



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA  
BARCELONATECH

Escola Superior d'Enginyeries Industrial,  
Aeroespacial i Audiovisual de Terrassa

# COORDINACIÓN DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN REDES DE ALTA TENSIÓN

Trabajo final de grado  
Ingeniería eléctrica

**AUTOR**

ARTURO ALAN HUANCA FUENTES

**TUTOR**

RICARD HORTA BERNÚS

Terrassa, enero de 2021

## **Agradecimientos**

Tras largos años de estudio, he de decir que he aprendido mucho. No solo amplios conocimientos sobre ingeniería eléctrica, sino que también me he conocido mejor a mí mismo y puedo decir que trabajo mejor bajo presión. Pese a lo duro que fue, compaginar jornadas completas de trabajo con los estudios me ayudó a centrarme y dedicar mi tiempo libre a estudiar, con lo que mejoró mi rendimiento.

Dar las gracias primeramente a mi tutor Ricard Horta, que además de la ayuda prestada en este proyecto me ha servido como referente durante la carrera, sin duda el mejor profesor de la titulación por la ardua labor que realiza. Te hace disfrutar aprendiendo y se nota que disfruta de su profesión. Agradecer también a otros profesores que hacen una gran labor como J. Ignacio Candela y Álvaro Luna.

Agradecer a mis compañeros de trabajo del aeropuerto de Barcelona por la facilidad y predisposición que han mostrado estos años para hacer posible compaginar trabajo y estudio.

A mis padres Arturo Huanca y Amparo Fuentes, que me han dado la posibilidad de estudiar y la mejor educación que se podría pedir. Siempre les estaré agradecido porque gracias a su esfuerzo he conseguido lograr mis metas. Dedicarle este trabajo a mi hermana Wendy y mi padre que me han servido de inspiración en mi vida para elegir la titulación de ingeniería eléctrica. A mi hermana Cindy por darme buenos consejos y valorar mi esfuerzo.

Por último, a una persona muy especial para mí, darle las gracias a mi pareja Melissa Ruiz que ha estado conmigo desde el inicio de la titulación, quien me ha visto caer, estar a punto de tirar la toalla y me ha brindado apoyo incondicional todos estos años para seguir adelante, gracias.

## Índice

1.	Introducción .....	8
1.1	Motivación.....	8
1.2	Objeto.....	8
1.3	Alcance.....	8
1.4	Requisitos .....	8
1.5	Justificación y utilidad.....	9
1.6	Observaciones personales .....	9
2.	Faltas en el sistema de alta tensión .....	10
2.1	Cortocircuito.....	10
2.2	Sobrecarga.....	12
2.3	Sobretensión y subtensión .....	13
2.4	Perturbaciones .....	13
3.	Sistemas de protección en alta tensión .....	14
3.1	Protección de sobreintensidad.....	17
3.1.1	Protección de sobreintensidad instantánea.....	18
3.1.2	Protección de sobreintensidad a tiempo independiente .....	18
3.1.3	Protección de sobreintensidad a tiempo dependiente .....	19
3.2	Protección de sobreintensidad direccional.....	20
3.3	Protección diferencial.....	21
3.3.1	Protección diferencial de alta impedancia.....	21
3.3.2	Protección diferencial porcentual.....	22
3.4	Protección de sobretensión y subtensión.....	22
3.4.1	Protección de subtensión.....	23
3.4.2	Protección de sobretensión.....	23
3.5	Protección de distancia .....	23
4.	Protección de líneas y máquinas eléctricas .....	25
4.1	Protección de generadores.....	25
4.2	Protección de transformadores.....	27
4.3	Protección de líneas y cables.....	28
4.3.1	Protección de sobreintensidad .....	29
4.3.2	Protección de sobrecarga.....	29
4.3.3	Protección de distancia.....	30
4.3.4	Protección diferencial.....	30
5.	Coordinación de los sistemas de protección.....	31
5.1	Criterios sobre selectividad.....	31

---

5.2	Curvas de intensidad-tiempo .....	32
5.3	Consideraciones sobre los valores límite de ajuste .....	32
5.4	Coordinación en sistemas de alta tensión .....	33
6.	Simulación mediante software.....	35
6.1	Condiciones de partida .....	36
6.2	Zona A.....	37
6.2.1	Análisis teórico de la zona A.....	37
6.2.2	Implementación en NEPLAN de la zona A .....	43
6.2.3	Protecciones y selectividad de la zona A.....	54
6.3	Zona B.....	70
6.3.1	Análisis teórico de la zona B.....	70
6.3.2	Implementación en NEPLAN de la zona B.....	74
6.3.3	Protecciones y selectividad en la zona B.....	76
6.4	Zona C.....	79
6.4.1	Análisis teórico de la zona C.....	79
6.4.2	Implementación en NEPLAN de la zona C.....	84
6.4.3	Protecciones y selectividad en la zona C.....	85
6.5	Zona D.....	103
6.5.1	Análisis teórico de la zona D .....	103
6.5.2	Implementación en NEPLAN de la zona D .....	105
6.5.3	Protecciones y selectividad en la zona D.....	105
6.6	Zona E.....	107
6.6.1	Análisis teórico de la zona E.....	107
6.6.2	Implementación en NEPLAN de la zona E.....	111
6.6.3	Protecciones y selectividad en la zona E .....	112
7.	Conclusiones y recomendaciones para futuros proyectos .....	124
8.	Bibliografía .....	126

## Índice de gráficos

Gráfico 1: Ejemplo relé de sobreintensidad instantáneo [14].....	18
Gráfico 2: Relé de sobreintensidad a tiempo independiente [14] .....	18
Gráfico 3: Curvas de actuación a tiempo dependiente [15].....	19
Gráfico 4: Comportamiento de la corriente de un motor asíncrono [17].....	53
Gráfico 5: Selectividad zona D [Fuente propia] .....	107
Gráfico 6: Curvas de actuación protección de distancia [Fuente propia].....	122

## Índice de ecuaciones

Ecuación 1: Ley de Ohm.....	11
Ecuación 2: Tiempo de operación relé sobreintensidad a tiempo dependiente.....	19
Ecuación 3: Par motor en función de la tensión .....	23
Ecuación 4: Margen de extinción de un arco .....	31
Ecuación 5: Margen selectivo entre protecciones .....	31
Ecuación 6: Cálculo del error .....	42
Ecuación 7: Cálculo corrientes de cortocircuito .....	60

## Índice de tablas

Tabla 1: Defectos según su duración.....	10
Tabla 2: Comparativa de resultados finales de corrientes de cortocircuito.....	42
Tabla 3: Resumen impedancias de línea .....	48
Tabla 4: Resumen impedancias zona A.....	51
Tabla 5: Resumen simulación corrientes cortocircuito zona A.....	59
Tabla 6: Resumen impedancias de cortocircuito zona A.....	60
Tabla 7: Resumen ajustes protecciones zona A.....	67
Tabla 8: Resumen impedancias de línea zona B.....	74
Tabla 9: Resumen simulación corrientes cortocircuito zona B.....	78
Tabla 10: Resumen ajustes protecciones zona B.....	78
Tabla 11: Comparativa de resultados finales de corrientes de cortocircuito.....	83
Tabla 12: Resumen y comprobación longitudes de línea zona C.....	85
Tabla 13: Resumen simulación corrientes cortocircuito zona C.....	90
Tabla 14: Comparativa resultados teóricos con los del software.....	91
Tabla 15: Resumen ajustes protecciones zona C.....	94
Tabla 16: Puntos para la creación de la curva del fusible.....	98
Tabla 17: Comparativa valores teóricos zona D.....	105
Tabla 18: Comparativa valores simulados con teóricos .....	106
Tabla 19: Resumen protecciones zona D .....	106
Tabla 20: Resumen impedancias zona E.....	108
Tabla 21: Impedancias de cortocircuito zona E.....	109
Tabla 22: Comparativa de resultados teóricos de corrientes de cortocircuito zona E.....	111
Tabla 23: Comparativa entre valores simulados con teóricos.....	114
Tabla 24: Resumen configuración protecciones zona E .....	115
Tabla 25: Configuración relé distancia A.....	119
Tabla 26: Configuración relé distancia B .....	119

## Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Cortocircuito triásico/tierra [9] .....	11
Ilustración 2: Cortocircuito bifásico/tierra [9].....	11
Ilustración 3: Cortocircuito monofásico a tierra [9] .....	12
Ilustración 4: Línea de distribución protegida por fusibles [10].....	14
Ilustración 5: Interruptor seccionador de alta tensión [11] .....	15
Ilustración 6: Zonas de operación de un relé direccional electromecánico [2] .....	20
Ilustración 7: Esquema protección diferencial de alta impedancia [15].....	21
Ilustración 8: Esquema protección diferencial porcentual [Fuente propia] .....	22
Ilustración 9: Esquema protección de distancia [16].....	24
Ilustración 10: Esquema protección sobretensión generador [Fuente propia] .....	25
Ilustración 11: Protección diferencial generador, transformador y barras [Fuente propia] .....	26
Ilustración 12: Esquema funcionamiento relé Buchholz [28].....	27
Ilustración 13: Curvas a tener en cuenta en las protecciones de sobreintensidad [4].....	33
Ilustración 14: Esquema unifilar total del ejemplo [2] .....	36
Ilustración 15: Esquema unifilar zona A [2] .....	37
Ilustración 16: Esquema de cortocircuitos en la zona A [2] .....	38
Ilustración 17: Circuito equivalente para $I_{cc1}$ [Fuente propia].....	41
Ilustración 18: Circuito equivalente para $I_{cc2}$ [Fuente propia].....	41
Ilustración 19: Circuito equivalente para $I_{cc3}$ [Fuente propia].....	42
Ilustración 20: Esquema en NEPLAN de la red hasta llegar a los 20 kV [Fuente propia] .....	43
Ilustración 21: Parámetros equivalente de red [Fuente propia] .....	44
Ilustración 22: Como implementar nodos [Fuente propia].....	44
Ilustración 23: Parámetros de un nodo [Fuente propia] .....	45
Ilustración 24: Como implementar líneas [Fuente propia] .....	45
Ilustración 25: Parámetros línea AT_B [Fuente propia] .....	46
Ilustración 26: Parámetros transformador 100/20 kV [Fuente propia] .....	47
Ilustración 27: Símbolos de unión en NEPLAN [Fuente propia] .....	47
Ilustración 28: Unión barras 20 kV con zona A [Fuente propia] .....	48
Ilustración 29: Parámetros líneas hasta zona A [Fuente propia] .....	49
Ilustración 30: Zona A implementada en NEPLAN [Fuente propia].....	49
Ilustración 31: Transformadores zona A [Fuente propia] .....	50
Ilustración 32: Parámetros de los motores de la zona A [Fuente propia].....	52
Ilustración 33: Parámetros de las cargas en la zona A [Fuente propia].....	54
Ilustración 34: Selección del tipo de análisis [Fuente propia] .....	54
Ilustración 35: Parámetros de cortocircuito [Fuente propia].....	55
Ilustración 36: Selección de nodo en falla [Fuente propia].....	56
Ilustración 37: Propiedades del análisis de cortocircuito [Fuente propia].....	57
Ilustración 38: Esquema $I_{cc1}$ zona A [Fuente propia] .....	58
Ilustración 39: Esquema $I_{cc2}$ zona A [Fuente propia] .....	59
Ilustración 40: Esquema $I_{cc3}$ zona A [Fuente propia] .....	59
Ilustración 41: Parámetros de un interruptor [Fuente propia] .....	61
Ilustración 42: Primera ventana de ajuste de las características del interruptor [Fuente propia] .....	62
Ilustración 43: Segunda ventana de ajuste de las características del interruptor [Fuente propia] .....	63
Ilustración 44: Tercera ventana de ajuste de las curvas del interruptor [Fuente propia].....	64

