 kA	86,1	0,00	0,0	0,45 kA			
PRG-57.2					0,14 MVA	0,21 kA	87,5	0,00	0,0	0,52 kA			

Fuente: Elaboración Propia (Resultados – DigSILENT PowerFactory).

Tabla C5. Resultados Corto Circuito en Carga Máxima.

Grid: Grid		System Stage: Grid										Annex:		/ 5	
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	Ik' [kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	Ith [kA]	
58	TF-58 PRG-58.1 PRG-58.2	0,38 Nodo 90	0,00	0,00	1,00	2,02 MVA 1,72 MVA 0,12 MVA 0,19 MVA	3,07 kA 2,61 kA 0,19 kA 0,28 kA	-83,3 98,5 85,9 87,2	2,61 2,61 0,00 0,00	-81,4 98,6 0,0 0,0	7,48 kA 6,36 kA 0,45 kA 0,69 kA	2,64	3,88	3,12	
59	TF-59 PRG-59.1 PRG-59.2	0,38 Nodo 91	0,00	0,00	1,00	2,02 MVA 1,71 MVA 0,12 MVA 0,19 MVA	3,06 kA 2,60 kA 0,19 kA 0,28 kA	-83,3 98,5 85,9 87,2	2,60 2,60 0,00 0,00	-81,4 98,6 0,0 0,0	7,46 kA 6,34 kA 0,45 kA 0,69 kA	2,64	3,87	3,11	
60	TF-60 PRG-60.1 PRG-60.2	0,38 Nodo 92	0,00	0,00	1,00	2,01 MVA 1,71 MVA 0,12 MVA 0,19 MVA	3,06 kA 2,60 kA 0,19 kA 0,28 kA	-83,2 98,6 85,9 87,2	2,59 2,59 0,00 0,00	-81,4 98,6 0,0 0,0	7,44 kA 6,32 kA 0,45 kA 0,69 kA	2,63	3,86	3,10	
61	TF-61 PRG-61.1 PRG-61.2	0,38 Nodo 96	0,00	0,00	1,00	2,02 MVA 1,71 MVA 0,12 MVA 0,19 MVA	3,06 kA 2,60 kA 0,19 kA 0,28 kA	-83,2 98,6 85,9 87,2	2,60 2,60 0,00 0,00	-81,4 98,6 0,0 0,0	7,46 kA 6,34 kA 0,45 kA 0,69 kA	2,64	3,87	3,11	
62	TF-62 PRG-62.1 PRG-62.2	0,38 Nodo 95	0,00	0,00	1,00	2,02 MVA 1,72 MVA 0,12 MVA 0,19 MVA	3,07 kA 2,61 kA 0,19 kA 0,28 kA	-83,3 98,5 85,9 87,2	2,61 2,61 0,00 0,00	-81,4 98,6 0,0 0,0	7,48 kA 6,36 kA 0,45 kA 0,69 kA	2,64	3,88	3,12	
63	TF-63 PRG-63.1 PRG-63.2	0,38 Nodo 94	0,00	0,00	1,00	2,02 MVA 1,72 MVA 0,12 MVA 0,19 MVA	3,07 kA 2,62 kA 0,19 kA 0,28 kA	-83,3 98,5 85,9 87,2	2,61 2,61 0,00 0,00	-81,5 98,5 0,0 0,0	7,50 kA 6,38 kA 0,45 kA 0,69 kA	2,65	3,89	3,12	
64	TF-64 PRG-64.1 PRG-64.2	0,38 Nodo 93	0,00	0,00	1,00	1,98 MVA 1,73 MVA 0,12 MVA 0,14 MVA	3,01 kA 2,62 kA 0,19 kA 0,21 kA	-83,0 98,5 86,2 87,5	2,62 2,62 0,00 0,00	-81,5 98,5 0,0 0,0	7,35 kA 6,40 kA 0,45 kA 0,52 kA	2,65	3,89	3,06	
65	TF-65 PRG-65.1 PRG-65.2	0,38 Nodo 87	0,00	0,00	1,00	1,99 MVA 1,73 MVA 0,12 MVA 0,14 MVA	3,02 kA 2,63 kA 0,19 kA 0,21 kA	-83,1 98,5 86,2 87,5	2,63 2,63 0,00 0,00	-81,5 98,5 0,0 0,0	7,37 kA 6,42 kA 0,45 kA 0,52 kA	2,66	3,90	3,07	
21	TF-21 PRG-21	0,38 Nodo 64	0,00	0,00	1,00	1,89 MVA 1,73 MVA 0,17 MVA	2,88 kA 2,63 kA 0,25 kA	-82,5 98,5 87,0	2,62 2,62 0,00	-81,5 98,5 0,0	7,01 kA 6,40 kA 0,62 kA	2,64	3,87	2,92	
23	TF-23	0,38 Nodo 82	0,00	0,00	1,00	2,11 MVA 1,73 MVA	3,21 kA 2,63 kA	-83,9 98,5	2,62 2,62	-81,5 98,5	7,83 kA 6,41 kA	2,67	3,93	3,26	

Fuente: Elaboración Propia (Resultados – DigSILENT PowerFactory).

Tabla C6. Resultados Corto Circuito en Carga Máxima.

Grid: Grid		System Stage: Grid									Annex:		/ 6	
		rtd.V. [kV]	voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	Ik' [kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	Ith [kA]
	PRG-23.1					0,31 MVA	0,47 kA	85,5	0,00	0,0	1,15 kA			
	PRG-23.2					0,08 MVA	0,12 kA	86,6	0,00	0,0	0,30 kA			
24	TF-24	0,38	0,00	0,00	1,00	2,21 MVA	3,36 kA	-84,5	2,62	-81,5	8,21 kA	2,68	3,95	3,12
	PRG-24.1	Nodo 83				1,73 MVA	2,62 kA	98,5	2,62	98,5	6,41 kA			
	PRG-24.2					0,41 MVA	0,63 kA	84,8	0,00	0,0	1,54 kA			
						0,08 MVA	0,12 kA	85,8	0,00	0,0	0,30 kA			
27	TF-27	0,38	0,00	0,00	1,00	1,84 MVA	2,80 kA	-82,2	2,61	-81,4	6,81 kA	2,62	3,83	2,84
	PRG-27	Nodo 68				1,72 MVA	2,61 kA	98,5	2,61	98,6	6,35 kA			
						0,13 MVA	0,19 kA	87,2	0,00	0,0	0,46 kA			
28	TF-28	0,38	0,00	0,00	1,00	1,96 MVA	2,97 kA	-82,9	2,60	-81,4	7,24 kA	2,63	3,85	3,02
	PRG-28.2	Nodo 69				1,71 MVA	2,60 kA	98,6	2,60	98,6	6,34 kA			
	PRG-28.1					0,08 MVA	0,12 kA	87,6	0,00	0,0	0,30 kA			
						0,17 MVA	0,25 kA	86,5	0,00	0,0	0,62 kA			
29	TF-29	0,38	0,00	0,00	1,00	1,91 MVA	2,91 kA	-82,7	2,59	-81,4	7,08 kA	2,62	3,83	2,95
	PRG-29	Nodo 70				1,71 MVA	2,60 kA	98,6	2,59	98,6	6,32 kA			
						0,21 MVA	0,32 kA	86,7	0,00	0,0	0,77 kA			
69	TF-69	0,38	0,00	0,00	1,00	2,75 MVA	4,18 kA	-85,0	3,44	-82,9	10,45 kA	3,50	5,32	4,25
	PRG-69.1	Nodo 79				2,27 MVA	3,45 kA	97,0	3,44	97,1	8,62 kA			
	PRG-69.2					0,41 MVA	0,62 kA	85,3	0,00	0,0	1,55 kA			
						0,08 MVA	0,12 kA	86,5	0,00	0,0	0,31 kA			
70	TF-70	0,38	0,00	0,00	1,00	2,85 MVA	4,33 kA	-87,5	3,43	-85,5	11,34 kA	3,50	6,34	4,11
	PRG-70.1	Nodo 80				2,26 MVA	3,44 kA	94,5	3,43	94,5	9,00 kA			
	PRG-70.2					0,51 MVA	0,78 kA	84,9	0,00	0,0	2,05 kA			
						0,08 MVA	0,12 kA	86,0	0,00	0,0	0,32 kA			
71	TF-71	0,38	0,00	0,00	1,00	2,84 MVA	4,32 kA	-87,5	3,42	-85,4	11,30 kA	3,49	6,28	4,10
	PRG-71.1	Nodo 81				2,25 MVA	3,43 kA	94,5	3,42	94,6	8,96 kA			
	PRG-71.2					0,51 MVA	0,78 kA	84,8	0,00	0,0	2,04 kA			
						0,08 MVA	0,12 kA	85,9	0,00	0,0	0,32 kA			
66	TF-66	0,38	0,00	0,00	1,00	2,21 MVA	3,36 kA	-84,5	2,62	-81,5	8,20 kA	2,68	3,95	3,12
	PRG-66.1	Nodo 84				1,73 MVA	2,62 kA	98,5	2,62	98,5	6,41 kA			
	PRG-66.2					0,41 MVA	0,63 kA	84,8	0,00	0,0	1,54 kA			
						0,08 MVA	0,12 kA	85,8	0,00	0,0	0,30 kA			
67	TF-67	0,38	0,00	0,00	1,00	2,87 MVA	4,37 kA	-87,6	3,47	-85,6	11,48 kA	3,55	6,57	4,16
	PRG-67.1	Nodo 85				2,29 MVA	3,48 kA	94,4	3,47	94,4	9,15 kA			
	PRG-67.2					0,51 MVA	0,77 kA	84,9	0,00	0,0	2,03 kA			
						0,08 MVA	0,12 kA	86,1	0,00	0,0	0,32 kA			

Fuente: Elaboración Propia (Resultados – DigSILENT PowerFactory).

Tabla C7. Resultados Corto Circuito en Carga Máxima.