Ilustración 45: Rango de ajuste disparo instantáneo [Fuente propia] .....	65
Ilustración 46: Rango de ajuste del disparo a tiempo inverso [Fuente propia] .....	66
Ilustración 47: Tipos de curvas de disparo [Fuente propia] .....	66
Ilustración 48: Esquema protecciones zona A [Fuente propia] .....	67
Ilustración 49: Selectividad zona A [Fuente propia] .....	68
Ilustración 50: Tiempos de actuación para lcc1 zona A [Fuente propia] .....	69
Ilustración 51: Tiempos de actuación para lcc2 zona A [Fuente propia] .....	69
Ilustración 52: Tiempos de actuación para lcc3 zona A [Fuente propia] .....	70
Ilustración 53: Esquema unifilar zona B [2] .....	70
Ilustración 54: Circuito equivalente para lcc1 [Fuente propia] .....	72
Ilustración 55: Circuito equivalente para lcc2 [Fuente propia] .....	72
Ilustración 56: Circuito equivalente lcc3 [Fuente propia] .....	73
Ilustración 57: Esquema en NEPLAN de la zona B [Fuente propia] .....	74
Ilustración 58: Parámetros transformador zona B [Fuente propia] .....	75
Ilustración 59: Parámetros del generador zona B [Fuente propia] .....	76
Ilustración 60: Esquema lcc1 zona B [Fuente propia] .....	77
Ilustración 61: Esquema lcc2 zona B [Fuente propia] .....	77
Ilustración 62: Esquema lcc3 zona B [Fuente propia] .....	77
Ilustración 63: Esquema de protecciones zona B [Fuente propia] .....	78
Ilustración 64: Tiempos de actuación para lcc1 zona B [Fuente propia] .....	78
Ilustración 65: Tiempos de actuación para lcc2 zona B [Fuente propia] .....	79
Ilustración 66: Tiempos de actuación para lcc3 zona B [Fuente propia] .....	79
Ilustración 67: Esquema unifilar zona C [2] .....	80
Ilustración 68: Circuito equivalente lcc1 [Fuente propia] .....	81
Ilustración 69: Circuito equivalente lcc2 [Fuente propia] .....	81
Ilustración 70: Circuito equivalente para lcc3 [Fuente propia] .....	82
Ilustración 71: Esquema en NEPLAN de la zona C [Fuente propia] .....	84
Ilustración 72: Esquema lcc1 zona C [Fuente propia] .....	86
Ilustración 73: Esquema lcc2 zona C [Fuente propia] .....	87
Ilustración 74: Esquema lcc3 zona C [Fuente propia] .....	88
Ilustración 75: Esquema lcc4 zona C [Fuente propia] .....	89
Ilustración 76: Esquema lcc4 lado de red [Fuente propia] .....	90
Ilustración 77: Circuito equivalente de comprobación [Fuente propia] .....	90
Ilustración 78: Esquema de protecciones zona C [Fuente propia] .....	93
Ilustración 79: Parámetros del fusible [Fuente propia] .....	94
Ilustración 80: Primera ventana de características del fusible [Fuente propia] .....	95
Ilustración 81: Segunda ventana de características del fusible [Fuente propia] .....	96
Ilustración 82: Tercera ventana configuración del fusible [Fuente propia] .....	97
Ilustración 83: Creación de la curva de actuación del fusible [Fuente propia] .....	98
Ilustración 84: Tiempos de actuación para lcc1 zona C [Fuente propia] .....	99
Ilustración 85: Tiempos de actuación para lcc2 en zona C [Fuente propia] .....	100
Ilustración 86: Tiempos de actuación para lcc3 zona C [Fuente propia] .....	101
Ilustración 87: Tiempos de actuación para lcc4 zona C [Fuente propia] .....	102
Ilustración 88: Curvas de selectividad zona C [Fuente propia] .....	103
Ilustración 89: Esquema unifilar zona D [2] .....	104
Ilustración 90: Esquema en NEPLAN de la zona D [Fuente propia] .....	105
Ilustración 91: Esquema lcc zona D [Fuente propia] .....	105
Ilustración 92: Esquema de protecciones zona D [Fuente propia] .....	106

---

Ilustración 93: Tiempos de actuación para lcc zona D [Fuente propia].....	106
Ilustración 94: Esquema unifilar zona E [2].....	108
Ilustración 95: Circuito equivalente para lcc1 [Fuente propia].....	109
Ilustración 96: Circuito equivalente para lcc2 [Fuente propia].....	110
Ilustración 97: Circuito equivalente lcc3 [Fuente propia].....	110
Ilustración 98: Circuito equivalente lcc4 [Fuente propia].....	111
Ilustración 99: Esquema final en NEPLAN de la zona E [Fuente propia].....	112
Ilustración 100: Esquema lcc1 zona E [Fuente propia] .....	112
Ilustración 101: Esquema lcc2 zona E [Fuente propia] .....	113
Ilustración 102: Esquema lcc3 zona E [Fuente propia] .....	113
Ilustración 103: Esquema lcc4 zona E [Fuente propia] .....	114
Ilustración 104: Esquema de protecciones zona E [Fuente propia].....	115
Ilustración 105: Ventana 1 de configuración relé distancia [Fuente propia].....	116
Ilustración 106: Ventana 2 de configuración relé distancia [Fuente propia].....	117
Ilustración 107: Ventana 3 de configuración relé distancia [Fuente propia].....	118
Ilustración 108: Ventana 4 de configuración relé distancia [Fuente propia].....	119
Ilustración 109: Tiempos de actuación para lcc2 zona E [Fuente propia].....	120
Ilustración 110: Obtención curvas protección distancia [Fuente propia].....	120
Ilustración 111: Obtención curvas protección de distancia II [Fuente propia] .....	121
Ilustración 112: Obtención curvas protección de distancia III [Fuente propia] .....	121
Ilustración 113: Esquema final implementado en NEPLAN [Fuente propia] .....	123

# 1. Introducción

## 1.1 Motivación

Ampliar mis conocimientos en el ámbito de la alta tensión, más concretamente en el área de las protecciones de alta tensión. Continuar por tanto mi aprendizaje más allá de la asignatura de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión impartida en la titulación del grado. Así mismo aprender más sobre el funcionamiento y capacidad de simulación que tiene el software NEPLAN. De esa manera a medida que aprendo más sobre el software repaso varios conceptos vistos durante la titulación dada la complejidad del programa.

## 1.2 Objeto

Entender y aplicar a casos concretos, los diferentes sistemas de protección en redes de alta tensión. Utilizar los conocimientos adquiridos y ampliar estos mediante fuentes de información contrastadas para plantear opciones de coordinación a fin de aumentar la fiabilidad de los sistemas de protección.

## 1.3 Alcance

Para el desarrollo de este proyecto, la lista de tareas se divide en dos partes:

- Recogida/tratamiento de información sobre las distintas técnicas de protección recientes en redes de alta tensión
- Simulaciones de casos con datos reales sobre las protecciones y su coordinación mediante un software de simulación.
- Implementar un ejemplo de desarrollo propio basándose en todo lo citado anteriormente

## 1.4 Requisitos

Es necesario para la realización de este proyecto el software de simulación, en este caso se usará NEPLAN. En un inicio no se descarta la utilización de otro software. Por otra parte, será necesario los medios de información para el desarrollo del proyecto (libros, artículos u otros trabajos académicos del mismo ámbito de estudio).

## 1.5 Justificación y utilidad

La justificación y utilidad de este proyecto es la de aportar una documentación de interés para la formación del estudiante, así como aportar un estudio completo donde se vean distintos casos mediante el software de simulación y de ese modo entender más sobre las protecciones en redes de alta tensión y su coordinación.

También se recoge información teórica relevante sobre los distintos tipos de técnicas de protección, la aparamenta propia y la coordinación de los sistemas de protección aplicados en alta tensión.

## 1.6 Observaciones personales

El motivo de la elección de este proyecto se basa principalmente en el tutor, es decir, dentro de los trabajos de fin de grado propuestos en el campus virtual se hizo una criba de los cuáles eran dirigidos por Ricard Horta Bernús. El motivo de ello es que personalmente y a lo largo de los años que he tenido a Ricard como profesor he disfrutado aprendiendo, es una persona que se vuelca en su profesión de enseñar y crea ese interés por aprender más sobre lo que imparte. Dentro de los proyectos que dirige Ricard, el de coordinación de sistemas de protección en redes de alta tensión fue el que más me gustó, dado que en la carrera vimos una pincelada me pareció interesante ampliar mis conocimientos sobre el tema y por otra parte es algo que me agrada.

## 2. Faltas en el sistema de alta tensión

Las faltas en el sistema de alta tensión es la principal razón para proteger las líneas, transformadores, generación, personas y el abastecimiento de energía eléctrica. Estas faltas se dan tanto en líneas aéreas como subterráneas. Las causas principales de estas faltas se deben a sobretensiones de maniobra, rotura mecánica (especialmente en líneas aéreas, con un 42% [1] de incidencia entre otras faltas), sobretensiones debidas a fenómenos atmosféricos, fallos en el aislamiento, contacto accidental de conductores, acción de animales, caída de árboles u otros objetos en la línea y trabajos en los alrededores de la línea (este tipo de fallo ocurre con frecuencia en redes subterráneas, con una incidencia del 30% [1] entre sus fallos). Estas faltas inciden indirectamente en transformadores y generadores, aunque estas máquinas eléctricas tienen otras faltas características que se detallarán más adelante.

La cantidad de faltas en un sistema depende de varios factores, uno de ellos es el nivel de tensión con el cual se trabaja. Estadísticamente se producen más faltas a medida que descendemos en el nivel de tensión, en redes de 25 kV encontraremos decenas de veces más faltas por cada 100 km al año que en redes de 400 kV (tensión más elevada en nuestro país).

A continuación, se presenta una clasificación de los defectos según su duración.

Tipología	Tiempo
Autoextinguibles	De 10 a 20 ms
Transitorios	Entre 100 ms y 1 s
Semipermanentes	De 1 a 30 s
Permanentes	Por encima de 30 s

*Tabla 1: Defectos según su duración*

En su gran mayoría las faltas se mantienen un corto espacio de tiempo (orden de milisegundos) y por tanto no son permanentes, de no ser así las consecuencias serían peligrosas e incluso destructivas. Precisamente son transitorias en su mayoría ya que el objetivo de las protecciones es la eliminación de la falta en el menor tiempo posible de manera eficiente y eficaz.

Seguidamente se hará una mención a las principales faltas que se pueden encontrar en el sistema de alta tensión.

### 2.1 Cortocircuito

El origen de los defectos mencionado anteriormente suele desencadenar a menudo en un cortocircuito en líneas aéreas. Un cortocircuito, como su nombre dice, es cuando en un sistema eléctrico la corriente encuentra un camino más corto y de menor resistencia por dónde cerrarse. Se produce cuando una fase entra en contacto con otra, cae a tierra o se produce una unión indirecta entre fases o fase-tierra mediante un objeto como un árbol o animal.

Según la ley de Ohm:

$$U = I \cdot Z \rightarrow I = \frac{U}{Z}$$

*Ecuación 1: Ley de Ohm*

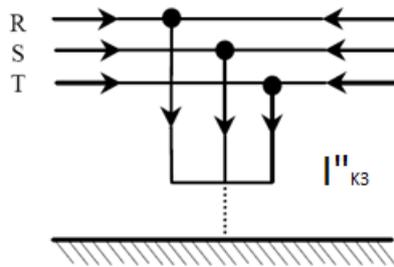
$U$ : Tensión;  $I$ : Intensidad;  $Z$ : Impedancia

Cuando se produce un camino cerrado de menor resistencia entre fases o fase-tierra, al disminuir la impedancia la corriente se eleva bruscamente quedando limitada únicamente por la impedancia de cortocircuito y de las máquinas que forman parte de ese circuito.

Existen varios tipos de cortocircuito en líneas aéreas, se dividen según si son simétricos o asimétricos.

Cortocircuito simétrico:

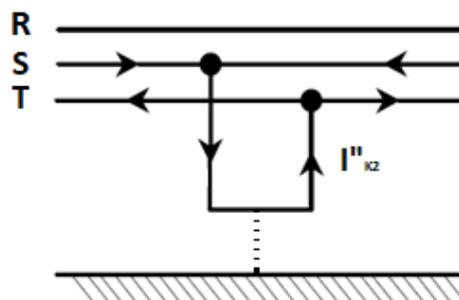
- **Cortocircuito trifásico:** Se da lugar cuando las tres fases entran en contacto entre sí, puede ocurrir también que entren en contacto entre sí y a su vez hacer contacto con tierra. Las corrientes de las tres fases son iguales en módulo y continúan formando un sistema trifásico equilibrado (corrientes iguales, desfasadas  $120^\circ$ ); de ahí el nombre de falta simétrica.



*Ilustración 1: Cortocircuito trifásico/tierra [9]*

Cortocircuito asimétrico:

- **Cortocircuito de fase a fase:** Se produce cuando entran en contacto dos fases (cortocircuito bifásico), también puede pasar que entren en contacto dos fases y tierra (cortocircuito bifásico a tierra).



*Ilustración 2: Cortocircuito bifásico/tierra [9]*

- **Cortocircuito fase a tierra:** También conocido como cortocircuito monofásico a tierra, se trata cuando una fase entra en contacto con tierra directa o indirectamente (a través de un objeto no perteneciente al circuito eléctrico). Su cálculo también se utiliza para el diseño de puestas a tierra en subestaciones.

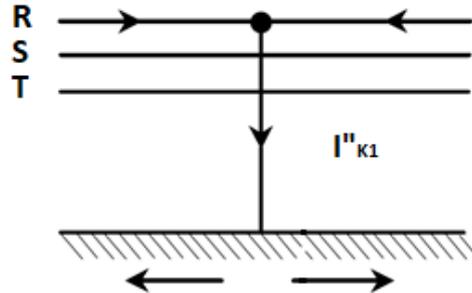


Ilustración 3: Cortocircuito monofásico a tierra [9]

En ambos tipos de faltas (monofásicas y bifásicas) se pierde el desfase propio del sistema trifásico de  $120^\circ$  entre fases, de ahí que sean calificadas como faltas asimétricas.

Se tiende a pensar que el cortocircuito trifásico es el de mayor magnitud, pero no siempre es así. Esto es debido a que, por ejemplo, en el caso de un cortocircuito monofásico a tierra en un sistema eléctrico donde el neutro esté puesto a tierra directamente (sin la presencia de ninguna impedancia), la corriente de cortocircuito sería mayor. Teniendo en cuenta esto, será necesario hacer el cálculo de ambas corrientes de cortocircuito (trifásicas y monofásicas) para el correcto dimensionado de las protecciones, dado que los valores de las corrientes de cortocircuito varían en función de las características del sistema eléctrico a proteger.

Independientemente del nivel de tensión de la red, estadísticamente se ha comprobado que la mayoría de los cortocircuitos suelen ser monofásicos (78%) [2], seguidos de los cortocircuitos bifásicos (19%) [2] y por último los trifásicos (3%) [2].

Es necesaria la protección contra cortocircuitos dado que ocasionan un calentamiento brusco e intenso de los conductores, llegando incluso a su deformación o la de embarrados a causa de los esfuerzos termodinámicos que se dan lugar.

Se encuentra otra fuente de cortocircuitos cuando se produce un mal contacto entre conductores en las bobinas de un generador o un transformador.

## 2.2 Sobrecarga

No se ha de confundir una sobrecarga con un cortocircuito. El origen de ambos fenómenos es totalmente distinto. Una sobrecarga se produce cuando circula una corriente por encima de la nominal en líneas u otras máquinas eléctricas, esto puede ser debido a un incremento de la demanda de energía. De ahí la constante regulación de la energía en función de la demanda, de este modo se evitan posibles sobrecargas.

Las sobrecargas tanto en líneas como en máquinas eléctricas ocasionan una reducción de la vida útil debido al envejecimiento prematuro de los aislantes.

### 2.3 Sobretensión y subtensión

La sobretensión consiste en una elevación de la tensión por encima de los valores nominales de explotación. Las causas de este fenómeno pueden ser debidas a fenómenos transitorios en la conexión y desconexión de interruptores, variaciones bruscas de carga, a raíz de un cortocircuito y fenómenos atmosféricos como los rayos.

De la misma manera que ocurre con las sobreintensidades, este fenómeno desgasta los conductores llegando a producir perforaciones en el aislamiento o cebar arcos eléctricos.

En el caso de la subtensión, del mismo modo que la sobretensión, se da lugar cuando la tensión disminuye por debajo de los valores nominales de explotación, en este caso. Se suele producir cuando la red se ve sometida a fallas o debido a errores de regulación en la generación. También, en la rama baja de alta tensión o en media tensión (entorno a los 36 kV), se suelen producir bajadas de tensión (subtensión) debido al arranque de grandes grupos motores o conexión de cargas elevadas.

### 2.4 Perturbaciones

Con el paso de los años y a medida que la tecnología evoluciona sin parar, se ha visto la utilización de componentes electrónicos más a menudo en las protecciones. Los componentes electrónicos ofrecen mejores prestaciones a un coste relativamente más bajo, la posibilidad de producción en masa abarata su coste y permite diseñar sistemas de protección más complejos o no accesibles en un pasado debido al precio. Esto es posible gracias a la integración a gran escala LSI (*Larga-Scale Integration*), donde se combinan alrededor de cinco mil elementos como resistencias y transistores en un cuadrado de silicio de costado inferior a dos centímetros. Un ejemplo de ello son los comparadores, que trabajan con señales de tensión del orden de milivoltios y actúan en cuestión de nanosegundos. En alta tensión al trabajar con tensiones y corrientes elevadas se pueden producir campos electromagnéticos que no afectan en la misma medida a las protecciones electromecánicas que a los componentes electrónicos de protección, pudiendo en estos últimos provocar actuaciones incorrectas o no actuaciones, por lo que es algo para tener en cuenta.

Según el origen y espectro de frecuencia de las perturbaciones se pueden catalogar en seis tipos:

- Perturbaciones de 50 Hz ocasionadas por faltas en el sistema de alta tensión.
- Perturbaciones de alta frecuencia producidas por maniobras o a raíz de faltas en alta tensión.
- Perturbaciones producidas por rayos.
- Perturbaciones generadas por los sistemas de baja tensión.
- Perturbaciones debidas a equipos de alta radiación.
- Perturbaciones generadas por electricidad estática.

Independientemente del origen de estas perturbaciones y cómo estas afectan a los sistemas electrónicos de protección, su estudio es complejo. Debido a esto, es necesario ser conscientes de su existencia, su afectación y tomar las consiguientes medidas preventivas y de protección en función del grado de afectación que se dé según las circunstancias.

### 3. Sistemas de protección en alta tensión

Los sistemas de protección han ido evolucionando a lo largo de los años, con el paso del tiempo se han ido incorporando nuevas formas de protección. Hoy en día existe una gran variedad de ellos, pero para proteger un sistema eléctrico de forma eficiente se ha de coordinar entre distintos tipos de protección con el fin necesario de proteger a las personas, los componentes y a su vez el abastecimiento de energía.

Un modo de clasificación de los distintos tipos de protección que existen se basa en función de su interacción con el sistema eléctrico. Se puede distinguir entre dos sistemas de protección:

➤ Sistemas de protección directos

Son aquellos sistemas que interactúan directamente con el sistema eléctrico interrumpiendo el paso de corriente.

- Fusibles



*Ilustración 4: Línea de distribución protegida por fusibles  
[10]*

Un fusible es un dispositivo de protección que consiste en la fundición de un filamento metálico conductor, dejando así el circuito abierto e interrumpiendo el paso de corriente. La fundición del filamento se produce a una corriente previamente calculada acorde a las necesidades del sistema eléctrico. El filamento se encuentra rodeado de un material aislante que será de mayor capacidad en función del poder de corte del fusible debido a las corrientes que tendrá que soportar.

En el pasado los fusibles se utilizaban como una protección principal y hoy en día continúa dentro de los sistemas de protección como una protección de apoyo o refuerzo. Debido a la sencillez de su funcionamiento son bastante fiables, pero en contra tienen que son destructivos y han de sustituirse.

- Relés directos



Ilustración 5: Interruptor seccionador de alta tensión [11]

Un relé está formado por una bobina en serie con un interruptor, su funcionamiento se basa en que en el momento que se produce un incremento de corriente por encima de los valores establecidos esto genera un campo electromagnético que interactúa con la bobina del relé y dispara el interruptor. Actualmente los relés se activan mediante señales enviadas por sistemas electrónicos que monitorean el estado del sistema eléctrico y de la misma manera dispara el interruptor en caso de ser necesario.

- Sistemas de protección indirectos

Son todos aquella aparata destinada a la protección, haciendo la función de recogida de datos (tensión, corriente, temperatura...). Es decir, no interactúan directamente con el corte de corriente, pero son los encargados de dar la señal de ello a los relés o interruptores. Un ejemplo de esta aparata presente en los sistemas de protecciones son:

- Transformadores de tensión y corriente



Ilustración 6: Transformador de tensión [12]



Ilustración 7: Transformador de corriente [13]

Existen dos tipos de transformadores de tensión y corriente, los de protección y los de medida. La diferencia radica en que en el secundario de los transformadores de protección se alimenta a un relé de protección y en cambio en los transformadores de medida en el secundario tenemos aparatos de medida que recogen las magnitudes transformadas para procesarlas.

Normalmente se utilizan ambos aparatos como reductores de tensión o corriente para tratar las magnitudes transformadas por aparatos de medida precisos y de manera segura para las personas dado que no podrían trabajar con tan elevadas magnitudes, como es el caso en alta tensión, de no ser por estos. Los transformadores de tensión están en paralelo con la línea, en cambio los transformadores de corriente se conectan en serie.

- Fuentes de alimentación auxiliar

Constituyen un papel muy importante dentro de las protecciones, dado que si no se alimentan es como si no se contara con ellas. La alimentación principal proviene de la misma red, pero cuenta con sistemas de alimentación auxiliares como baterías o un SAI (Sistema Alimentación Ininterrumpida). Esto es debido a que no se puede garantizar la totalidad del servicio de alimentación de la red y en cambio se ha de garantizar el funcionamiento de los sistemas de protección en todo momento.

- Equipos de comunicación asociados a las protecciones

Son elementos auxiliares que ayudan en la transmisión de información a las protecciones según el estado del sistema eléctrico. Ejemplo de ello son los hilos piloto que en su día fueron los primeros sistemas de comunicación en este aspecto, actualmente se usan para distancias cortas. Otra forma de transmisión de información es el enlace por radio que permite la transmisión de códigos complejos a mayor velocidad, pese a que depende de la orografía y se ve afectada por fenómenos atmosféricos. Por último, hoy en día lo que predomina cada vez más debido a su reducción de coste con el paso del tiempo, alta velocidad de transmisión e inmunidad a interferencias electromagnéticas es el enlace por fibra óptica.

Algo que se ha de tener en cuenta a la hora de proteger un sistema eléctrico y que debe estar presente en todos los sistemas de protección son las siguientes características que han de ofrecer:

- ✓ **Seguridad.** Es la correcta actuación de los componentes, tener la certeza de que actuarán cuando sea necesario y que, de la misma manera, no lo harán cuando no lo sea.
- ✓ **Obediencia.** Capacidad de reacción frente a las órdenes que se impongan en el momento sin ningún tipo de impedimento, dentro de los márgenes de trabajo del sistema de protección.
- ✓ **Fiabilidad.** Es el conjunto obtenido a partir de la seguridad y obediencia que puede aportar el sistema de protección. La capacidad de actuar sin impedimentos y de manera eficaz ante una falta real y no por error.
- ✓ **Precisión.** El rango de valores que pueda manejar la protección y su actuación delante de éstos. Será más preciso aquel que pueda distinguir los valores mínimos establecidos en un sistema de protección sin que ello suponga una mala actuación debido a perturbaciones u otras faltas.
- ✓ **Rapidez.** Actuación en un breve espacio de tiempo desde que se detecta la falta para evitar daños en la instalación o en personas. Esto es considerado así siempre y cuando las protecciones no estén programadas para actuar con un desfase de tiempo por motivos de selectividad.
- ✓ **Flexibilidad.** Tener la posibilidad de interactuar con otras protecciones y adaptarse a posibles cambios en el sistema eléctrico que protege.

- ✓ **Simplicidad.** Esto se refiere tanto en las dimensiones que ocupa a la hora de posicionarlo como las funciones e interacciones que tiene con el usuario, valorando positivamente la sencillez y facilidad de configuración.
- ✓ **Mantenimiento.** Como cualquier otra máquina eléctrica que se vaya a utilizar por largos periodos de tiempo o indefinidamente, este tipo de máquinas requieren de mantenimientos programados que se aseguren del correcto de funcionamiento. El mantenimiento será más sencillo y menos requerido en aquella apartamentada que requiera de pocas piezas sujetas al desgaste de su explotación o en todo caso de fácil sustitución.
- ✓ **Facilidades de prueba.** Esta cualidad se encuentra en aquellos dispositivos de protección que incorporen métodos de prueba de su correcta operación o el buen estado del dispositivo sin necesidad de ser desconectados del sistema que protegen. Esta capacidad de **autodiagnóstico** se valora positivamente dado que ello ayuda en el mantenimiento y su fiabilidad.
- ✓ **Modularidad.** Esta característica va ligada con la simplicidad, en este aspecto se refiere a la compactación del conjunto de protección en un módulo de fácil instalación, a su vez también de fácil reparación y detección de averías.
- ✓ **Precio.** Es una de las características más importantes dado que es un factor que limita el grado de protección de una instalación eléctrica más allá del estrictamente necesario. Evidentemente se valora positivamente que sea de un precio reducido.

A continuación, se procede a la explicación del funcionamiento de unos de los sistemas de protección más comunes presentes en líneas, transformadores y generadores en alta tensión.

### 3.1 Protección de sobreintensidad

La protección de sobreintensidad es a la que más familiarizado se suele estar, debido a que los cortocircuitos son conocidos por las sobreintensidades que provocan; además de otras consecuencias como: sobrecargas térmicas, dinámicas, tensiones de paso y contacto e interferencias. También pueden darse sobreintensidades debido a sobrecargas.

Este tipo de protección se divide en tres grupos.