Grid: Grid		System Stage: Grid										Annex: / 7		
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	Ik' [kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	Ith [kA]
68	TF-68 PRG-68.1 PRG-68.2	0,38 Nodo 86	0,00	0,00	1,00	2,87 MVA 2,29 MVA 0,51 MVA 0,08 MVA	4,36 kA 3,48 kA 0,77 kA 0,12 kA	-87,5 94,4 84,9 86,1	3,47 3,47 0,00 0,00	-85,6 94,4 0,0 0,0	11,46 kA 9,13 kA 2,03 kA 0,32 kA	3,54	6,55	4,16
19	TF-19 PRG-19	0,38 Nodo 97	0,00	0,00	1,00	1,24 MVA 1,16 MVA 0,08 MVA	1,88 kA 1,76 kA 0,13 kA	-84,4 96,2 87,2	1,76 1,76 0,00	-83,8 96,2 0,0	4,81 kA 4,49 kA 0,33 kA	1,77	2,77	1,93
10	TF-10 PRG-10	0,38 Nodo 98	0,00	0,00	1,00	1,28 MVA 1,15 MVA 0,13 MVA	1,94 kA 1,75 kA 0,19 kA	-84,8 96,1 86,7	1,75 1,75 0,00	-83,9 96,1 0,0	4,95 kA 4,47 kA 0,48 kA	1,77	2,77	1,99
INT	TF-INT PRG-00	0,38 Nodo 100	0,00	0,00	1,00	1,55 MVA 1,15 MVA 0,41 MVA	2,36 kA 1,75 kA 0,62 kA	-87,2 96,1 83,6	1,75 1,75 0,00	-83,9 96,1 0,0	5,98 kA 4,42 kA 1,58 kA	1,80	2,83	2,18
01	TF-01 PRG-01	0,38 Nodo 101	0,00	0,00	1,00	1,25 MVA 1,15 MVA 0,10 MVA	1,90 kA 1,75 kA 0,16 kA	-84,7 96,0 86,8	1,74 1,74 0,00	-83,9 96,1 0,0	4,85 kA 4,45 kA 0,40 kA	1,76	2,75	1,94
02	TF-02 PRG-02	0,38 Nodo 102	0,00	0,00	1,00	1,91 MVA 1,71 MVA 0,21 MVA	2,90 kA 2,60 kA 0,31 kA	-83,0 98,3 86,2	2,59 2,59 0,00	-81,7 98,3 0,0	7,07 kA 6,32 kA 0,76 kA	2,62	3,83	2,95
03	TF-03 PRG-03	0,38 Nodo 103	0,00	0,00	1,00	1,94 MVA 1,70 MVA 0,25 MVA	2,95 kA 2,59 kA 0,37 kA	-83,3 98,2 85,8	2,58 2,58 0,00	-81,7 98,3 0,0	7,19 kA 6,30 kA 0,91 kA	2,61	3,83	3,00
04	TF-04 PRG-04	0,38 Nodo 104	0,00	0,00	1,00	2,65 MVA 2,25 MVA 0,41 MVA	4,03 kA 3,42 kA 0,63 kA	-85,0 96,8 85,4	3,41 3,41 0,00	-83,2 96,8 0,0	10,08 kA 8,54 kA 1,57 kA	3,46	5,24	4,11
18	TF-18 PRG-18.1 PRG-18.2	0,38 Nodo 119	0,00	0,00	1,00	1,36 MVA 1,15 MVA 0,12 MVA 0,08 MVA	2,06 kA 1,75 kA 0,19 kA 0,12 kA	-85,4 96,0 85,8 86,9	1,75 1,75 0,00 0,00	-83,9 96,1 0,0 0,0	5,24 kA 4,46 kA 0,48 kA 0,31 kA	1,78	2,79	2,11
55	TF-55 PRG-55.1 PRG-55.2	0,38 Nodo 145	0,00	0,00	1,00	1,93 MVA 1,72 MVA 0,11 MVA 0,11 MVA	2,94 kA 2,61 kA 0,17 kA 0,17 kA	-83,3 98,2 84,8 84,8	2,61 2,61 0,00 0,00	-81,7 98,3 0,0 0,0	7,17 kA 6,37 kA 0,41 kA 0,41 kA	2,64	3,86	2,98
54.1	TF-54.1 C54.1	0,38 Nodo 146	0,00	0,00	1,00	2,07 MVA 1,72 MVA 0,36 MVA	3,15 kA 2,61 kA 0,55 kA	-84,3 98,3 83,6	2,61 2,61 0,00	-81,7 98,3 0,0	7,69 kA 6,38 kA 1,35 kA	2,65	3,90	3,20

Fuente: Elaboración Propia (Resultados – DigSILENT PowerFactory).

Tabla C8. Resultados Corto Circuito en Carga Máxima.

Grid: Grid		System Stage: Grid						Annex: / 8						
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA] [deg]		Ik' [kA] [deg]		ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	Ith [kA]
54	TF-54	0,38	0,00	0,00	1,00	2,51 MVA	3,82 kA	-86,6	3,46	-85,8	10,13 kA	3,49	6,43	3,96
	PRG-54.1	Nodo 147				2,28 MVA	3,47 kA	94,1	3,46	94,2	9,20 kA			
						0,12 MVA	0,19 kA	86,3	0,00	0,0	0,49 kA			
	PRG-54.2					0,11 MVA	0,17 kA	85,2	0,00	0,0	0,45 kA			
53	TF-53	0,38	0,00	0,00	1,00	2,57 MVA	3,91 kA	-86,7	3,46	-85,8	10,35 kA	3,49	6,43	4,05
	PRG-53.1	Nodo 148				2,28 MVA	3,46 kA	94,1	3,46	94,2	9,17 kA			
						0,11 MVA	0,17 kA	85,0	0,00	0,0	0,45 kA			
	PRG-53.2					0,19 MVA	0,28 kA	87,4	0,00	0,0	0,75 kA			
52	TF-52	0,38	0,00	0,00	1,00	2,43 MVA	3,69 kA	-86,5	2,61	-81,7	9,03 kA	2,70	4,00	3,34
	PRG-52.1	Nodo 155				1,72 MVA	2,61 kA	98,3	2,61	98,3	6,39 kA			
						0,12 MVA	0,18 kA	82,0	0,00	0,0	0,44 kA			
	PRG-52.2					0,13 MVA	0,20 kA	83,4	0,00	0,0	0,50 kA			
51	TF-51	0,38	0,00	0,00	1,00	2,47 MVA	3,76 kA	-86,8	2,61	-81,7	9,20 kA	2,70	4,01	3,38
	PRG-51.1	Nodo 156				1,72 MVA	2,61 kA	98,3	2,61	98,3	6,39 kA			
						0,12 MVA	0,18 kA	81,7	0,00	0,0	0,44 kA			
	PRG-51.2					0,18 MVA	0,27 kA	83,1	0,00	0,0	0,66 kA			
50	TF-50	0,38	0,00	0,00	1,00	1,49 MVA	2,27 kA	-86,5	1,75	-83,9	5,76 kA	1,79	2,82	2,12
	PRG-50.1	Nodo 157				1,15 MVA	1,75 kA	96,0	1,75	96,1	4,43 kA			
						0,12 MVA	0,18 kA	84,1	0,00	0,0	0,46 kA			
	PRG-50.2					0,23 MVA	0,35 kA	85,4	0,00	0,0	0,88 kA			
49	TF-49	0,38	0,00	0,00	1,00	2,63 MVA	3,99 kA	-86,8	3,45	-85,8	10,55 kA	3,50	6,43	4,13
	PRG-49.1	Nodo 158				2,28 MVA	3,46 kA	94,2	3,45	94,2	9,14 kA			
						0,12 MVA	0,19 kA	85,8	0,00	0,0	0,49 kA			
	PRG-49.2					0,23 MVA	0,35 kA	87,2	0,00	0,0	0,93 kA			
52.1	TF-52.1	0,38	0,00	0,00	1,00	2,78 MVA	4,22 kA	-87,5	3,46	-85,8	11,11 kA	3,53	6,53	4,36
	C52.1	Nodo 149				2,28 MVA	3,47 kA	94,1	3,46	94,2	9,14 kA			
						0,50 MVA	0,76 kA	84,7	0,00	0,0	1,99 kA			
P6	TF-P6	0,38	0,00	0,00	1,00	1,78 MVA	2,71 kA	-82,2	2,61	-81,7	6,60 kA	2,62	3,82	2,75
	P-6	Nodo 151				1,72 MVA	2,61 kA	98,2	2,61	98,3	6,36 kA			
						0,07 MVA	0,10 kA	86,3	0,00	0,0	0,25 kA			
P7	TF-P7	0,38	0,00	0,00	1,00	2,41 MVA	3,67 kA	-86,3	3,46	-85,8	9,76 kA	3,48	6,40	3,81
	P-7	Nodo 152				2,28 MVA	3,46 kA	94,1	3,46	94,2	9,23 kA			
						0,13 MVA	0,20 kA	86,1	0,00	0,0	0,54 kA			
P8		0,38	0,00	0,00	1,00	2,41 MVA	3,66 kA	-86,3	3,46	-85,8	9,75 kA	3,47	6,38	3,81

Fuente: Elaboración Propia (Resultados – DigSILENT PowerFactory).



Tabla C9. Resultados Corto Circuito en Carga Máxima.