### 3.1.1 Protección de sobreintensidad instantánea

Cuando se habla de relés instantáneos se ha de aclarar que actuarán en cuanto se supere el valor de referencia establecido, pero no será instantáneo, sino que habrá un ligero retardo debido a las características constructivas del relé.

Se puede apreciar en la siguiente curva el retardo que habrá en función del calibre de la intensidad que se seleccione. Esta curva suele ser proporcionada por los fabricantes de este relé.

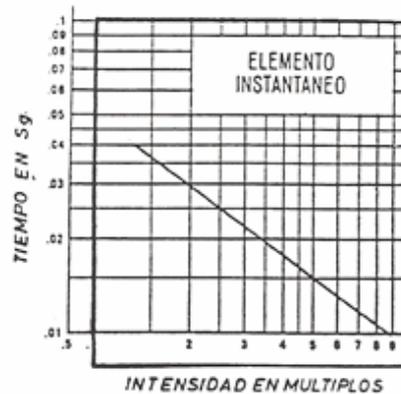


Gráfico 1: Ejemplo relé de sobreintensidad instantáneo [14]

### 3.1.2 Protección de sobreintensidad a tiempo independiente

Los relés de sobreintensidad a tiempo independiente se caracterizan porque operarán en un tiempo determinado independientemente del valor de intensidad que los haga actuar, siempre y cuando este valor de intensidad esté por encima del valor de referencia ajustado en el relé. Este tiempo puede ser ajustado, pero será constante. Los gráficos de este tipo de relé quedan así:

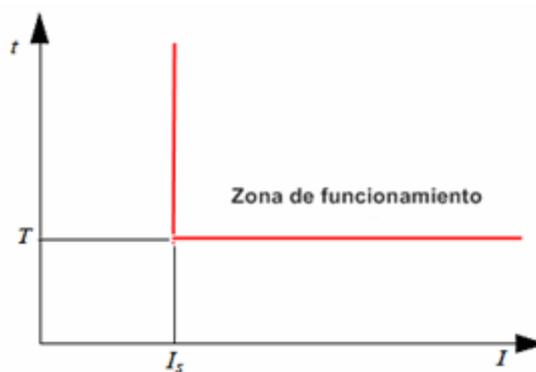


Gráfico 2: Relé de sobreintensidad a tiempo independiente [14]

### 3.1.3 Protección de sobreintensidad a tiempo dependiente

Estos tipos de relés son conocidos también como de “tiempo inverso”, debido a que el tiempo es inversamente proporcional a la corriente que haga actuar a la protección. Es decir, mientras mayor sea la corriente de defecto, menor será el tiempo de actuación del relé.

Dentro de la protección de sobreintensidad a tiempo dependiente encontramos tres variantes:

- SIT: Normal inversa (*Standar Inverse Time*)
- VIT: Muy inversa (*Very Inverse Time*)
- EIT: Extremadamente inversa (*Extremely Inverse Time*)

La siguiente ecuación define la curva de operación características del relé:

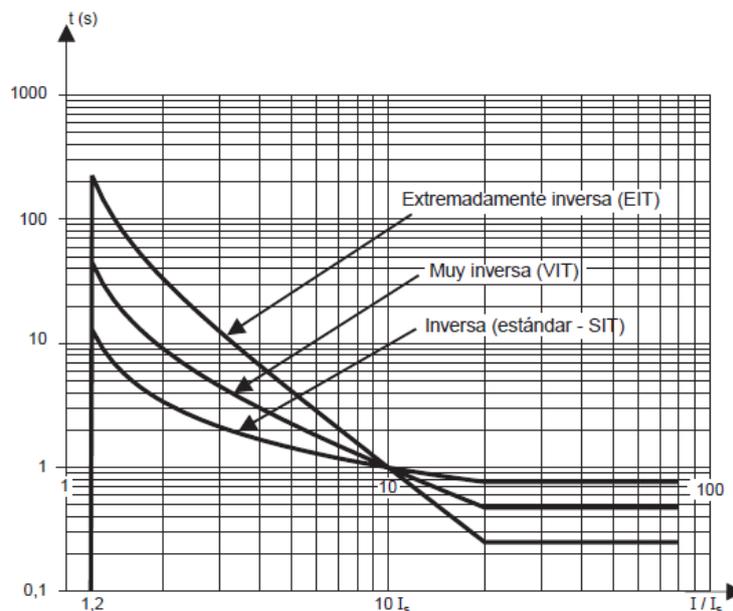
$$t = \frac{k}{\left(\frac{I_p}{I_a}\right)^{\alpha-1}} [s]$$

*Ecuación 2: Tiempo de operación relé sobreintensidad a tiempo dependiente*

$I_p$ : Intensidad de paso;  $I_a$ : Intensidad de ajuste;  $k$  y  $\alpha$ : Constantes constructivas;  $t$ : tiempo de operación

Como se puede apreciar en la *ecuación 2*, el tiempo de actuación del relé dependerá de las características constructivas del fabricante (no ajustables) y otra parte regulable como la corriente de ajuste. En función de las constantes constructivas obtendremos un tipo de relé de protección de sobreintensidad a tiempo dependiente, en la cual ajustaremos la corriente para que actúe más rápido en mayor o menor medida.

Seguidamente se puede apreciar un gráfico representativo de los tres tipos de relé:



*Gráfico 3: Curvas de actuación a tiempo dependiente [15]*

- $10I_s$  es el valor de referencia para T
- T = Temporización de reglaje en SEPAM (ms o s)
- $I_s$  = umbral intensidad de reglaje SEPAM (en A)

- SEPAM: *Square Electrical Protection And Monitoring.*

### 3.2 Protección de sobreintensidad direccional

La protección de sobreintensidad direccional se caracteriza porque además de actuar cuando sobrepasa un valor de corriente establecido, la potencia generada por la corriente de falta ha de circular en un sentido determinado para hacerla actuar. Se suele utilizar este tipo de protección en líneas dónde hay alimentación por ambos extremos (redes bialimentadas).

Actualmente un elemento electrónico es el que se encarga de procesar la lectura de la zona protegida, recibe información en forma de módulo y ángulo, con los que puede determinar el sentido en el que fluye la potencia. De esta manera dispara o no el relé de protección. Este tipo de relés se suelen ajustar para que actúen cuando detectan una anomalía en el sistema y el sentido de la potencia se opone al establecido, que suele ser cuando la corriente de falta se opone al sentido en el que fluye la alimentación hacia la carga.

En varios casos y el uso habitual antes de la aparición de sistemas electrónicos que faciliten la actuación de las protecciones, es la de elementos electromecánicos que gracias a la lectura de los campos electromagnéticos que se crean durante las faltas brindan este tipo de protección. Los elementos que conforman la protección de sobreintensidad direccional son: una unidad direccional y una de sobreintensidad. En la unidad direccional se generarán dos flujos:  $\phi_U$  y  $\phi_I$ . Con esta lectura de flujos se deduce el sentido de la potencia que circula por la zona protegida y en función de ello el relé actuará o no.

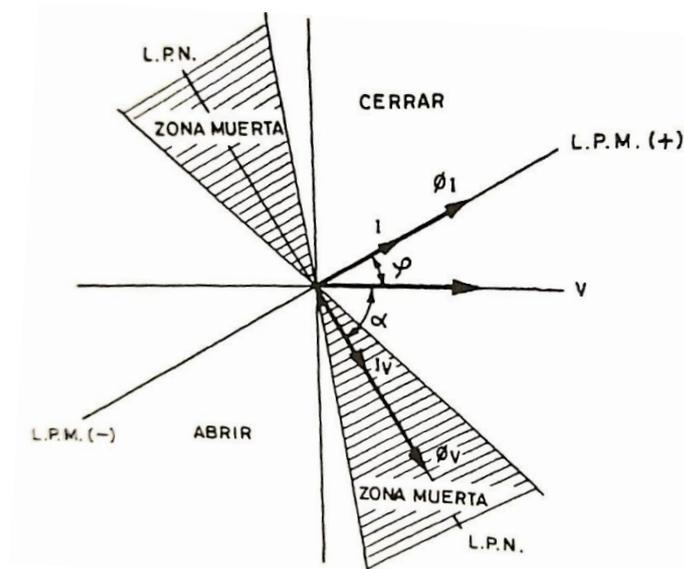


Ilustración 6: Zonas de operación de un relé direccional electromecánico [2]

L.P.M (+): Línea de par máximo; L.P.M. (-): Línea de par mínimo;  $\phi_V$ : Flujo debido a U  
 $\phi_I$ : Flujo debido a I;  $\alpha$ : Ángulo de desfase entre U e I

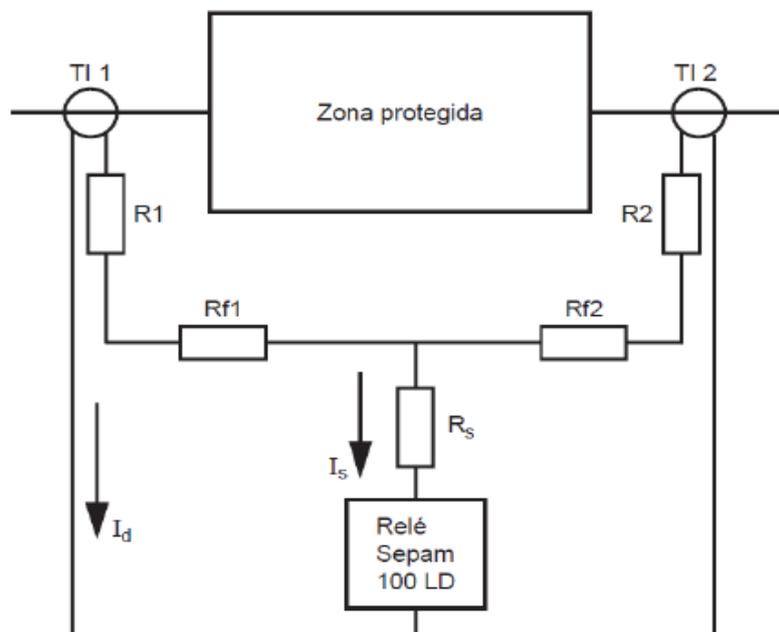
### 3.3 Protección diferencial

Los sistemas de protección diferencial hacen referencia al nombre por el cual se les conoce, consiste en la comparación/diferencia entre la entrada y salida de corriente de la zona protegida. Se fundamentan en la primera ley de Kirchoff, la ley de nodos. Por lo tanto, la corriente de entrada tiene que ser la misma que la de salida. Si hay una variación quiere decir que hay una falta u anomalía en la zona protegida.

Dentro de la protección diferencial podemos distinguir entre:

#### 3.3.1 Protección diferencial de alta impedancia

La principal diferencia y particularidad en el caso de la protección diferencial de alta impedancia es que la medida de referencia a controlar es la tensión y no la corriente como en el resto de los casos dónde se aplica la protección diferencial. Se hace la lectura en bornes de la resistencia de alta impedancia, se ha de tener en cuenta las resistencias de los transformadores de intensidad y las propias del cable, de este modo la lectura es más precisa. Cuando se aprecia una variación de tensión fuera del rango establecido se dispara el relé de protección diferencial.



- R1 , R2:** Resistencias del secundario de los TI's  
**Rf1 , Rf2:** Resistencias de los cables del TI al relé  
**Res:** Resistencia de estabilización, de valor elevado  
 ⇒ de aquí le viene el nombre de Alta Impedancia.  
**Id:** Intensidad secundaria de defecto vista por el TI.

Ilustración 7: Esquema protección diferencial de alta impedancia [15]

Este tipo de protección es muy selectiva, es decir, únicamente actúa en relación con la zona que queda comprendida entre los transformadores de medida. Es por lo que no necesita ser coordinada con otras protecciones.

La zona que se ha de proteger no puede tener un transformador de por medio, dado que el cambio de tensión haría disparar la protección.

### 3.3.2 Protección diferencial porcentual

Este tipo de protección es aplicable en todos los casos (líneas, transformadores, motores...). La particularidad de la protección diferencial porcentual es que la corriente de arranque del relé crece en función del incremento de corriente de defecto que circule por la zona protegida. Es así como en situaciones en las que haya grandes corrientes de defecto se asegura la rápida y correcta actuación del dispositivo de protección.