Grid: Grid		System Stage: Grid									Annex:		/ 9	
		rtd.V. [kV]	voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA] [deg]		Ik' [kA] [deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	Ith [kA]	
	TF-P8 P-8	Nodo 153				2,28 MVA 0,13 MVA	3,46 kA 0,20 kA	94,1 86,1	3,46 0,00	94,2 0,0	9,21 kA 0,54 kA			
P5		0,38	0,00	0,00	1,00	2,41 MVA 2,28 MVA 0,13 MVA	3,67 kA 3,47 kA 0,20 kA	-86,3 94,1 86,1	3,46 3,46 0,00	-85,8 94,2 0,0	9,77 kA 9,23 kA 0,54 kA	3,48	6,40	3,81
	TF-P5 P-5	Nodo 159												
P4		0,38	0,00	0,00	1,00	2,42 MVA 2,28 MVA 0,13 MVA	3,67 kA 3,47 kA 0,20 kA	-86,3 94,1 86,1	3,46 3,46 0,00	-85,8 94,2 0,0	9,78 kA 9,25 kA 0,54 kA	3,48	6,42	3,82
	TF-P4 P-4	Nodo 161												
P1		0,38	0,00	0,00	1,00	1,79 MVA 1,72 MVA 0,07 MVA	2,71 kA 2,61 kA 0,10 kA	-82,2 98,2 86,3	2,61 2,61 0,00	-81,7 98,3 0,0	6,61 kA 6,37 kA 0,25 kA	2,62	3,82	2,75
	TF-P1 P-1	Nodo 162												
P2		0,38	0,00	0,00	1,00	2,41 MVA 2,28 MVA 0,13 MVA	3,67 kA 3,47 kA 0,20 kA	-86,3 94,1 86,1	3,46 3,46 0,00	-85,8 94,2 0,0	9,77 kA 9,24 kA 0,54 kA	3,48	6,42	3,81
	TF-P2 P-2	Nodo 163												
P3		0,38	0,00	0,00	1,00	2,41 MVA 2,28 MVA 0,13 MVA	3,66 kA 3,46 kA 0,20 kA	-86,3 94,1 86,1	3,46 3,46 0,00	-85,8 94,2 0,0	9,76 kA 9,23 kA 0,54 kA	3,47	6,40	3,81
	TF-P3 P-3	Nodo 164												
17		0,38	0,00	0,00	1,00	1,92 MVA 1,71 MVA 0,13 MVA 0,08 MVA	2,92 kA 2,60 kA 0,20 kA 0,13 kA	-83,2 98,2 85,2 85,2	2,60 2,60 0,00 0,00	-81,7 98,3 0,0 0,0	7,12 kA 6,34 kA 0,49 kA 0,31 kA	2,62	3,84	2,97
	TF-17 PRG-17.1 PRG-17.2	Nodo 166												
33		0,38	0,00	0,00	1,00	2,48 MVA 2,26 MVA 0,13 MVA 0,08 MVA	3,77 kA 3,44 kA 0,20 kA 0,13 kA	-86,6 94,2 85,6 85,6	3,43 3,43 0,00 0,00	-85,7 94,3 0,0 0,0	9,98 kA 9,11 kA 0,53 kA 0,34 kA	3,46	6,29	3,90
	TF-33 PRG-33.1 PRG-33.2	Nodo 167												
37		0,38	0,00	0,00	1,00	2,49 MVA 2,26 MVA 0,15 MVA 0,08 MVA	3,79 kA 3,43 kA 0,23 kA 0,13 kA	-86,6 94,2 85,4 85,4	3,42 3,42 0,00 0,00	-85,7 94,3 0,0 0,0	10,01 kA 9,07 kA 0,61 kA 0,34 kA	3,45	6,24	3,92
	TF-37 PRG-37.1 PRG-37.2	Nodo 168												
41		0,38	0,00	0,00	1,00	1,92 MVA 1,70 MVA 0,15 MVA 0,08 MVA	2,92 kA 2,58 kA 0,22 kA 0,13 kA	-83,3 98,3 84,4 84,9	2,58 2,58 0,00 0,00	-81,6 98,4 0,0 0,0	7,11 kA 6,28 kA 0,54 kA 0,31 kA	2,61	3,81	2,97
	TF-41 PRG-41.1 PRG-41.2	Nodo 169												
45		0,38	0,00	0,00	1,00	2,51 MVA 2,24 MVA 0,19 MVA	3,82 kA 3,41 kA 0,29 kA	-86,7 94,3 85,2	3,40 3,40 0,00	-85,6 94,4 0,0	10,06 kA 8,98 kA 0,75 kA	3,44	6,14	3,95
	TF-45 PRG-45.1	Nodo 170												

Fuente: Elaboración Propia (Resultados – DigSILENT PowerFactory).

Tabla C10. Resultados Corto Circuito en Carga Máxima.

Grid: Grid		System Stage: Grid										Annex:	/ 10	
		rtd.v. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	Ik' [kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	Ith [kA]	
	PRG-45.2				0,08 MVA	0,13 kA	85,2	0,00	0,0	0,33 kA				
48	TF-48	0,38	0,00	0,00	1,00	2,51 MVA	3,81 kA	-86,6	3,39	-85,6	10,02 kA	3,43	6,09	3,93
	PRG-48.1	Nodo 171				2,24 MVA	3,40 kA	94,4	3,39	94,4	8,95 kA			
	PRG-48.2					0,19 MVA	0,29 kA	85,2	0,00	0,0	0,75 kA			
	PRG-48.2					0,08 MVA	0,13 kA	85,2	0,00	0,0	0,33 kA			
16	TF-16	0,38	0,00	0,00	1,00	1,92 MVA	2,92 kA	-83,2	2,60	-81,7	7,12 kA	2,62	3,84	2,97
	PRG-16.1	Nodo 172				1,71 MVA	2,60 kA	98,2	2,60	98,3	6,34 kA			
	PRG-16.2					0,13 MVA	0,20 kA	85,2	0,00	0,0	0,49 kA			
	PRG-16.2					0,08 MVA	0,13 kA	85,2	0,00	0,0	0,31 kA			
32	TF-32	0,38	0,00	0,00	1,00	2,48 MVA	3,77 kA	-86,6	3,43	-85,7	9,98 kA	3,46	6,29	3,90
	PRG-32.1	Nodo 173				2,26 MVA	3,44 kA	94,2	3,43	94,3	9,11 kA			
	PRG-32.2					0,13 MVA	0,20 kA	85,6	0,00	0,0	0,53 kA			
	PRG-32.2					0,08 MVA	0,13 kA	85,6	0,00	0,0	0,34 kA			
36	TF-36	0,38	0,00	0,00	1,00	2,47 MVA	3,76 kA	-86,5	3,42	-85,7	9,94 kA	3,45	6,24	3,89
	PRG-36.1	Nodo 174				2,26 MVA	3,43 kA	94,2	3,42	94,3	9,07 kA			
	PRG-36.2					0,13 MVA	0,20 kA	85,5	0,00	0,0	0,53 kA			
	PRG-36.2					0,08 MVA	0,13 kA	85,5	0,00	0,0	0,34 kA			
40	TF-40	0,38	0,00	0,00	1,00	1,93 MVA	2,93 kA	-83,3	2,58	-81,6	7,13 kA	2,61	3,81	2,98
	PRG-40.1	Nodo 175				1,70 MVA	2,58 kA	98,3	2,58	98,4	6,28 kA			
	PRG-40.2					0,15 MVA	0,23 kA	84,9	0,00	0,0	0,56 kA			
	PRG-40.2					0,08 MVA	0,13 kA	84,9	0,00	0,0	0,31 kA			
44	TF-44	0,38	0,00	0,00	1,00	2,51 MVA	3,82 kA	-86,7	3,40	-85,6	10,06 kA	3,44	6,14	3,95
	PRG-44.1	Nodo 176				2,24 MVA	3,41 kA	94,3	3,40	94,4	8,98 kA			
	PRG-44.2					0,19 MVA	0,29 kA	85,2	0,00	0,0	0,75 kA			
	PRG-44.2					0,08 MVA	0,13 kA	85,2	0,00	0,0	0,33 kA			
47	TF-47	0,38	0,00	0,00	1,00	2,51 MVA	3,81 kA	-86,6	3,39	-85,5	10,02 kA	3,43	6,09	3,93
	PRG-47.1	Nodo 177				2,24 MVA	3,40 kA	94,4	3,39	94,5	8,95 kA			
	PRG-47.2					0,19 MVA	0,29 kA	85,2	0,00	0,0	0,75 kA			
	PRG-47.2					0,08 MVA	0,13 kA	85,2	0,00	0,0	0,33 kA			
15	TF-15	0,38	0,00	0,00	1,00	1,92 MVA	2,92 kA	-83,2	2,59	-81,7	7,10 kA	2,62	3,83	2,96
	PRG-15.1	Nodo 125				1,71 MVA	2,60 kA	98,2	2,59	98,3	6,32 kA			
	PRG-15.2					0,13 MVA	0,20 kA	85,1	0,00	0,0	0,49 kA			
	PRG-15.2					0,08 MVA	0,13 kA	85,1	0,00	0,0	0,31 kA			
31	TF-31	0,38	0,00	0,00	1,00	2,49 MVA	3,79 kA	-86,7	3,42	-85,7	10,02 kA	3,45	6,26	3,92
	PRG-31.1	Nodo 126				2,26 MVA	3,43 kA	94,2	3,42	94,3	9,08 kA			
	PRG-31.2					0,15 MVA	0,23 kA	85,4	0,00	0,0	0,61 kA			
	PRG-31.2					0,08 MVA	0,13 kA	85,4	0,00	0,0	0,34 kA			

Fuente: Elaboración Propia (Resultados – DigSILENT PowerFactory).

Tabla C11. Resultados Corto Circuito en Carga Máxima.

Grid: Grid		System Stage: Grid					Annex:					/ 11		
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	Ik' [kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	Ith [kA]	
35	TF-35 PRG-35.1 PRG-35.2	0,38	0,00	0,00	1,00	2,49 MVA 2,25 MVA 0,15 MVA 0,08 MVA	3,78 kA 3,42 kA 0,23 kA 0,13 kA	-86,6 94,2 85,3 85,3	3,41 3,41 0,00 0,00	-85,7 94,3 0,0 0,0	9,98 kA 9,04 kA 0,61 kA 0,34 kA	3,44	6,20	3,91
39	TF-39 PRG-39.1 PRG-39.2	0,38	0,00	0,00	1,00	1,93 MVA 1,70 MVA 0,15 MVA 0,08 MVA	2,93 kA 2,58 kA 0,23 kA 0,13 kA	-83,3 98,3 84,9 84,9	2,57 2,57 0,00 0,00	-81,7 98,3 0,0 0,0	7,12 kA 6,27 kA 0,56 kA 0,31 kA	2,60	3,80	2,97
43	TF-43 PRG-43.1 PRG-43.2	0,38	0,00	0,00	1,00	2,51 MVA 2,24 MVA 0,19 MVA 0,08 MVA	3,81 kA 3,40 kA 0,29 kA 0,13 kA	-86,7 94,3 85,1 85,1	3,39 3,39 0,00 0,00	-85,6 94,4 0,0 0,0	10,03 kA 8,95 kA 0,75 kA 0,33 kA	3,43	6,10	3,93
46	TF-46 PRG-46.1 PRG-46.2	0,38	0,00	0,00	1,00	2,50 MVA 2,23 MVA 0,19 MVA 0,08 MVA	3,80 kA 3,39 kA 0,29 kA 0,13 kA	-86,6 94,4 85,1 85,1	3,38 3,38 0,00 0,00	-85,6 94,4 0,0 0,0	9,99 kA 8,92 kA 0,75 kA 0,33 kA	3,42	6,05	3,92
14	TF-14 PRG-14.1 PRG-14.2	0,38	0,00	0,00	1,00	1,94 MVA 1,71 MVA 0,15 MVA 0,08 MVA	2,95 kA 2,60 kA 0,23 kA 0,13 kA	-83,4 98,2 84,9 84,9	2,59 2,59 0,00 0,00	-81,7 98,3 0,0 0,0	7,18 kA 6,33 kA 0,56 kA 0,31 kA	2,62	3,84	2,99
30	TF-30 PRG-30.1 PRG-30.2	0,38	0,00	0,00	1,00	1,37 MVA 1,14 MVA 0,15 MVA 0,08 MVA	2,09 kA 1,74 kA 0,23 kA 0,13 kA	-86,0 96,0 84,0 84,0	1,74 1,74 0,00 0,00	-84,0 96,0 0,0 0,0	5,30 kA 4,41 kA 0,58 kA 0,32 kA	1,77	2,76	2,13
34	TF-34 PRG-34.1 PRG-34.2	0,38	0,00	0,00	1,00	2,52 MVA 2,25 MVA 0,19 MVA 0,08 MVA	3,83 kA 3,42 kA 0,29 kA 0,13 kA	-86,7 94,3 85,2 85,2	3,41 3,41 0,00 0,00	-85,7 94,3 0,0 0,0	10,11 kA 9,03 kA 0,76 kA 0,34 kA	3,45	6,21	3,96
77	TF-77 PRG-77.1 PRG-77.2	0,38	0,00	0,00	1,00	2,50 MVA 2,27 MVA 0,15 MVA 0,08 MVA	3,80 kA 3,44 kA 0,23 kA 0,13 kA	-86,7 94,2 85,4 85,4	3,44 3,44 0,00 0,00	-85,8 94,2 0,0 0,0	10,06 kA 9,12 kA 0,62 kA 0,34 kA	3,47	6,32	3,93
78	TF-78 PRG-78.1 PRG-78.2	0,38	0,00	0,00	1,00	2,49 MVA 2,26 MVA 0,15 MVA 0,08 MVA	3,79 kA 3,43 kA 0,23 kA 0,13 kA	-86,6 94,2 85,4 85,4	3,42 3,42 0,00 0,00	-85,7 94,3 0,0 0,0	10,02 kA 9,08 kA 0,61 kA 0,34 kA	3,45	6,26	3,92

Fuente: Elaboración Propia (Resultados – DigSILENT PowerFactory).

Tabla C12. Resultados Corto Circuito en Carga Máxima.

Grid: Grid		System Stage: Grid										Annex:		/ 12	
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA] [deg]		Ik' [kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	Ith [kA]	
75	TF-75 PRG-75.1 PRG-75.2	0,38	0,00	0,00	1,00	1,94 MVA 1,71 MVA 0,15 MVA 0,08 MVA	2,95 kA 2,60 kA 0,23 kA 0,13 kA	-83,4 98,2 84,9 84,9	2,59 2,59 0,00 0,00	-81,7 98,3 0,0 0,0	7,18 kA 6,33 kA 0,56 kA 0,31 kA	2,62	3,84	2,99	
76	TF-76 PRG-76.1 PRG-76.2	0,38	0,00	0,00	1,00	2,53 MVA 2,26 MVA 0,19 MVA 0,08 MVA	3,84 kA 3,43 kA 0,29 kA 0,13 kA	-86,8 94,2 85,2 85,2	3,42 3,42 0,00 0,00	-85,7 94,3 0,0 0,0	10,15 kA 9,07 kA 0,76 kA 0,34 kA	3,46	6,26	3,97	
74	TF-74 PRG-74.1 PRG-74.2	0,38	0,00	0,00	1,00	2,54 MVA 2,27 MVA 0,19 MVA 0,08 MVA	3,86 kA 3,45 kA 0,29 kA 0,13 kA	-86,8 94,1 85,2 85,2	3,44 3,44 0,00 0,00	-85,8 94,3 0,0 0,0	10,21 kA 9,13 kA 0,76 kA 0,34 kA	3,47	6,35	3,99	
LL00	TF-LL00 PAG-00	0,38	0,00	0,00	1,00	8,15 MVA 8,15 MVA 0,00 MVA	12,38 kA 12,38 kA 0,00 kA	-85,2 94,8 0,0	12,31 12,31 0,00	-85,0 95,0 0,0	32,67 kA 32,67 kA 0,00 kA	12,31	21,36	12,80	
LL08	TF-LL08 PAG-08	0,38	0,00	0,00	1,00	1,13 MVA 1,13 MVA 0,00 MVA	1,72 kA 1,72 kA 0,00 kA	-84,1 95,9 0,0	1,72 1,72 0,00	-84,1 95,9 0,0	4,39 kA 4,39 kA 0,00 kA	1,72	2,67	1,76	
LL07	TF-LL07 PAG-07	0,38	0,00	0,00	1,00	1,13 MVA 1,13 MVA 0,00 MVA	1,72 kA 1,72 kA 0,00 kA	-84,1 95,9 0,0	1,72 1,72 0,00	-84,1 95,9 0,0	4,38 kA 4,38 kA 0,00 kA	1,72	2,66	1,76	
LL06	TF-LL06 PAG-06	0,38	0,00	0,00	1,00	0,68 MVA 0,68 MVA 0,00 MVA	1,04 kA 1,04 kA 0,00 kA	-86,0 94,0 0,0	1,04 1,04 0,00	-85,9 94,1 0,0	2,76 kA 2,76 kA 0,00 kA	1,04	1,84	1,08	
PSG01	TF-PSG01 PSG-01	0,38	0,00	0,00	1,00	2,19 MVA 2,19 MVA 0,00 MVA	3,32 kA 3,32 kA 0,00 kA	-83,1 96,9 0,0	3,32 3,32 0,00	-83,0 97,0 0,0	8,26 kA 8,26 kA 0,00 kA	3,32	4,94	3,38	
PSG03	TF-PSG03 PSG-03	0,38	0,00	0,00	1,00	0,68 MVA 0,68 MVA 0,00 MVA	1,04 kA 1,04 kA 0,00 kA	-85,9 94,1 0,0	1,04 1,04 0,00	-85,9 94,1 0,0	2,75 kA 2,75 kA 0,00 kA	1,04	1,82	1,07	
PSG00	TF-PSG00 PSG-00	0,38	0,00	0,00	1,00	0,68 MVA 0,68 MVA 0,00 MVA	1,03 kA 1,03 kA 0,00 kA	-85,9 94,1 0,0	1,03 1,03 0,00	-85,9 94,1 0,0	2,74 kA 2,74 kA 0,00 kA	1,03	1,82	1,07	
PSG02	TF-PSG02 PSG-02	0,38	0,00	0,00	1,00	0,68 MVA 0,68 MVA 0,00 MVA	1,04 kA 1,04 kA 0,00 kA	-86,0 94,0 0,0	1,04 1,04 0,00	-85,9 94,1 0,0	2,75 kA 2,75 kA 0,00 kA	1,04	1,83	1,08	

Fuente: Elaboración Propia (Resultados – DigSILENT PowerFactory).

Tabla C13. Resultados Corto Circuito en Carga Máxima.

Grid: Grid		System Stage: Grid										Annex:		/ 13	
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor		Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]		Ik' [kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	Ith [kA]
LL01	TF-LL01 PAG-01	0,38	0,00	0,00	1,00	1,13 MVA 1,13 MVA 0,00 MVA	1,71 kA 1,71 kA 0,00 kA	-84,1 95,9 0,0	1,71 1,71 0,00	-84,0 96,0 0,0	4,36 kA 4,36 kA 0,00 kA	1,71	2,64	1,75	
LL10	TF-LL10 PAG-10	0,38	0,00	0,00	1,00	0,68 MVA 0,68 MVA 0,00 MVA	1,04 kA 1,04 kA 0,00 kA	-86,0 94,0 0,0	1,04 1,04 0,00	-86,0 94,0 0,0	2,76 kA 2,76 kA 0,00 kA	1,04	1,84	1,08	
LL05	TF-LL05 PAG-05	0,38	0,00	0,00	1,00	1,13 MVA 1,13 MVA 0,00 MVA	1,71 kA 1,71 kA 0,00 kA	-84,1 95,9 0,0	1,71 1,71 0,00	-84,0 96,0 0,0	4,36 kA 4,36 kA 0,00 kA	1,71	2,64	1,75	
LL09	TF-LL09 PAG-09	0,38	0,00	0,00	1,00	1,13 MVA 1,13 MVA 0,00 MVA	1,71 kA 1,71 kA 0,00 kA	-84,1 95,9 0,0	1,71 1,71 0,00	-84,1 95,9 0,0	4,36 kA 4,36 kA 0,00 kA	1,71	2,64	1,75	
LL03	TF-LL03 PAG-03	0,38	0,00	0,00	1,00	1,13 MVA 1,13 MVA 0,00 MVA	1,71 kA 1,71 kA 0,00 kA	-84,1 95,9 0,0	1,71 1,71 0,00	-84,1 95,9 0,0	4,36 kA 4,36 kA 0,00 kA	1,71	2,64	1,75	
20	TF-20 PRG-20	0,38	0,00	0,00	1,00	1,26 MVA 1,16 MVA 0,10 MVA	1,92 kA 1,76 kA 0,16 kA	-84,5 96,2 87,2	1,76 1,76 0,00	-83,7 96,3 0,0	4,90 kA 4,50 kA 0,41 kA	1,77	2,78	1,96	
22	TF-22 PRG-22.1 PRG-22.2	0,38	0,00	0,00	1,00	2,05 MVA 1,73 MVA 0,25 MVA 0,08 MVA	3,12 kA 2,63 kA 0,37 kA 0,12 kA	-83,5 98,5 85,8 87,0	2,63 2,63 0,00 0,00	-81,5 98,5 0,0 0,0	7,61 kA 6,43 kA 0,91 kA 0,30 kA	2,67	3,92	3,17	
13	TF-12 PRG-13.1 PRG-13.2	0,38	0,00	0,00	1,00	1,53 MVA 1,15 MVA 0,31 MVA 0,08 MVA	2,33 kA 1,75 kA 0,47 kA 0,12 kA	-86,8 96,2 84,0 85,1	1,75 1,75 0,00 0,00	-83,7 96,3 0,0 0,0	5,89 kA 4,43 kA 1,18 kA 0,31 kA	1,79	2,82	2,15	
12	TF-11 PRG-12.1 PRG-12.2	0,38	0,00	0,00	1,00	1,40 MVA 1,15 MVA 0,17 MVA 0,08 MVA	2,12 kA 1,75 kA 0,25 kA 0,12 kA	-85,6 96,2 85,6 86,7	1,75 1,75 0,00 0,00	-83,8 96,2 0,0 0,0	5,39 kA 4,45 kA 0,64 kA 0,31 kA	1,78	2,79	2,17	
11	TF-13 PRG-11	0,38	0,00	0,00	1,00	1,81 MVA 1,72 MVA 0,08 MVA	2,75 kA 2,62 kA 0,13 kA	-82,1 98,4 87,5	2,62 2,62 0,00	-81,5 98,5 0,0	6,69 kA 6,39 kA 0,31 kA	2,63	3,84	2,79	
13.2	TF-13.2	0,38	0,00	0,00	1,00	2,27 MVA 2,27 MVA	3,45 kA 3,45 kA	-85,6 94,4	3,44 3,44	-85,6 94,4	9,19 kA 9,19 kA	3,44	6,22	3,58	

Fuente: Elaboración Propia (Resultados – DigSILENT PowerFactory).