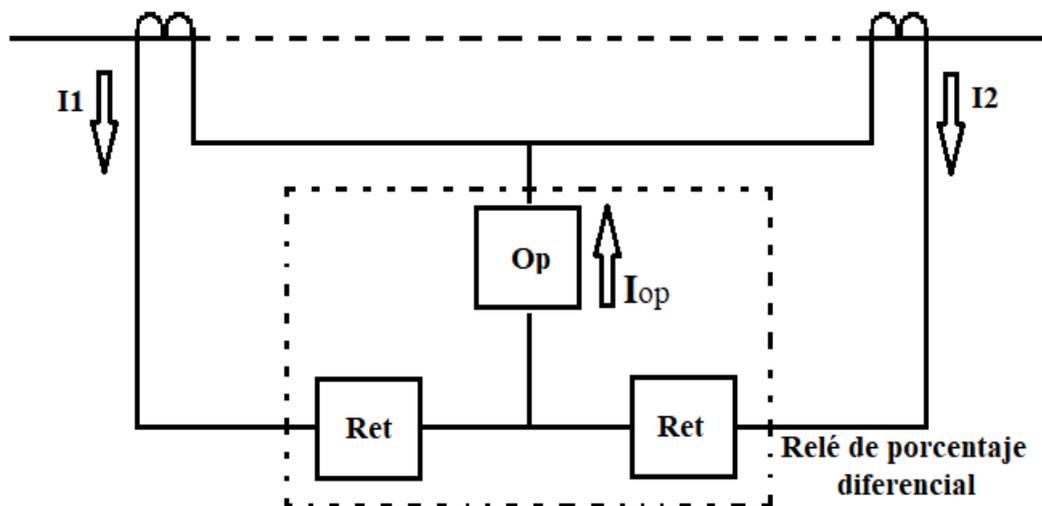


Ilustración 8: Esquema protección diferencial porcentual [Fuente propia]

La corriente de operación  $I_{op}$  es la que se establece en el relé, ésta se compara con  $I_{Ret}$  que es la diferencia de  $I_1$  e  $I_2$ . Los elementos electrónicos que componen esta protección se pueden observar en la *ilustración 8* ubicados en recuadros.  $R_{et}$  es el encargado de retener las lecturas de corrientes y  $O_p$  sería el comparador que procesa dichas lecturas.

### 3.4 Protección de sobretensión y subtensión

El funcionamiento de la protección de sobretensión y subtensión se puede asemejar al de sobreintensidad, es decir, consiste en la comparación entre un valor que se ajusta como referencia y el valor medido. En este caso en vez de una bobina amperimétrica se usa una voltimétrica.

### 3.4.1 Protección de subtensión

Los equipos que son más susceptibles a caídas de tensión son motores y reguladores. Es necesaria la protección contra estas caídas de tensión debido a que esto puede llevar a pérdida de par motor en la zona que se vea afectada, se ha de recordar que el par desarrollado por los motores se rigen por:

$$P = k \cdot V^2$$

*Ecuación 3: Par motor en función de la tensión*

Como se puede apreciar en la ecuación 3, una caída de tensión afecta de manera cuadrática al par.

Las causas que pueden generar estas caídas de tensión pueden ser debidas a oscilaciones en la red, cortocircuitos y arranques de grupos motores simultáneamente.

### 3.4.2 Protección de sobretensión

Dentro de este tipo de falta, se encuentran las sobretensiones transitorias. Éstas pueden ser de origen atmosférico o a raíz de una maniobra.

También hay que tener presente las sobretensiones de régimen permanente, producidas por defectos de regulación en centrales o a causa de maniobras anómalas de reposición de la red.

Los equipos especialmente sensibles ante sobretensiones son transformadores, generadores y baterías de condensadores. Los equipos citados además de ser costosos no son de fácil reparación ni sustitución, en el caso de transformadores, por ejemplo. Por ello es necesario su correcta protección.

## 3.5 Protección de distancia

El funcionamiento de este tipo de protección es bastante sencillo. Consiste en el cálculo de la impedancia de la zona que protege como el cociente de la tensión entre la corriente. En condiciones de operación normales y los márgenes necesarios ya ajustados, cualquier valor de impedancia fuera de lo anteriormente mencionado nos alerta de una falta en la zona del relé de protección o fuera, pero que afecta de todos modos.

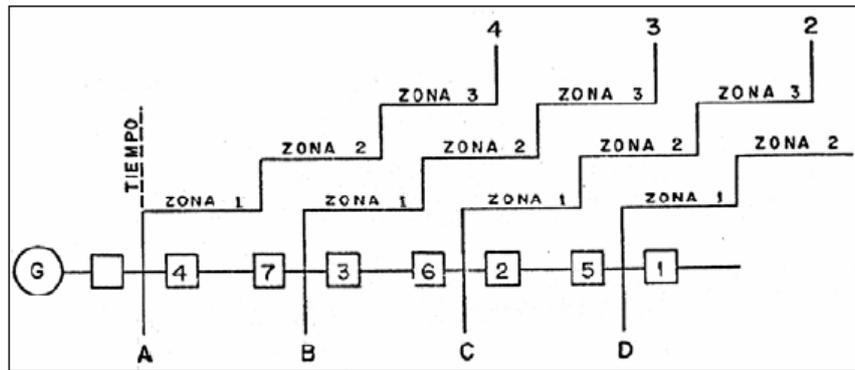


Ilustración 9: Esquema protección de distancia [16]

Para comprender el esquema anterior se ha de entender el eje X de los escalones (4, 3, 2) como un eje de impedancia comprendido entre los nodos correspondientes (A, B, C, D). Es decir, como se puede apreciar, la zona 1 se encuentra siempre alrededor del 80% de la impedancia de la línea A-B para evitar disparos intempestivos, en todo caso siempre inferior al 100% de la impedancia de la línea, de no ser así la protección actuaría a la menor variación de la impedancia de la línea. El resto de las zonas tienen en cuenta la impedancia de línea que protege más un porcentaje de la línea siguiente, de la misma manera conforme aumenta las zonas.

El nombre de este tipo de protección le viene debido a que en las líneas de transporte de energía la impedancia se mide en función de la distancia, como el funcionamiento de esta protección consiste en el control de la misma magnitud se le ha dado ese nombre.

Para el caso de líneas de alta tensión, las corrientes de defecto que pueden llegar a producirse son muy altas, del orden de decenas de kilo amperios. Estas corrientes precisan de una actuación rápida dado que de lo contrario pueden causar inestabilidad al sistema, daños materiales o incluso daños personales. Es aquí donde entran las protecciones de distancia, puesto que en comparación con las protecciones de sobrecorriente presentan las siguientes ventajas:

- No se ven afectadas por los cambios en la configuración del sistema de potencia.
- Son más fáciles de ajustar y coordinar.
- Tienen una mayor zona de operación instantánea.
- Cuentan con una mayor sensibilidad.

## 4. Protección de líneas y máquinas eléctricas

### 4.1 Protección de generadores

Conforme aumenta la potencia de las máquinas, aumentan también la cantidad de protecciones y su complejidad.

Los generadores, al ser máquinas rotativas, las perturbaciones en la red les afecta de manera diferente. De ahí que cuenten con otros tipos de protección además de los mencionados en el apartado anterior. La mayoría de los relés y sensores de protección son incorporados por el fabricante con el fin de lograr la máxima compactación en el conjunto de la máquina. Este hecho es de gran ayuda a la hora de proteger un generador, dado que quedaría pensar en la protección exterior a la maquina; conviene saber también en que consiste las protecciones que ya tiene incorporadas.

A continuación, se mencionarán y se hará una breve descripción de algunas de las protecciones para generadores con potencias de más de 300 MVA [2], también podemos hallar varias de ellas en generados de menor potencia:

- **Protección de sobretensión:** Se encarga de desconectar la central de la red en el caso en que la tensión de distribución suba mucho y se mantenga. Se realiza mediante un relé voltimétrico entre las fases de salida del generador. Esto evita una posible perturbación en la red.

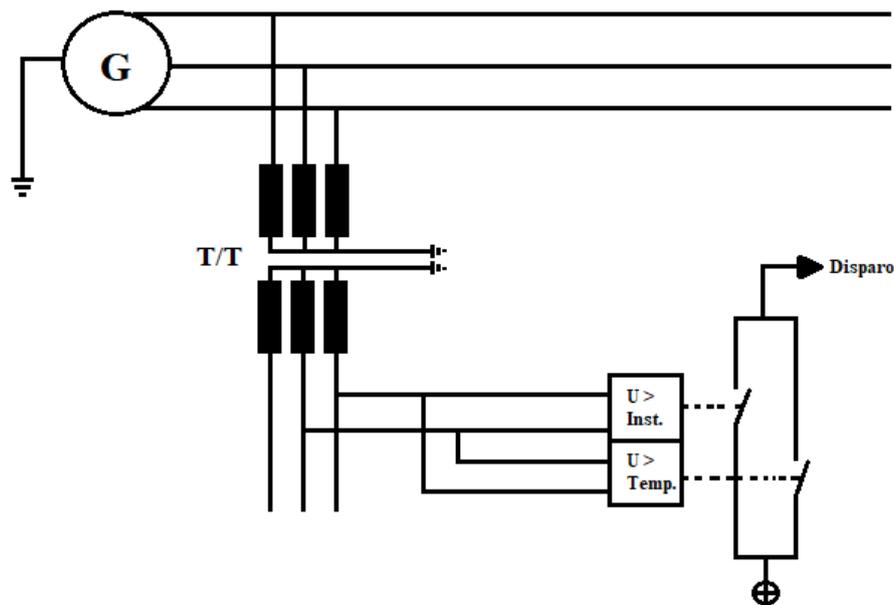


Ilustración 10: Esquema protección sobretensión generador [Fuente propia]

Se puede apreciar también que esta protección dispone de una actuación instantánea y otra temporizada.

- **Protección de cortocircuitos entre espiras:** Mediante la ayuda de un transformador de tensión se realiza la suma de tensiones de fase, junto a un relé voltimétrico de máxima tensión se detecta si se produce un cortocircuito entre espiras.

- **Protección de subfrecuencia:** Es de especial atención, dado que para frecuencias inferiores a la nominal las turbinas entran en resonancia, lo que conlleva posibles averías. Esto suele pasar en el momento en el cual se rompe el equilibrio entre generación y consumo. En el momento en que se disparan las protecciones se deja alimentando los equipos auxiliares y se procede a un frenado descendente, dado que si fuese de forma brusca podría producirse un embalamiento que generaría una sobrefrecuencia.
- **Protección de carga asimétrica:** La presencia de cargas desequilibradas produce corrientes de secuencia inversa. Estas corrientes inducen perturbaciones en el campo y generan un sobrecalentamiento del rotor. Antiguamente la tolerancia para estas corrientes podía llegar a ser del 15% [2], hoy en día la tolerancia es del 6% [2]. Existen relés electrónicos que detectan la presencia de corrientes de secuencia inversa y disparan en función de la intensidad y frecuencia con las que se detectan.
- **Protección de sobretensión en el estator:** La causa que provoca el sobrecalentamiento del estator, se debe a un desperfecto en el sistema de refrigeración, una sobrecarga o un cortocircuito en el estator. Actualmente se monitorea la temperatura del estator a través de detectores que envían la información para ser proceda y en cuanto se sobrepase un límite predeterminado se da la orden de apertura.
- **Protección diferencial:** En el caso de la protección diferencial, para grandes generadores se suele realizar de manera independiente tanto en el generador, como en el transformador y la red. Para generadores de menor potencia se puede hacer agrupaciones parciales como generador-transformador o incluso totales, teniendo así entre los transformadores de intensidad el generador, el transformador y parte de la red.

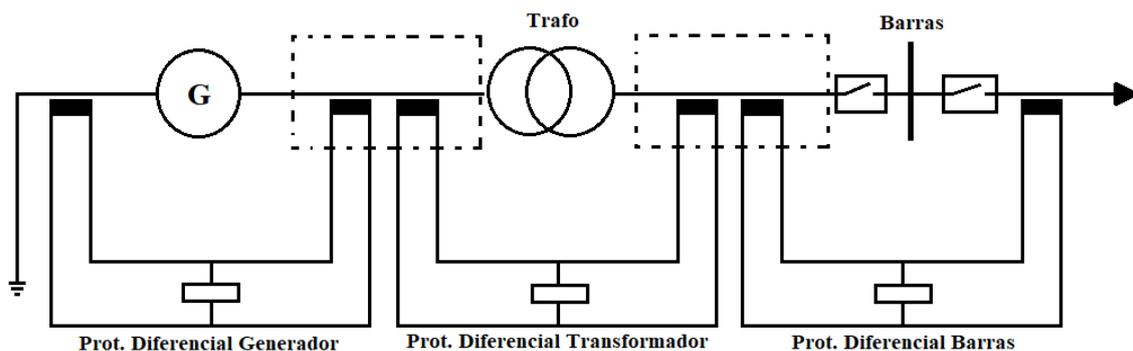


Ilustración 11: Protección diferencial generador, transformador y barras [Fuente propia]

- **Protección de mínima impedancia:** Aplica el funcionamiento de la protección de distancia, la encontramos siempre como protección de apoyo y tiene un desfase dado que las máquinas como el generador y los transformadores vienen con sus protecciones incorporadas. El desfase es para esperar la actuación de dichas protecciones, en el caso de no hacerlo da la orden de disparo.
- **Protección de retorno de energía:** Esta protección está más encarada en proteger la turbina, dado que en caso de fallo de la energía motriz la turbina puede pasar a ser arrastrada por la red y funcionar como motor. Esto puede ocasionar daños en la turbina, el elemento de protección en este caso suele ser un relé de sobreintensidad direccional.