Tabla C14. Resultados Corto Circuito en Carga Máxima.

Grid: Grid	System Stage: Grid										Annex:	/ 14	
	rtd.v. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	Ik' [kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	Ith [kA]
C13.2					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
12.1	0,38	0,00	0,00	1,00	2,28 MVA	3,47 kA	-83,1	3,46	-83,0	8,72 kA	3,46	5,24	3,54
TF-12.1	Nodo 74				2,28 MVA	3,47 kA	96,9	3,46	97,0	8,72 kA			
C12.1					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
13.1	0,38	0,00	0,00	1,00	5,51 MVA	8,37 kA	-86,4	8,33	-86,2	22,75 kA	8,34	16,94	8,87
TF-13.1	Nodo 76				5,51 MVA	8,37 kA	93,6	8,33	93,8	22,75 kA			
C13.1					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
13.3	0,38	0,00	0,00	1,00	2,27 MVA	3,45 kA	-85,6	3,44	-85,6	9,19 kA	3,44	6,22	3,58
TF-13.3	Nodo 78				2,27 MVA	3,45 kA	94,4	3,44	94,4	9,19 kA			
C13.3					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
26	0,38	0,00	0,00	1,00	1,80 MVA	2,74 kA	-82,0	2,62	-81,5	6,68 kA	2,63	3,84	2,78
TF-26	Nodo 65				1,73 MVA	2,62 kA	98,5	2,62	98,5	6,39 kA			
PRG-26					0,08 MVA	0,12 kA	87,6	0,00	0,0	0,30 kA			
25	0,38	0,00	0,00	1,00	2,00 MVA	3,04 kA	-83,2	2,61	-81,4	7,41 kA	2,64	3,87	3,09
TF-25	Nodo 67				1,72 MVA	2,61 kA	98,5	2,61	98,6	6,36 kA			
PRG-25.2					0,08 MVA	0,12 kA	87,3	0,00	0,0	0,30 kA			
PRG-25.1					0,21 MVA	0,32 kA	86,2	0,00	0,0	0,77 kA			
05	0,38	0,00	0,00	1,00	1,45 MVA	2,20 kA	-86,5	1,74	-84,0	5,59 kA	1,78	2,80	2,07
TF-05	Nodo 183				1,15 MVA	1,74 kA	96,0	1,74	96,0	4,43 kA			
PRG-05					0,31 MVA	0,47 kA	84,4	0,00	0,0	1,18 kA			
07	0,38	0,00	0,00	1,00	2,40 MVA	3,64 kA	-83,8	3,45	-83,2	9,15 kA	3,46	5,25	3,71
TF-07	Nodo 122				2,27 MVA	3,45 kA	96,7	3,45	96,8	8,67 kA			
PRG-07					0,13 MVA	0,19 kA	87,2	0,00	0,0	0,48 kA			
09	0,38	0,00	0,00	1,00	1,20 MVA	1,83 kA	-84,4	1,75	-84,0	4,67 kA	1,75	2,74	1,87
TF-09	Nodo 120				1,15 MVA	1,75 kA	96,0	1,75	96,0	4,46 kA			
PRG-09					0,05 MVA	0,08 kA	87,5	0,00	0,0	0,21 kA			
06	0,38	0,00	0,00	1,00	1,55 MVA	2,35 kA	-87,3	1,74	-84,0	5,95 kA	1,79	2,82	2,17
TF-06	Nodo 123				1,15 MVA	1,74 kA	96,0	1,74	96,0	4,42 kA			
PRG-06					0,41 MVA	0,62 kA	83,3	0,00	0,0	1,56 kA			
08	0,38	0,00	0,00	1,00	2,33 MVA	3,53 kA	-83,5	3,45	-83,2	8,88 kA	3,45	5,23	3,60
TF-08	Nodo 121				2,27 MVA	3,45 kA	96,7	3,45	96,8	8,68 kA			
PRG-08					0,05 MVA	0,08 kA	87,7	0,00	0,0	0,20 kA			
Nodo 02	24,90	0,00	0,00	1,00	219,32 MVA	5,09 kA	-104,4	4,50	-102,9	11,40 kA	4,55	6,49	5,13
LT02	SAL02401				191,71 MVA	4,45 kA	72,0	3,93	73,9	9,96 kA			
TF-PRINCIPAL 01	Nodo 03				15,35 MVA	0,36 kA	99,1	0,31	98,1	0,80 kA			

Fuente: Elaboración Propia (Resultados – DigSILENT PowerFactory).

Tabla C15. Resultados Corto Circuito en Carga Máxima.

Grid: Grid		System Stage: Grid									Annex:		/ 15	
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	Ik' [kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	Ith [kA]	
LT03	Nodo 04				15,12 MVA	0,35 kA	98,6	0,31	97,7	0,79 kA				
Nodo 03	6,00	0,00	0,00	1,00	84,61 MVA	8,14 kA	-93,6	6,99	-90,7	17,09 kA	7,09	10,09	8,20	
TF-PRINCIPAL 01	Nodo 02				20,19 MVA	1,94 kA	105,5	1,89	105,1	4,08 kA				
LT04	Nodo 07				65,86 MVA	6,34 kA	80,7	5,20	83,7	13,31 kA				
Nodo 04	24,90	0,00	0,00	1,00	193,48 MVA	4,49 kA	-103,3	4,02	-102,2	9,82 kA	4,06	5,77	4,52	
LT03	Nodo 02				179,11 MVA	4,15 kA	74,7	3,72	76,1	9,09 kA				
TF-PRINCIPAL 02	Nodo 05				15,73 MVA	0,36 kA	99,7	0,32	98,8	0,80 kA				
Nodo 05	6,00	0,00	0,00	1,00	84,70 MVA	8,15 kA	-93,7	6,99	-90,8	17,13 kA	7,08	10,08	8,21	
TF-PRINCIPAL 02	Nodo 04				19,91 MVA	1,92 kA	105,1	1,86	104,7	4,03 kA				
LT05	Nodo 12				66,16 MVA	6,37 kA	80,8	5,22	83,8	13,38 kA				
Nodo 06	6,00	0,00	0,00	1,00	105,14 MVA	10,12 kA	-101,2	8,31	-98,4	24,64 kA	8,46	17,92	10,27	
LT07	Nodo 07				25,04 MVA	2,41 kA	85,1	2,06	90,0	5,87 kA				
LT06	Nodo 11				32,95 MVA	3,17 kA	81,4	2,70	83,6	7,72 kA				
G5					11,88 MVA	1,14 kA	-106,3	0,90	-104,6	2,78 kA				
G6					11,88 MVA	1,14 kA	-106,3	0,90	-104,6	2,78 kA				
G7					11,88 MVA	1,14 kA	-106,3	0,90	-104,6	2,78 kA				
G8					11,88 MVA	1,14 kA	-106,3	0,90	-104,6	2,78 kA				
Nodo 07	6,00	0,00	0,00	1,00	89,66 MVA	8,63 kA	-94,3	7,30	-91,1	18,41 kA	7,41	10,59	8,69	
LT04	Nodo 03				19,63 MVA	1,89 kA	104,7	1,84	104,2	4,03 kA				
LT07	Nodo 06				37,36 MVA	3,60 kA	81,6	3,11	82,6	7,67 kA				
T5	Nodo 08				0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA				
T6	Nodo 09				0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA				
T7	Nodo 10				0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA				
LT08	Nodo 12				29,43 MVA	2,83 kA	82,8	2,44	85,4	6,04 kA				
SHUNT05					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA				
SHUNT04					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA				
M4					1,49 MVA	0,14 kA	59,2	0,00	0,0	0,31 kA				
M5					1,72 MVA	0,17 kA	59,9	0,00	0,0	0,35 kA				
M6					1,72 MVA	0,17 kA	59,9	0,00	0,0	0,35 kA				
Nodo 08	0,40	0,00	0,00	1,00	8,28 MVA	11,96 kA	-114,1	11,84	-113,4	32,70 kA	11,85	26,69	12,80	
T5	Nodo 07				8,28 MVA	11,96 kA	65,9	11,84	66,6	32,70 kA				
C5					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA				
Nodo 09	0,40	0,00	0,00	1,00	8,28 MVA	11,96 kA	-114,1	11,84	-113,4	32,70 kA	11,85	26,69	12,80	
T6	Nodo 07				8,28 MVA	11,96 kA	65,9	11,84	66,6	32,70 kA				
C6					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA				
Nodo 10	0,40	0,00	0,00	1,00	8,17 MVA	11,79 kA	-114,4	11,64	-113,7	32,25 kA	11,66	26,28	12,62	
T7	Nodo 07				8,17 MVA	11,79 kA	65,6	11,64	66,3	32,25 kA				
C7					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA				

Fuente: Elaboración Propia (Resultados – DigSILENT PowerFactory).

Tabla C16. Resultados Corto Circuito en Carga Máxima.