Las protecciones en generadores de mayor potencia suelen tener dos grupos de protección alimentados independientemente, de esta manera si se produce algún fallo en la fuente de alimentación no afecta a ambos grupos.

#### 4.2 Protección de transformadores

Las causas externas de fallos en transformadores suelen ser sobretensiones, sobrecargas, cortocircuitos en la red y variaciones de frecuencia notables. Los fallos internos se producen a causa de defectos de aislamiento en el núcleo, defecto a masa, cortocircuitos entre espiras...

Al igual que en el caso de los generadores, conforme aumenta la potencia del transformador, aumentan también la cantidad de protecciones que llevará y su complejidad. Para transformadores de potencias inferiores a 5 MVA, se suele utilizar fusibles para la protección contra cortocircuitos y un termómetro para la protección contra sobrecargas.

La protección contra sobretensiones se realiza mediante pararrayos y descargadores. Se suelen instalar lo más cerca posible al transformador, en el caso de que el transformador cuente con un conmutador de tomas instalado en el neutro, aquí mismo deberá disponerse de un pararrayos también.

Otra protección que se ha de tener presente es la protección del sistema de refrigeración del transformador. Dado que los transformadores en baño de aceite presentan mayores riesgos si no se controla la refrigeración, el método para su protección consiste en un termómetro que verifica la temperatura del aceite u otro sistema similar que desconecte el transformador si no se puede estabilizar la temperatura dentro de los márgenes permitidos.

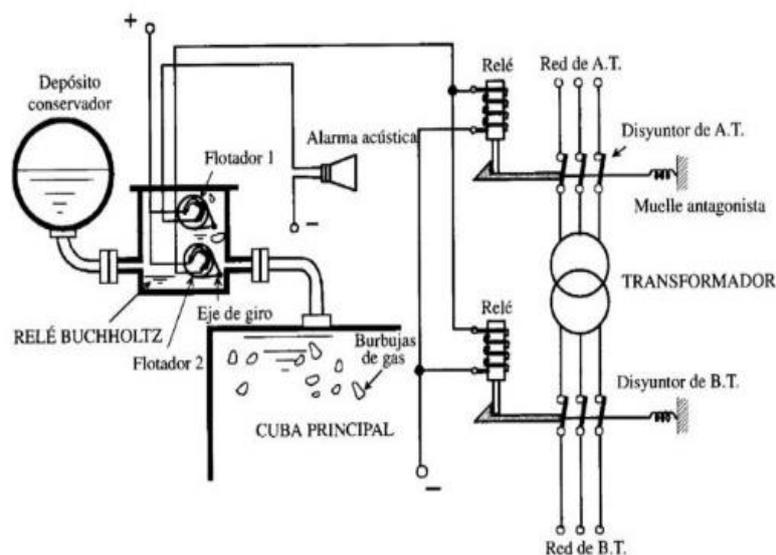


Ilustración 12: Esquema funcionamiento relé Buchholz [28]

La protección Buchholz se fundamenta en la producción de un gas en el aceite refrigerante cuando se genera un arco interno en caso de avería, cuenta con un par de boyas que detectan la producción de este gas. La primera actúa dando una señal de alarma, en caso de que se produzca este gas de manera brusca la segunda boya dispara y desconecta el transformador.

Esta protección es muy útil dado que detecta defectos de aislamiento, contactos defectuosos, rotura de conductores, calentamiento del núcleo y sobrecargas internas.

En la protección diferencial para transformadores se encuentran particularidades que dificultan su planteamiento. Las corrientes a un lado y al otro del transformador no son las mismas, también la de los transformadores de intensidad debido a que usan relaciones de transformación diferentes, con lo que seguimos encontrándonos en la misma situación. Este hecho da a lugar a una diferencia angular y de magnitud en las corrientes a ambos lados. Para corregir este error se utilizan transformadores auxiliares para igualarlos a una única corriente que circulará por el relé diferencial de protección.

Otra dificultad añadida a la protección diferencial en transformadores se produce en la energización del núcleo, esto produce una corriente transitoria de magnetización. La protección diferencial ha de saber distinguir entre este fenómeno y una falta real. Una manera de solucionar este problema es desconectar esta protección durante la energización del núcleo, siempre y cuando actúe como una protección de apoyo y la principal sean fusibles. Los fusibles soportarían la corriente transitoria sin problema y a la vez protegerían el transformador de un cortocircuito.

La protección contra sobreintensidades protege al transformador de faltas externas. En el caso de transformadores de dos arrollamientos, se instalan relés de sobreintensidad de fases, de modo que si se produce una falta en un arrollamiento se desconecte este y deje en funcionamiento el otro arrollamiento.

El uso de la protección de distancia se da en grandes transformadores, se utilizan para reforzar la protección del transformador y como protección de reserva de redes enlazadas.

Con todo lo mencionado anteriormente, para que las protecciones actúen de manera selectiva y eficientemente, tenemos como objetivo cumplir que [3]:

- El sistema de protección no debe actuar para valores de sobrecarga inferiores al 120% de la capacidad nominal del transformador y por encima de 85% para subtenión.
- Las faltas externas al transformador deben despejarse en un tiempo inferior al establecido por sus limitaciones térmicas.
- El sistema de protección no debe actuar con la corriente transitoria de magnetización del transformador.
- La protección de sobreintensidad no deberá actuar por debajo del 140% de la intensidad asignada del transformador.

### 4.3 Protección de líneas y cables

Las líneas y cables juegan un papel muy importante dentro de cualquier sistema eléctrico. Hacen de enlace durante el transporte de energía eléctrica desde la generación hacia el consumo, soportando las distintas condiciones climáticas que se puedan presentar allá donde se desea tener electricidad, es por lo que precisan de especial atención. Además de su importancia, son también los elementos más castigados y expuestos, ya sea por fenómenos atmosféricos u otras circunstancias completamente alienas a la explotación como accidentes, obras, incendios, etc.

A la hora de saber cómo proteger una línea se deben tener en cuenta varios factores, por ejemplo, el tipo de circuito (líneas aéreas, líneas en paralelo, líneas de distribución, etc.), función e importancia de la línea, la tensión a la que está sometida, importancia en la continuidad del servicio y el tiempo necesario para despejar una falta sin producir daños a personas o componentes.

Dado que este trabajo se centra en sistemas de alta tensión, en este aspecto las líneas a proteger son en su gran mayoría líneas de transmisión de energía eléctrica. Si se baja hasta media tensión se encuentran también líneas de distribución a grandes industrias, aeropuertos u hospitales.

A continuación, se verán los sistemas de protección en líneas o cables de transmisión.

#### 4.3.1 Protección de sobreintensidad

La aplicación de la protección de sobreintensidad se utiliza mayormente en redes de media tensión, su uso exclusivo en alta tensión queda reservada para casos particulares.

Los relés de sobreintensidad utilizados como protección básica contra cortocircuitos suelen ser de tiempo independiente o fijo, según se requieran las circunstancias. Debe de tenerse en cuenta la zona que protegen y considerar la impedancia de la fuente de alimentación, en caso de cortocircuito esto afectará en mayor o menor medida. Es debido a estos hechos que la elección del relé de sobreintensidad depende de la configuración del sistema eléctrico.

La cantidad de relés para proteger la línea dependerá de la configuración del neutro que tenga la línea, en el caso de neutro aislado se utilizará al menos dos relés de fase. En el caso de tener el neutro conectado a tierra se utilizarán al menos dos relés de fase y uno en el neutro.

Los relés de sobreintensidad instantáneos se utilizan en líneas cortas o en su lugar en líneas donde se han calculado las corrientes de cortocircuito de modo que cada relé actuará selectivamente detectando los cortocircuitos de su zona. Los relés de sobreintensidad de tiempo dependiente se suelen utilizar en líneas largas, dado que una falta cerca del punto de generación es más crítica que una lejana, este tipo de relé puede actuar de forma correcta en ambos casos. De esta manera se explica el uso de un relé instantáneo en líneas cortas, se elimina la falta de manera más rápida al producirse cerca del sitio de generación o transmisión en el caso de un transformador.

En el caso de redes alimentadas por ambos lados como redes en anillo, donde el flujo de potencia influye a la hora de la detección de una falta podemos encontrar relés de sobreintensidad direccional. Este tipo de protección direccional se utiliza también como protección de apoyo frente cortocircuitos a tierra resistentes.

#### 4.3.2 Protección de sobrecarga

La principal función de este tipo de protección es mantener la temperatura del conductor dentro de sus limitaciones térmicas. Se ha de recordar que si se somete a una elevada tensión a un conductor la corriente circulante se dispara, con lo que aumenta la temperatura en el conductor pudiendo llegar a fundirse si no se protege adecuadamente.

Esta protección está más presente en líneas subterráneas dada la dificultad para evacuar el calor que presenta esta configuración. En líneas aéreas se puede encontrar en interconexiones o como protección de apoyo, dado que no es estrictamente necesaria en esta configuración. Como elementos protectores ante la posible sobrecarga debido a un rayo contamos con pararrayos autoválvula, que realizan la función de protección de sobrecarga.

#### 4.3.3 Protección de distancia

La protección de distancia es la más utilizada en redes de transporte. Esto es debido a que abarcan una mayor zona de operación y de manera rápida. Aunque requiere de precisión a la hora de dimensionarla, es de fácil ajuste.

Según el *IEEE, ANSI estándar C37.2* un relé de distancia es aquel que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia del circuito disminuyen a unos límites anteriormente fijados.

Un relé de distancia tipo reactancia no depende de la componente resistiva, únicamente tiene en cuenta la parte reactiva de la impedancia de la línea que protege. Se suele utilizar este tipo de modelo en líneas cortas, dado que la parte resistiva de la impedancia en el lugar de la falta será la del arco en serie con la resistencia de puesta a tierra, ésta es bastante grande en comparación con la de la línea, de ahí su uso. De este modo se protege toda la línea con alta velocidad de detección.

Un relé de distancia tipo admitancia o mho se utiliza frecuentemente en líneas largas y donde puedan producirse grandes oscilaciones de potencia. Dadas sus características reacciona muy bien frente a la resistencia del arco en el lugar de la falta, es por lo que se utiliza para grandes distancias al tener una mayor sensibilidad para detectar las faltas de una manera veloz.

Para líneas de distancia media se utiliza un relé de distancia tipo impedancia, que tiene en cuenta tanto la parte reactiva como resistiva. La sensibilidad respecto a las oscilaciones de potencia no es tanta como un relé tipo reactancia, pero es más que un relé tipo admitancia.

#### 4.3.4 Protección diferencial

La protección diferencial longitudinal se encuentra en redes inferiores a 25 Km, como redes malladas que por su naturaleza suelen ser inferiores a esa distancia.

Para su aplicación en líneas de mayor distancia se utilizan dispositivos electrónicos que miden el valor de intensidad a tiempo real y se encuentran en sincronismo en ambos extremos de la zona de protección. El funcionamiento de la protección diferencial sigue siendo el mismo que se basa en la comparación de corrientes a banda y banda de la zona a proteger, sino que cambia el procesamiento de esa información, en este caso si se detecta una falta se da la señal de teledisparo.

## 5. Coordinación de los sistemas de protección

La coordinación de los sistemas de protección engloba varios aspectos necesarios a la hora de proteger un sistema eléctrico. Esto se fundamenta en que a la hora de elegir las protecciones y proceder con su configuración en función de lo que se vaya a proteger, es necesario un conocimiento amplio de la red eléctrica y los sistemas que interactúan. Es necesario tener en cuenta todos estos aspectos para una correcta coordinación de las protecciones. En definitiva, la coordinación consiste en una adecuada interacción entre las protecciones, dispuestas de una manera determinada con el fin de garantizar en mayor nivel la protección, ya sea de personas u objetos. En este aspecto se pueden diferenciar dos tipos de protecciones:

### ➤ Protecciones de funcionamiento cerrado

Este tipo de protecciones se caracteriza por su independencia de funcionamiento, es por lo que también se les conoce como protecciones de selectividad independiente. Al no depender de las demás, desde el punto de vista de coordinación, se puede decir que hacen la función de protecciones principales. Precisan de un ajuste adecuado y la comprobación de un funcionamiento correcto, pero no de un estudio de coordinación respecto a otras. Un ejemplo de este tipo de protección es la diferencial.

### ➤ Protecciones de funcionamiento abierto

En el caso de estas protecciones la coordinación es necesaria para que haya selectividad respecto a otras de las cuales son dependientes. También son conocidas como protecciones de apoyo o de segunda cobertura. Un ejemplo de ello son las protecciones de sobreintensidad.