Grid: Grid	System Stage: Grid										Annex:	/ 16	
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA] [deg]		Ik' [kA] [deg]		ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	Ith [kA]
Nodo 11	6,00	0,00	0,00	1,00	105,16 MVA	10,12 kA	-101,3	8,31	-98,4	24,64 kA	8,45	17,91	10,27
LT09	Nodo 12				25,03 MVA	2,41 kA	84,9	2,06	89,8	5,87 kA			
LT06	Nodo 06				33,01 MVA	3,18 kA	81,4	2,71	83,7	7,74 kA			
G1					11,87 MVA	1,14 kA	-106,3	0,90	-104,6	2,78 kA			
G2					11,87 MVA	1,14 kA	-106,3	0,90	-104,6	2,78 kA			
G3					11,87 MVA	1,14 kA	-106,3	0,90	-104,6	2,78 kA			
G4					11,87 MVA	1,14 kA	-106,3	0,90	-104,6	2,78 kA			
Nodo 12	6,00	0,00	0,00	1,00	89,83 MVA	8,64 kA	-94,4	7,30	-91,2	18,46 kA	7,41	10,60	8,71
LT08	Nodo 07				29,52 MVA	2,84 kA	83,1	2,46	85,7	6,07 kA			
LT05	Nodo 05				19,36 MVA	1,86 kA	104,3	1,81	103,8	3,98 kA			
T1	Nodo 13				0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
T2	Nodo 14				0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
T3	Nodo 15				0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
T4	Nodo 16				0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
LT09	Nodo 11				37,37 MVA	3,60 kA	81,7	3,12	82,6	7,68 kA			
SHUNT02					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
SHUNT03					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
M2					1,60 MVA	0,15 kA	59,8	0,00	0,0	0,33 kA			
M3					2,03 MVA	0,20 kA	59,8	0,00	0,0	0,42 kA			
M1					1,60 MVA	0,15 kA	59,8	0,00	0,0	0,33 kA			
Nodo 13	0,40	0,00	0,00	1,00	8,27 MVA	11,93 kA	-114,2	11,81	-113,5	32,64 kA	11,82	26,66	12,78
T1	Nodo 12				8,27 MVA	11,93 kA	65,8	11,81	66,5	32,64 kA			
C1					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
Nodo 14	0,40	0,00	0,00	1,00	8,27 MVA	11,93 kA	-114,2	11,81	-113,5	32,64 kA	11,82	26,66	12,78
T2	Nodo 12				8,27 MVA	11,93 kA	65,8	11,81	66,5	32,64 kA			
C2					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
Nodo 15	0,40	0,00	0,00	1,00	8,17 MVA	11,79 kA	-114,6	11,64	-113,9	32,25 kA	11,66	26,31	12,63
T3	Nodo 12				8,17 MVA	11,79 kA	65,4	11,64	66,1	32,25 kA			
C3					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
Nodo 16	0,40	0,00	0,00	1,00	8,17 MVA	11,79 kA	-114,6	11,64	-113,9	32,25 kA	11,66	26,31	12,63
T4	Nodo 12				8,17 MVA	11,79 kA	65,4	11,64	66,1	32,25 kA			
C4					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
Nodo 17	24,90	0,00	0,00	1,00	225,84 MVA	5,24 kA	-105,2	4,59	-103,3	11,88 kA	4,64	6,66	5,29
LT01	SAL02401				191,37 MVA	4,44 kA	77,2	4,37	76,7	10,06 kA			
LT14	Nodo 18				2,90 MVA	0,07 kA	74,6	0,06	75,8	0,15 kA			
LT10	Nodo 19				2,90 MVA	0,07 kA	74,6	0,06	75,8	0,15 kA			
LT11	Nodo 23				2,90 MVA	0,07 kA	74,6	0,06	75,8	0,15 kA			
LT16	Nodo 22				2,90 MVA	0,07 kA	74,6	0,06	75,8	0,15 kA			
LT18	Nodo 26				5,48 MVA	0,13 kA	56,1	0,00	0,0	0,29 kA			

Fuente: Elaboración Propia (Resultados – DigSILENT PowerFactory).



Tabla C17. Resultados Corto Circuito en Carga Máxima.

Grid: Grid		System Stage: Grid						Annex: / 17					
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA] [deg]		Ik' [kA] [deg]		ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	Ith [kA]
LT13	Nodo 61				7,60 MVA	0,18 kA	55,9	0,00	0,0	0,40 kA			
LT12	Nodo 97				11,32 MVA	0,26 kA	55,2	0,00	0,0	0,60 kA			
Nodo 18	24,90	0,00	0,00	1,00	196,62 MVA	4,56 kA	-104,4	4,06	-102,9	10,14 kA	4,10	5,84	4,60
TF-GEN-01	Nodo 20				11,98 MVA	0,28 kA	67,1	0,24	68,4	0,62 kA			
LT14	Nodo 17				184,78 MVA	4,28 kA	76,1	3,82	77,7	9,53 kA			
Nodo 19	24,90	0,00	0,00	1,00	196,62 MVA	4,56 kA	-104,4	4,06	-102,9	10,14 kA	4,10	5,84	4,60
LT10	Nodo 17				184,78 MVA	4,28 kA	76,1	3,82	77,7	9,53 kA			
TF-GEN-02	Nodo 20				11,98 MVA	0,28 kA	67,1	0,24	68,4	0,62 kA			
Nodo 20	0,38	0,00	0,00	1,00	126,15 MVA	191,66 kA	-107,3	177,14	-106,0	442,81 kA	178,33	256,40	193,75
TF-GEN-01	Nodo 18				60,12 MVA	91,34 kA	72,7	84,91	73,9	211,03 kA			
TF-GEN-02	Nodo 19				60,12 MVA	91,34 kA	72,7	84,91	73,9	211,03 kA			
LT15	Nodo 21				5,92 MVA	8,99 kA	74,5	7,33	75,7	20,77 kA			
Nodo 21	0,38	0,00	0,00	1,00	32,72 MVA	49,72 kA	-102,5	46,81	-101,7	107,14 kA	47,05	82,89	50,10
LT15	Nodo 20				25,72 MVA	39,08 kA	79,2	38,42	79,3	84,21 kA			
GEN-02					3,53 MVA	5,36 kA	-108,5	4,21	-106,7	11,55 kA			
GEN-01					3,53 MVA	5,36 kA	-108,5	4,21	-106,7	11,55 kA			
Nodo 22	24,90	0,00	0,00	1,00	196,62 MVA	4,56 kA	-104,4	4,06	-102,9	10,14 kA	4,10	5,84	4,60
TF-GEN-03	Nodo 24				11,98 MVA	0,28 kA	67,1	0,24	68,4	0,62 kA			
LT16	Nodo 17				184,78 MVA	4,28 kA	76,1	3,82	77,7	9,53 kA			
Nodo 23	24,90	0,00	0,00	1,00	196,62 MVA	4,56 kA	-104,4	4,06	-102,9	10,14 kA	4,10	5,84	4,60
LT11	Nodo 17				184,78 MVA	4,28 kA	76,1	3,82	77,7	9,53 kA			
TF-GEN-04	Nodo 24				11,98 MVA	0,28 kA	67,1	0,24	68,4	0,62 kA			
Nodo 24	0,38	0,00	0,00	1,00	126,15 MVA	191,66 kA	-107,3	177,14	-106,0	442,81 kA	178,33	256,40	193,75
TF-GEN-03	Nodo 22				60,12 MVA	91,34 kA	72,7	84,91	73,9	211,03 kA			
TF-GEN-04	Nodo 23				60,12 MVA	91,34 kA	72,7	84,91	73,9	211,03 kA			
LT17	Nodo 25				5,92 MVA	8,99 kA	74,5	7,33	75,7	20,77 kA			
Nodo 25	0,38	0,00	0,00	1,00	32,72 MVA	49,72 kA	-102,5	46,81	-101,7	107,14 kA	47,05	82,89	50,10
LT17	Nodo 24				25,72 MVA	39,08 kA	79,2	38,42	79,3	84,21 kA			
GEN-04					3,53 MVA	5,36 kA	-108,5	4,21	-106,7	11,55 kA			
GEN-03					3,53 MVA	5,36 kA	-108,5	4,21	-106,7	11,55 kA			
Nodo 64	24,90	0,00	0,00	1,00	153,91 MVA	3,57 kA	-103,3	3,23	-101,9	7,68 kA	3,26	4,62	3,60
TF-21	21				0,15 MVA	0,00 kA	57,1	0,00	0,0	0,01 kA			
LT56	Nodo 63				153,77 MVA	3,57 kA	76,7	3,23	78,1	7,67 kA			
Nodo 67	24,90	0,00	0,00	1,00	99,83 MVA	2,31 kA	-101,8	2,16	-100,9	4,80 kA	2,17	3,07	2,33
TF-25	25				0,25 MVA	0,01 kA	56,6	0,00	0,0	0,01 kA			
LT59	Nodo 66				99,60 MVA	2,31 kA	78,2	2,16	79,1	4,78 kA			

Fuente: Elaboración Propia (Resultados – DigSILENT PowerFactory).

Tabla C18. Resultados Corto Circuito en Carga Máxima.

Grid: Grid	System Stage: Grid										Annex:	/ 18	
	rtd.V. [kV]	voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	Ik' [kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	Ith [kA]
Nodo 112	24,90	0,00	0,00	1,00	44,49 MVA	1,03 kA	-100,3	1,00	-99,8	2,06 kA	1,00	1,41	1,04
TF-LL05	LL05				0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
LT105	Nodo 111				44,49 MVA	1,03 kA	79,7	1,00	80,2	2,06 kA			
Nodo 179	24,90	0,00	0,00	1,00	48,33 MVA	1,12 kA	-100,4	1,08	-99,9	2,24 kA	1,08	1,53	1,13
TF-LL10	LL10				0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
LT170	Nodo 178				48,33 MVA	1,12 kA	79,6	1,08	80,1	2,24 kA			
Nodo 180	24,90	0,00	0,00	1,00	45,21 MVA	1,05 kA	-100,3	1,01	-99,9	2,09 kA	1,01	1,43	1,05
TF-LL09	LL09				0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
LT171	Nodo 178				45,21 MVA	1,05 kA	79,7	1,01	80,1	2,09 kA			
SAL02401	24,90	0,00	0,00	1,00	232,26 MVA	5,39 kA	-105,2	4,73	-103,5	12,25 kA	4,79	6,87	5,44
LT01	Nodo 17				35,33 MVA	0,82 kA	61,8	0,22	75,8	1,86 kA			
LT02	Nodo 02				30,18 MVA	0,70 kA	98,7	0,61	97,8	1,59 kA			
trf_SAL11501	SAL11501	A			85,15 MVA	1,97 kA	73,3	1,97	73,3	4,49 kA			
trf_SAL11502	SAL11501	B			85,15 MVA	1,97 kA	73,3	1,97	73,3	4,49 kA			
Salés Potasio 2					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
Carbonato de Li					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
Carbonato de Li					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
Hidroxido					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
SAL11501	115,00	0,00	0,00	1,00	261,89 MVA	1,31 kA	-104,4	1,19	-102,7	2,92 kA	1,20	1,71	1,33
trf_SAL11501	SAL02401	A			29,27 MVA	0,15 kA	77,4	0,09	90,7	0,33 kA			
trf_SAL11502	SAL02401	B			29,27 MVA	0,15 kA	77,4	0,09	90,7	0,33 kA			
ExtErnal Grid					203,39 MVA	1,02 kA	-104,9	1,02	-104,9	2,27 kA			

Fuente: Elaboración Propia (Resultados – DigSILENT PowerFactory).