### 5.1 Criterios sobre selectividad

Se puede decir que existe selectividad entre sistemas de protección de sobreintensidad si dada una falta en un lugar determinado del sistema eléctrico, actúa únicamente la protección que se encuentre inmediatamente aguas arriba. Si existe esta selectividad, quiere decir que las curvas tiempo-corriente de los dispositivos no se cortan. Esta separación entre curvas de los dispositivos se conoce como curvas de selectividad, un correcto ajuste garantiza la eliminación de la posibilidad de corte entre curvas.

En condiciones de cortocircuito, al tratarse de una corriente bastante elevada y quedando así mucho más pequeñas las corrientes de disparo de las distintas protecciones en comparación, es necesario añadir un retardo a las protecciones situadas aguas arriba. El margen de tiempo que se deja tiene en cuenta el tiempo que tarda un arco en extinguirse sin que haga saltar a la siguiente protección. Existe una fórmula para estimar este valor:

$$\text{Margen} = (t_{pa} + t_a)$$

*Ecuación 4: Margen de extinción de un arco*

$$\Delta t \geq (t_{pa} + t_a)$$

*Ecuación 5: Margen selectivo entre protecciones*

$t_{pa}$ : tiempo de prearco;  $t_a$ : tiempo de arco;

Es decir, el margen es el tiempo justo que tarda el arco del interruptor aguas abajo en cerrarse. Por lo tanto, como margen de seguridad tenemos  $\Delta t$  que está un poco por encima de este margen. Como referencia, independientemente del nivel de tensión en el que se esté, la diferencia de tiempo entre una protección y otra para que haya selectividad será entre 0,3 y 0,5 segundos.

En el caso de fusibles, para que haya selectividad entre dos o más fusibles ha de cumplirse que la corriente nominal de cada uno sea diferente. La relación  $\frac{I_2}{I_1}$ , teniendo como  $I_2$  como la corriente del fusible aguas arriba e  $I_1$  como la del fusible aguas abajo; para tener un orden de magnitud, si esta relación es igual o superior a 2 la selectividad estará garantizada.

## 5.2 Curvas de intensidad-tiempo

Los fabricantes de las protecciones de sobreintensidad proporcionan las curvas de intensidad-tiempo donde se reflejan las distintas curvas para cada ajuste del relé. Normalmente cuentan con:

- Ajuste del calibre del relé. (Ha de tenerse en cuenta las corrientes de arranque, si se tratan de motores).
- Ajuste del elemento instantáneo. (Corriente a partir de la cual el relé actúa en un tiempo muy reducido).
- Ajuste del retardo de disparo del relé instantáneo y nominal. (Gracias a este ajuste se permite dejar los márgenes de selectividad entre protecciones).

## 5.3 Consideraciones sobre los valores límite de ajuste

Han de tenerse en cuenta 3 factores primordiales en el ajuste de las protecciones, el valor máximo, el mínimo y el de carga.

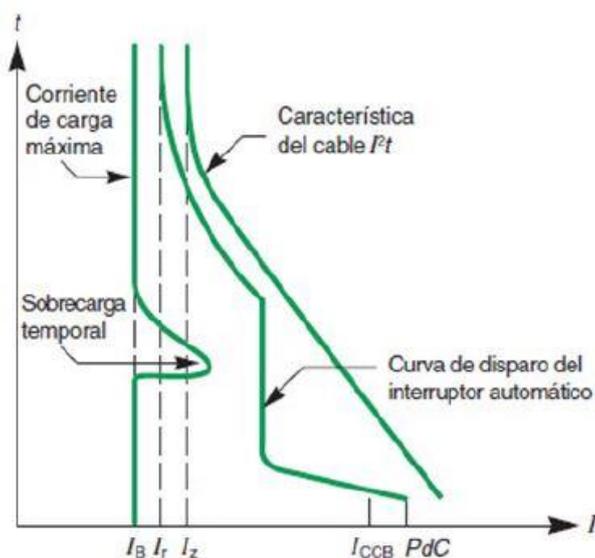


Ilustración 13: Curvas a tener en cuenta en las protecciones de sobrecorriente [4]

El valor mínimo es aquel valor a partir del cual se dispara la protección sin presencia de falta, este valor ha de estar por encima de corrientes de arranque u otro fenómeno que haga actuar indebidamente la protección.

A la hora de tener en cuenta los valores de carga, han de considerarse también los márgenes admisibles de sobrecarga en los que puede trabajar el sistema eléctrico en un momento puntual y en base a ello establecer los ajustes en el relé.

Los valores límite están regidos por las curvas  $I^2 t$ , son las curvas de los valores límite térmico en función de la corriente y el tiempo. Para la comprobación de una correcta protección se superpone las curvas  $I^2 t$  con los ajustes realizados en las protecciones. Las curvas de las protecciones han de estar por debajo de los valores límite térmicos, en cualquier caso.

#### 5.4 Coordinación en sistemas de alta tensión

Muchas veces se asocia la palabra “coordinación” a los ajustes necesarios para que haya selectividad entre protecciones de sobrecorriente. Esto es debido a que es el primer tipo de protección que se explica en baja tensión, su necesaria coordinación y que se pueda ver de primera mano presente en los lugares de residencia. En cambio, en alta tensión es algo diferente; claro que también hace referencia a la coordinación de sistemas de sobrecorriente, pero no se limita únicamente a eso. En alta tensión cuando se habla de coordinación de sistemas de protección se hace referencia a la interacción que existe entre diferentes tipos de protecciones, principales y de apoyo. Tal y como se ha ido viendo hasta ahora en los apartados anteriores, para conseguir una mayor protección de los sistemas eléctricos es necesaria esta coordinación entre ellos, tanto como entre sistemas de protección como en sistemas de medida y toma de datos.

Un sencillo ejemplo de ello puede ser, en el caso de una protección diferencial con teledisparo; si se produce una sección en el cable de fibra óptica que impide la orden de teledisparo del

interruptor durante una falta. La coordinación se halla también en las consideraciones previas de diseño, cuando se contempló la instalación de fusibles como protección de apoyo o segunda cobertura, el pertinente ajuste que en condiciones normales de funcionamiento el fusible no actúe debido a diferencias de calibre entre protecciones. En este caso, dado que la protección diferencial no puede actuar será el fusible quien extinga la falta al impedir el paso de corriente cuando se funda el filamento del que se compone. Como se puede apreciar, la coordinación en alta tensión se encuentra muy presente y de diferentes formas en los distintos sistemas de protección que protegen los sistemas eléctricos.

## 6. Simulación mediante software

Para la implementación de un ejemplo en el cuál poder observar y aplicar los conocimientos mencionados anteriormente se ha elegido una herramienta de software de gran potencial llamada NEPLAN.

Se ha elegido NEPLAN dado que se ha trabajado anteriormente con este software durante la carrera en un par de asignaturas. Pese a la familiaridad que ello implica, el conocimiento que se ha adquirido sobre el programa para la realización de este ejemplo queda muy por encima del adquirido anteriormente. Otro motivo por el cual se ha elegido NEPLAN es por el gran potencial que tiene y las numerosas prestaciones que ofrece, este software facilitará los cálculos, permitirá trabajar en baja, media y alta tensión, regular e implementar las protecciones para que haya selectividad entre ellas y visualizar las curvas de actuación.

Para visualizar e implementar la coordinación de los sistemas de protección se ha elegido realizar mediante NEPLAN un ejemplo desarrollado en el libro de protecciones de Paulino Montané [2]. Se verá todo el desarrollo del ejemplo elegido paso a paso, al igual que su implementación en NEPLAN, de esta manera podría extrapolarse a otros sistemas eléctricos. Cabe mencionar que se utilizarán los esquemas creados por Paulino a modo de enunciado durante el desarrollo del ejemplo, posteriormente estos mismos esquemas servirán para hacer una comparativa con lo implementado mediante el software y de esta manera, en cuanto al grado de implementación se refiere, ver el nivel que se ha alcanzado de un modo sencillo a nivel visual. Además de lo mencionado, el principal motivo por el cual se usarán los esquemas de Paulino es debido a que sirve de punto de partida para el objetivo que se plantea en el desarrollo de este ejemplo.

Por último, con la realización de este ejemplo se pretende reflejar el conocimiento aprendido a lo largo de la carrera y en concreto sobre sistemas de protección. Así mismo podría ser utilizado por futuros estudiantes a modo didáctico.

## 6.1 Condiciones de partida

A continuación, se procede a detallar el punto de partida y el objetivo a alcanzar.

Se parte del esquema unifilar total del ejemplo:

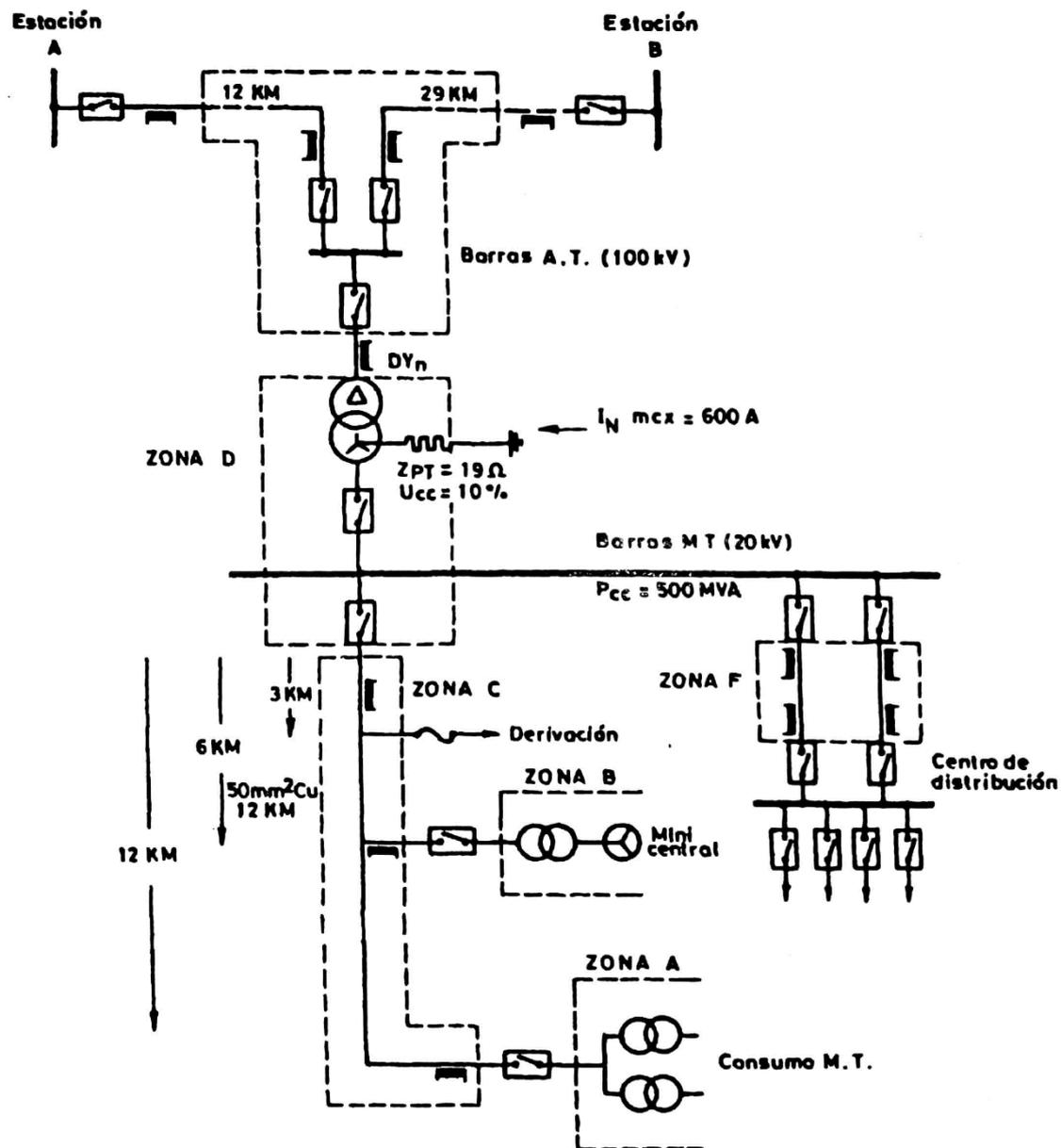


Ilustración 14: Esquema unifilar total del ejemplo [2]

Como se puede apreciar en la *ilustración 14*, el esquema se divide en varias zonas. Parte de una red de alta tensión de 100 kV, llegando a reducirse la tensión hasta la distribución en baja tensión de 0,38 kV aguas abajo del esquema.