## ANEXO E

### PROGRAMACION FLUJOS DE POTENCIA EN MATLAB METODO NEWTON-RAPSON

clear all

xo=[1;1;1;1;1;1;1;1;0;0;0;0;0;0;0;0];

syms V2 V3 V4 V5 V6 V7 V8 V9 V10 d2 d3 d4 d5 d6 d7 d8 d9 d10

d1=0;

V1=1.01; %Nodo Swing

YM=[45.13184 31.12541 14.00643 0 0 0 0 0 0;31.12541 31.12541 0 0 0 0 0 0  
0;14.00643 0 70.03217 14.00643 0 28.01287 0 14.00643 0 0;0 0 14.00643 38.15546  
24.14902 0 0 0 0 0;0 0 0 24.14902 24.14902 0 0 0 0;0 0 28.01287 0 0 42.01930 14.00643 0  
0 0;0 0 0 0 14.00643 14.00643 0 0 0;0 0 14.00643 0 0 0 21.00965 7.00322 0;0 0 0 0 0 0  
7.00322 31.15224 24.14902;0 0 0 0 0 0 0 24.14902 24.14902];

YA=[-1.23929 1.90230 1.90230 0 0 0 0 0 0;1.90230 -1.23929 0 0 0 0 0 0;1.90230 0 -  
1.23929 1.90230 0 1.90230 0 1.90230 0 0;0 0 1.90230 -1.23929 1.90230 0 0 0 0;0 0 0  
1.90230 -1.23929 0 0 0 0;0 0 1.90230 0 0 -1.23929 1.90230 0 0 0;0 0 0 0 1.90230 -  
1.23929 0 0 0;0 0 1.90230 0 0 0 0 -1.23929 1.90230 0;0 0 0 0 0 0 1.90230 -1.23929  
1.90230;0 0 0 0 0 0 0 1.90230 -1.23929];

P2=V2\*V1\*YM(2,1)\*cos(d2-d1-YA(2,1))+V2\*V2\*YM(2,2)\*cos(d2-d2-YA(2,2))-0.10234;

P3=V3\*V1\*YM(3,1)\*cos(d3-d1-YA(3,1))+V3\*V3\*YM(3,3)\*cos(d3-d3-  
YA(3,3))+V3\*V4\*YM(3,4)\*cos(d3-d4-YA(3,4))+V3\*V6\*YM(3,6)\*cos(d3-d6-  
YA(3,6))+V3\*V8\*YM(3,8)\*cos(d3-d8-YA(3,8))-0.018;

P4=V4\*V3\*YM(4,3)\*cos(d4-d3-YA(4,3))+V4\*V4\*YM(4,4)\*cos(d4-d4-  
YA(4,4))+V4\*V5\*YM(4,5)\*cos(d4-d5-YA(4,5))+0.00419;

P5=V5\*V4\*YM(5,4)\*cos(d5-d4-YA(5,4))+V5\*V5\*YM(5,5)\*cos(d5-d5-YA(5,5))+0.00557;

P6=V6\*V3\*YM(6,3)\*cos(d6-d3-YA(6,3))+V6\*V6\*YM(6,6)\*cos(d6-d6-  
YA(6,6))+V6\*V7\*YM(6,7)\*cos(d6-d7-YA(6,7))+0.01162;

P7=V7\*V6\*YM(7,6)\*cos(d7-d6-YA(7,6))+V7\*V7\*YM(7,7)\*cos(d7-d7-YA(7,7))+0.00494;

P8=V8\*V3\*YM(8,3)\*cos(d8-d3-YA(8,3))+V8\*V8\*YM(8,8)\*cos(d8-d8-  
YA(8,8))+V8\*V9\*YM(8,9)\*cos(d8-d9-YA(8,9))+0.00273;

P9=V9\*V8\*YM(9,8)\*cos(d9-d8-YA(9,8))+V9\*V9\*YM(9,9)\*cos(d9-d9-  
YA(9,9))+V9\*V10\*YM(9,10)\*cos(d9-d10-YA(9,10))+0.00890;

P10=V10\*V9\*YM(10,9)\*cos(d10-d9-YA(10,9))+V10\*V10\*YM(10,10)\*cos(d10-d10-

```

YA(10,10))+0.00808;

Q2=V2*V1*YM(2,1)*sin(d2-d1-YA(2,1))+V2*V2*YM(2,2)*sin(d2-d2-YA(2,2))+0.05579;

Q3=V3*V1*YM(3,1)*sin(d3-d1-YA(3,1))+V3*V3*YM(3,3)*sin(d3-d3-
YA(3,3))+V3*V4*YM(3,4)*sin(d3-d4-YA(3,4))+V3*V6*YM(3,6)*sin(d3-d6-
YA(3,6))+V3*V8*YM(3,8)*sin(d3-d8-YA(3,8));

Q4=V4*V3*YM(4,3)*sin(d4-d3-YA(4,3))+V4*V4*YM(4,4)*sin(d4-d4-
YA(4,4))+V4*V5*YM(4,5)*sin(d4-d5-YA(4,5))+0.00194;

Q5=V5*V4*YM(5,4)*sin(d5-d4-YA(5,4))+V5*V5*YM(5,5)*sin(d5-d5-YA(5,5))+0.00205;

Q6=V6*V3*YM(6,3)*sin(d6-d3-YA(6,3))+V6*V6*YM(6,6)*sin(d6-d6-
YA(6,6))+V6*V7*YM(6,7)*sin(d6-d7-YA(6,7))+0.00464;

Q7=V7*V6*YM(7,6)*sin(d7-d6-YA(7,6))+V7*V7*YM(7,7)*sin(d7-d7-YA(7,7))+0.00177;

Q8=V8*V3*YM(8,3)*sin(d8-d3-YA(8,3))+V8*V8*YM(8,8)*sin(d8-d8-
YA(8,8))+V8*V9*YM(8,9)*sin(d8-d9-YA(8,9))+0.00109;

Q9=V9*V8*YM(9,8)*sin(d9-d8-YA(9,8))+V9*V9*YM(9,9)*sin(d9-d9-
YA(9,9))+V9*V10*YM(9,10)*sin(d9-d10-YA(9,10))+0.00329;

Q10=V10*V9*YM(10,9)*sin(d10-d9-YA(10,9))+V10*V10*YM(10,10)*sin(d10-d10-
YA(10,10))+0.00336;

fname=[P2;P3;P4;P5;P6;P7;P8;P9;P10;Q2;Q3;Q4;Q5;Q6;Q7;Q8;Q9;Q10];

fprima=jacobian(fname);

epsilon=1.e-7;

maxiter=10;

iter=1;

f=inline(fname);

jf=inline(fprima);

error=norm(f(xo(1),xo(2),xo(3),xo(4),xo(5),xo(6),xo(7),xo(8),xo(9),xo(10),xo(11),xo(12),xo(
13),xo(14),xo(15),xo(16),xo(17),xo(18)),18);

fprintf('error=%10.5fn',error);

while error >= epsilon

fxo=f(xo(1),xo(2),xo(3),xo(4),xo(5),xo(6),xo(7),xo(8),xo(9),xo(10),xo(11),xo(12),xo(13),xo(
14),xo(15),xo(16),xo(17),xo(18));

```

```
fpxo=jf(xo(1),xo(2),xo(3),xo(4),xo(5),xo(6),xo(7),xo(8),xo(9),xo(10),xo(11),xo(12),xo(13),xo(14),xo(15),xo(16),xo(17),xo(18));
```

```
x1=xo-inv(fpxo)*fxo;
```

```
fx1=f(x1(1),x1(2),x1(3),x1(4),x1(5),x1(6),x1(7),x1(8),x1(9),x1(10),x1(11),x1(12),x1(13),x1(14),x1(15),x1(16),x1(17),x1(18));
```

```
error=norm((fx1),2);
```

```
fprintf('Iter %2d raiz  
x=(%10.5f,%10.5f,%10.5f,%10.5f,%10.5f,%10.5f,%10.5f,%10.5f,%10.5f,%10.5f,%10.5f,%10.5f,%10.5f,%10.5f,%10.5f,%10.5f)\n',iter,x1(1),(180/pi)*x1(10),x1(2),(180/pi)*x1(11),x1(3),(180/pi)*x1(12),x1(4),(180/pi)*x1(13),x1(5),(180/pi)*x1(14),x1(6),(180/pi)*x1(15),x1(7),(180/pi)*x1(16),x1(8),(180/pi)*x1(17),x1(9),(180/pi)*x1(18));
```

```
if iter > maxiter
```

```
    fprintf('Numero maximo de iteraciones excedido \n');
```

```
    return;
```

```
end
```

```
xo=x1;
```

```
iter=iter+1;
```

```
end
```

## BIBLIOGRAFIA

- [1] DANIEL H. TOURN. Curso Internacional: Protección de Sistemas de Distribución Urbana y Rural. 2013. La Paz, Bolivia. Instituto de Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad Nacional de Río Cuarto - Argentina y Colegio de Ingenieros Electricistas y Electrónicos de La Paz - Bolivia. 266 p.
- [2] SAMUEL RAMÍREZ CASTAÑO. Protecciones de Sistemas Eléctricos. Colombia. Universidad Nacional de Colombia.664 p.
- [3] ROLANDO JORGE HERNANDEZ. 2011. Ajuste y coordinación de protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución. Monografía de Ingeniero Mecánico Electricista. México. Universidad Veracruzana. 84 p.
- [4] MARCOS PINOS ZABALA. 1992. Coordinación gráfica de protecciones de sobrecorriente en Sistemas Radiales de Distribución. Tesis de Ingeniero Electricista. Quito - Ecuador. Escuela Politécnica Nacional. 301 p.
- [5] JAMES J. BURKE, ALLEN L. CLAPP P.E., WALTER J. ROS. 1997. Distribución de la Energía Eléctrica. En: DONALD G.FINK, H. WAYNE BEATY. Manual de Ingeniería Eléctrica, Volumen III. Decimotercera Edición. México. McGraw - Hill. pp. 18-1 a 18-130
- [6] COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD. Procedimiento para coordinación de protecciones de sobrecorriente en Sistemas de Distribución. México. 85 p.
- [7] GERVACIO GARCIA APAZA. 2000. Estudio y Análisis de Sistemas de Distribución. La Paz - Bolivia. Universidad Mayor de San Andrés.146 p.
- [8] GILBERTO A. GUZMÁN MORA.2012. Manual para coordinación de fusibles en la red de media tensión. Proyecto Eléctrico de Bachiller en Ingeniería Eléctrica. Costa Rica. Universidad de Costa Rica - Faculta de Ingeniería. 153 p.
- [9] LOURDES MUNCH, ERNESTO ANGELES.2007. Métodos y Técnicas de Investigación. Segunda Edición. México.Trillas.166 p.

- [10] CHANCE. 1998. Construction Switching & Protection Products - Protective Devices.USA. 39 p.
  
- [11] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC)  
60909-0.2001. Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents - IEC 60909-0. 74 p.
  
- [12] VICTOR JAVIER VÁZQUEZ BOJÓRQUEZ. 2007. Estudio Comparativo de las Normas IEC y ANSI para el Cálculo de Corto Circuito. Tesis de Maestro en Ciencias con especialidad en Ingeniería Eléctrica. México. Instituto Politécnico Nacional.131 p.
  
- [13] CENTRO DE FORMACIÓN SHENEIDER.2001. Conceptos Generales de instalaciones trifásicas de MT. España. 64 p.
  
- [14] CENTRO DE FORMACIÓN SHENEIDER.2000. Cálculo de Corrientes de Cortocircuito. España. 38 p.
  
- [15] JHON J. GRAINGER, WILLIAM D. STEVENSON. 1996. Análisis de Sistemas de Potencia. McGraw-Hill. 740 p.
  
- [16] ARTURO CONDE ENRIQUEZ.2002. Fundamentación teórica y desarrollo de algoritmos para un relevador adaptativo de sobrecorriente. Tesis de Doctor en Ingeniería Eléctrica. México. Universidad Autónoma de Nuevo León. 260 p.
  
- [17] GILBERTO ENRÍQUEZ HARPER.1975. Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de mediana y alta tensión. Limusa. 242 p.
  
- [18] THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS (IEEE) Std 242-1975.1975. IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems Std 242-1975. 312 p.
  
- [19] MIGUEL ANGEL ARAMAYO ARAMAYO. 2013. Comportamiento & Protección de Sistemas Eléctricos. Cochabamba-Bolivia. IPLAT S.R.L. 255p.

- [20] RICHARD ROOPER. 1985. Corrientes de cortocircuito en redes trifásicas. Barcelona-España. Siemens. 172 p.
- [21] COOPER POWER SYSTEMS. 2005. Electrical Distribution - Systems Protection. United States. 268 p.



***Postulante: EFRAIN TICONA BALBOA***  
***Correo electrónico: efrainticona3b@gmail.com***  
***Nro celular: 77772548***



2023-TTES-732-D-1

**DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR  
Y DERECHOS CONEXOS**  
**RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-1861/2023**  
**La Paz, 11 de Julio del 2023**

**VISTOS:**

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha **4 de Julio del 2023**, por **EFRAIN TICONA BALBOA** con C.I. N° **6031652 LP**, con número de trámite **DA 969/2023**, señala la pretensión de inscripción del Proyecto de Grado titulado: **"ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA, CORTOCIRCUITO Y COORDINACION DE PROTECCIONES DEL SISTEMA ELECTRICO DE MEDIA TENSION DE Y.L.B."**, cuyos datos y antecedentes se encuentran adjuntos y expresados en el Formulario de Declaración Jurada.

**CONSIDERANDO**

Que, en observación al Artículo 4º del Decreto Supremo N° 27938 modificado parcialmente por el Decreto Supremo N° 28152 el *"Servicio Nacional de Propiedad Intelectual SENAPI, administra en forma desconcentrada e integral el régimen de la Propiedad Intelectual en todos sus componentes, mediante una estricta observancia de los regímenes legales de la Propiedad Intelectual, de la vigilancia de su cumplimiento y de una efectiva protección de los derechos de exclusiva referidos a la propiedad industrial, al derecho de autor y derechos conexos; constituyéndose en la oficina nacional competente respecto de los tratados internacionales y acuerdos regionales suscritos y adheridos por el país, así como de las normas y regímenes comunes que en materia de Propiedad Intelectual se han adoptado en el marco del proceso andino de integración"*.

Que, el Artículo 16º del Decreto Supremo N° 27938 establece *"Como núcleo técnico y operativo del SENAPI funcionan las Direcciones Técnicas que son las encargadas de la evaluación y procesamiento de las solicitudes de derechos de propiedad intelectual, de conformidad a los distintos regímenes legales aplicables a cada área de gestión"*. En ese marco, la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos otorga registros con carácter declarativo sobre las obras del ingenio cualquiera que sea el género o forma de expresión, sin importar el mérito literario o artístico a través de la inscripción y la difusión, en cumplimiento a la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, Ley de Derecho de Autor N° 1322, Decreto Reglamentario N° 23907 y demás normativa vigente sobre la materia.

Que, la solicitud presentada cumple con: el Artículo 6º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, el Artículo 26º inciso a) del Decreto Supremo N° 23907 Reglamento de la Ley de Derecho de Autor, y con el Artículo 4º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina.

Que, de conformidad al Artículo 18º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor en concordancia con el Artículo 18º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, referentes a la duración de los Derechos Patrimoniales, los mismos establecen que: *"la duración de la protección concedida por la presente ley será para toda la vida del autor y por 50 años después de su muerte, a favor de sus herederos, legatarios y cesionarios"*.



**"2023 AÑO DE LA JUVENTUD HACIA EL BICENTENARIO"**

Oficina Central - La Paz  
Av. Montes, N° 515,  
entre Esq. Uruguay y  
C. Batallón Illimani.  
Telfs.: 2157000 - 2159276  
2159251 Fax: 2157000

Oficina - Santa Cruz  
Av. Uruguay, Calle  
prolongación Quijarro,  
N° 29, Edif. Bicentenario.  
Telfs.: 3121752 - 72042936

Oficina - Cochabamba  
Calle Bolívar, N° 737,  
entre 16 de Julio y Antezana.  
Telfs.: 4144403 - 72042957

Oficina - El Alto  
Av. Juan Pablo II, N° 2560  
Edif. Multicentro El Ceibo  
Edif. Piso 2, Of. 58,  
zona 16 de Julio.  
Telfs.: 2144001 - 72043029

Oficina - Chuquisaca  
Calle Kilómetro 7, N° 366  
casi esq. Urriolagoitia,  
zona Parque Bolívar.  
Telf.: 72005873

Oficina - Tarija  
Av. La Paz, entre  
"Calle Cerro Trigo y Avanaa"  
Edif. Santa Clara, N° 243.  
Telf.: 72019286

Oficina - Oruro  
Calle 6 de Octubre  
N° 582, entre Operativo  
y Jumbú, Gobierno Central  
Of. 16 (Ex Banco Pío)  
Telf.: 6290000

Oficina - Potosí  
Av. Villalón entre calles  
Sucre y San Martín  
Edif. SA. Gobierno N° 202  
Potosí - Pto. Of. 11

Que, se deja establecido en conformidad al Artículo 4º de la Ley Nº 1322 de Derecho de Autor, y Artículo 7º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina que: "...No son objeto de protección las ideas contenidas en las obras literarias, artísticas, o el contenido ideológico o técnico de las obras científicas ni su aprovechamiento industrial o comercial".

Que, el artículo 4, inciso e) de la ley 2341 de Procedimiento Administrativo, instituye que: "... en la relación de los particulares con la Administración Pública, se presume el principio de buena fe. La confianza, la cooperación y la lealtad en la actuación de los servidores públicos y de los ciudadanos ...", por lo que se presume la buena fe de los administrados respecto a las solicitudes de registro y la declaración jurada respecto a la originalidad de la obra.

#### POR TANTO

El Director de Derecho de Autor y Derechos Conexos sin ingresar en mayores consideraciones de orden legal, en ejercicio de las atribuciones conferidas

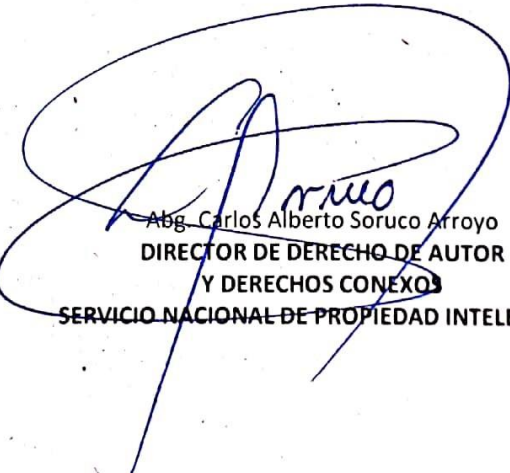
#### RESUELVE:

**INSCRIBIR** en el Registro de Tesis, Proyectos de Grado, Monografías y Otras Similares de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos, el Proyecto de Grado titulado: "**ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA, CORTOCIRCUITO Y COORDINACION DE PROTECCIONES DEL SISTEMA ELECTRICO DE MEDIA TENSION DE Y.L.B.**", a favor del autor y titular: **EFRAIN TICONA BALBOA** con C.I. Nº **6031652 LP**, quedando amparado su derecho conforme a Ley, salvando el mejor derecho que terceras personas pudieren demostrar.

Regístrese, Comuníquese y Archívese.



CASA/mxaa  
c.c.Arch.

  
Abg. Carlos Alberto Soruco Arroyo  
**DIRECTOR DE DERECHO DE AUTOR  
Y DERECHOS CONEXOS**  
**SERVICIO NACIONAL DE PROPIEDAD INTELECTUAL**



**"2023 AÑO DE LA JUVENTUD HACIA EL BICENTENARIO"**

Oficina Central - La Paz  
Av. Montes, Nº 515,  
entre Esq. Uruguay y  
C. Batallón Illimani.  
Telfs.: 2115700 - 2119276  
2119251 fax: 2115700

Oficina - Santa Cruz  
Av. Uruguay, Calle  
prolongación Quijarro,  
Nº 29, Edif. Bicentenario.  
Telfs.: 3121752 - 72042936

Oficina - Cochabamba  
Calle Bolívar, Nº 737,  
entre 16 de Julio y Antezana.  
Telfs.: 6141403 - 72042957

Oficina - El Alto  
Av. Juan Pablo II, Nº 2560  
Edif. Multicentro El Ceibo  
Lda. Piso 2, Of. 58,  
zona 16 de Julio.  
Telfs.: 2141001 - 72043029

Oficina - Chuquisaca  
Calle Kilómetro 7, Nº 366  
casi esq. Urriolagotia,  
zona Parque Bolívar.  
Telf.: 72005873

Oficina - Tarija  
Av. La Paz, entre  
Calles Cerro Trigo y Avenida  
Edif. Santa Clara, Nº 263.  
Telf.: 72019204

Oficina - Oruro  
Calle 4 de Octubre,  
Nº 5832, entre Anacoche  
y Juanita, Llamita Central,  
Ed. La Cita Banco Paj.  
Telf.: 6200000

Oficina - Potosí  
Dr. Villacorta entre Calle  
Bicentenario 200 y 1er. de Mayo  
Edif. del Espino Nº 200  
Telf.: 72019204