Se procederá a analizar zona por zona en busca de las corrientes de cortocircuito para dimensionar las protecciones necesarias junto con el pertinente ajuste, además de ello, también se implementará en NEPLAN y se realizará la simulación. El objetivo es implementar exitosamente el ejemplo citado y comparar los resultados obtenidos a los de Paulino.

## 6.2 Zona A

### 6.2.1 Análisis teórico de la zona A

La zona A simula una zona de consumo a nivel industrial. A continuación, se presenta el esquema unifilar desglosado junto con sus características:

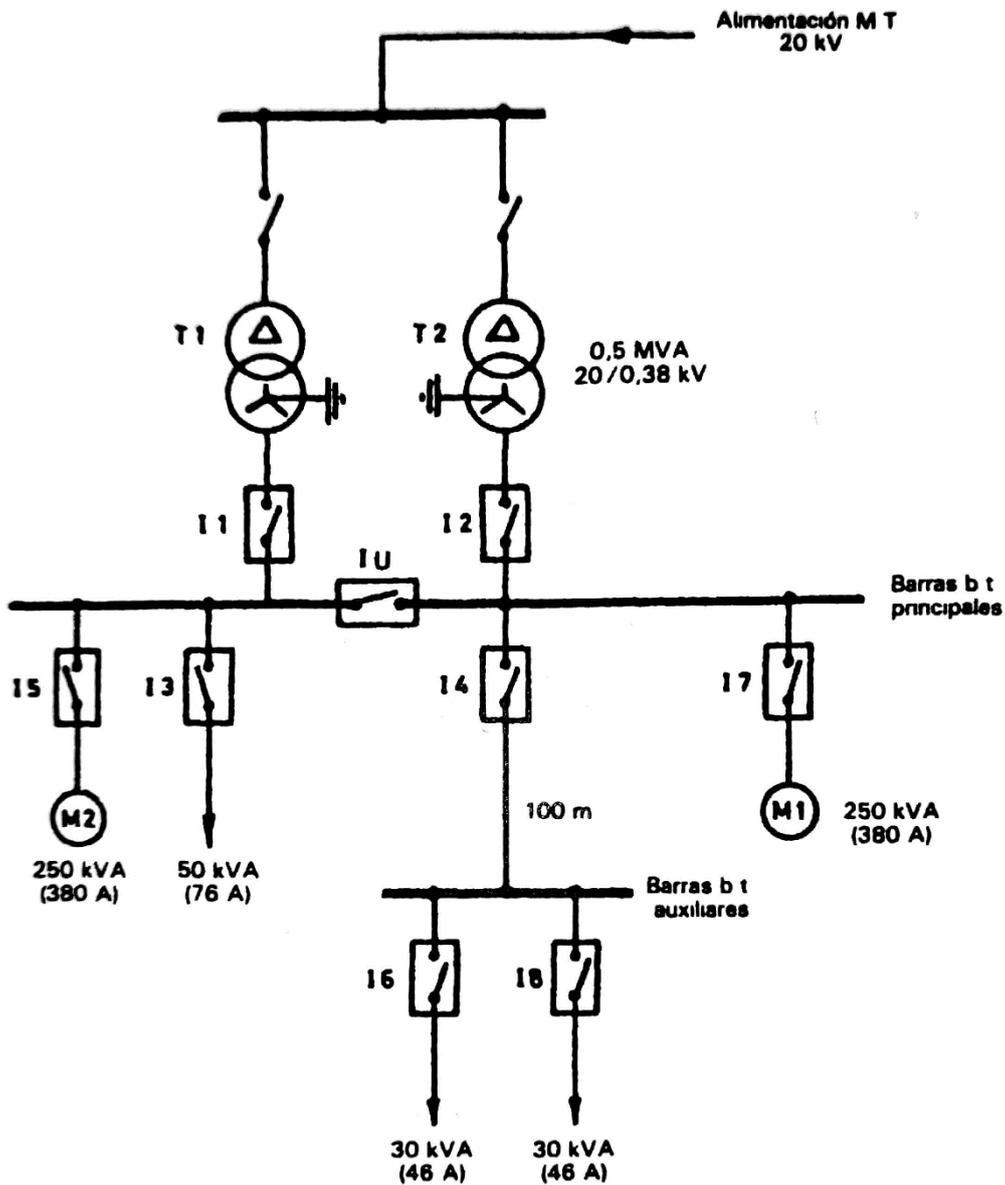


Ilustración 15: Esquema unifilar zona A [2]

También es necesario conocer la localización de los cortocircuitos planteados para esta zona, esto se apreciará en la siguiente ilustración:

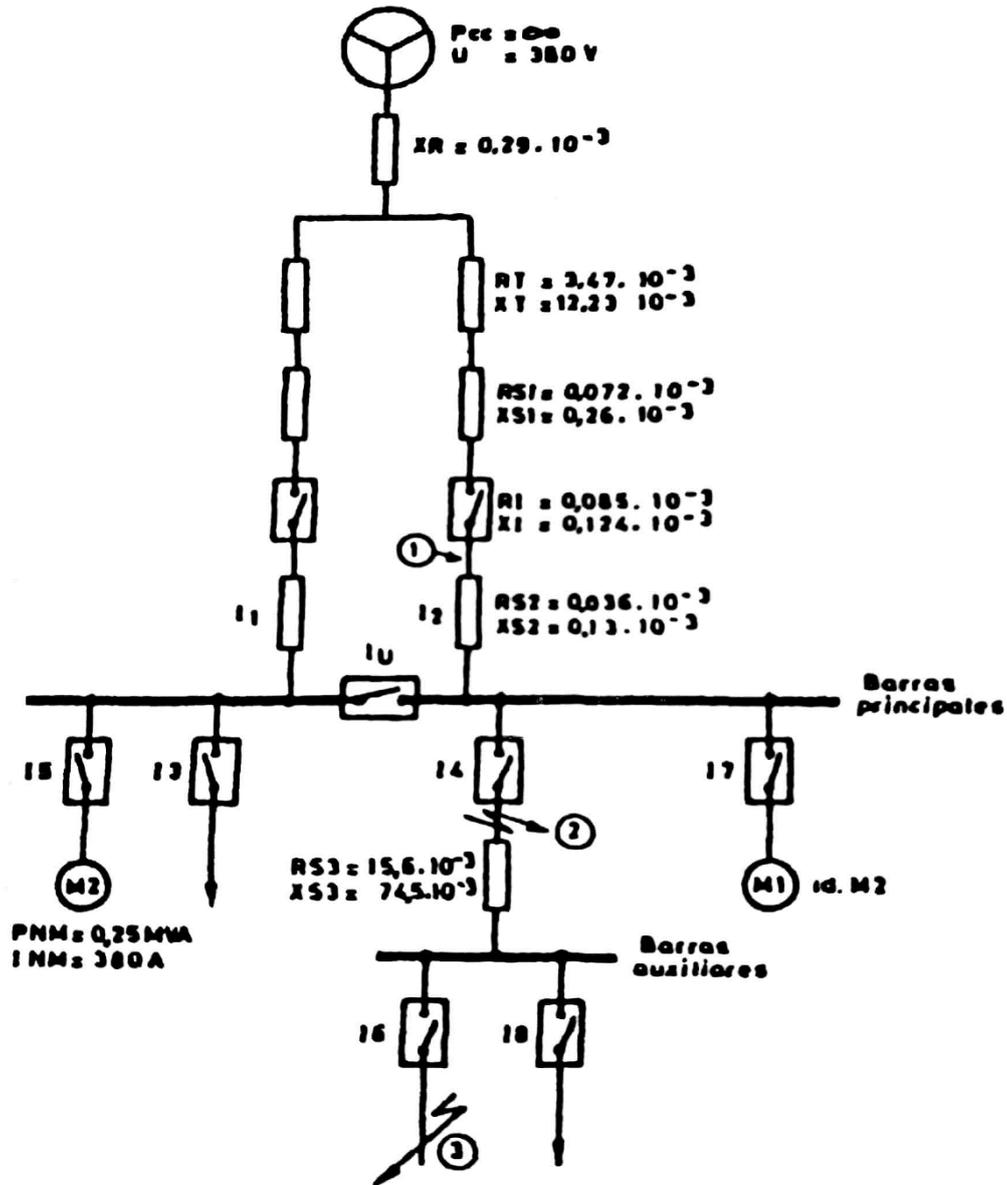


Ilustración 16: Esquema de cortocircuitos en la zona A [2]

Una vez conocidos los esquemas de partida se procede a detallar la información de cada componente y realizar los cálculos de sus impedancias de cortocircuito.

### Transformadores T1 y T2

Los siguientes datos son conocidos y son parte del enunciado del ejemplo.

$$S_{NT} = 0,5 \text{ MVA (Potencia aparente nominal de los transformadores)}$$

$$U_{N1} = 20 \text{ kV (Tensión nominal del primario)}$$

$$I_{N1} = 14 \text{ A (Corriente nominal del primario)}$$

$$U_{N2} = 0,38 \text{ kV (Tensión nominal del secundario)}$$

$$I_{N2} = 760 \text{ A (Corriente nominal del secundario)}$$

$$u_{cc} = 4,4\% - 0,5 \text{ MVA (Tensión de cortocircuito de secuencia positiva respecto } S_{NT})$$

$$P_{Cu} = 1,2 \% \text{ (Pérdidas en el cobre)}$$

A partir de estos datos se procede a calcular la impedancia de cortocircuito del transformador referida al lado de 380 V.

$$Z_T = u_{cc} \cdot \frac{U_{N2}^2}{S_{NT}} = 0,044 \cdot \frac{380^2}{0,5 \cdot 10^6} = 12,71 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$R_T = P_{Cu} \cdot \frac{U_{N2}^2}{S_{NT}} = 0,012 \cdot \frac{380^2}{0,5 \cdot 10^6} = 3,47 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{12,71^2 - 3,47^2} = 12,23 \cdot 10^{-3} j \Omega$$

### Red 20 kV

Ha de tenerse en cuenta que para estos cálculos se considera la  $S_{cc}$  de 500 MVA que aparece en la *ilustración 14*, esta  $S_{cc}$  es una estimación que hace Paulino, se hace hincapié en esto puesto que más adelante se verá que el software tiene en cuenta la impedancia de la red total y no dicha estimación.

Se procede a calcular la impedancia de cortocircuito referida al lado de 380 V, en este caso, se considera puramente reactiva:

$$X_R = \frac{U_{N2}^2}{S_{cc}} = \frac{380^2}{500 \cdot 10^6} = 0,29 \cdot 10^{-3} j \Omega$$

### Impedancia de los interruptores de BT

La impedancia de los interruptores son dato del ejemplo, se ha comprobado mediante un catálogo de interruptores de baja tensión [4] que estos datos son reales y se asemejan.

$$R_1 = 0,085 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$X_1 = 0,124 \cdot 10^{-3} j \Omega$$

### Uniones entre los interruptores a la salida de los transformadores y barras de BT principales

Los valores de la impedancia de la línea son dato del ejemplo, se considera una distancia de 1 metro.

$$R_L = 0,036 \Omega/km$$

$$X_L = 0,13 j \Omega/km$$

Los datos sobre impedancia de la línea se han contrastado con valores proporcionados en otras asignaturas impartidas durante la carrera [5], se ha podido comprobar que son del mismo orden de magnitud y se asemejan a la realidad.

Cálculo de las impedancias correspondientes:

$$R_U = 0,036 \Omega/km \cdot 0,001 km = 0,036 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$X_U = 0,13 \Omega/km \cdot 0,001 km = 0,13 \cdot 10^{-3} j \Omega$$

## Motores M1 y M2

Los siguientes valores son dato del ejemplo:

$$S_{NM} = 0,25 \text{ MVA}$$

$$U_{NM} = 0,38 \text{ kV}$$

$$I_{NM} = 380 \text{ A}$$

$$I_{arr} \approx 6 \cdot I_{NM}$$

Cálculo de la aportación de corriente de cortocircuito por parte de los motores:

Dado que Paulino calcula la corriente de cortocircuito según la Norma CEI 92-4 a partir de la corriente nominal, en este caso se ha obtenido el mismo valor mediante los cálculos aprendidos en la asignatura de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión. Para ello, se establece una corriente de arranque de cuatro veces la nominal a fin de obtener resultados parecidos, por lo tanto:

$$I_{arr} = 4 \cdot I_{NM} = 1520 \text{ A}$$

$$Z_M = \frac{1}{\frac{I_{arr}}{I_{NM}}} \cdot \frac{U_{NM}^2}{S_{NM}} = \frac{1}{\frac{1520}{380}} \cdot \frac{380^2}{0,25 \cdot 10^6} = 0,1444 \Omega$$

$$I_{ccM} = \frac{U_{NM}}{\sqrt{3} \cdot Z_M} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 0,1444} = 1519,3 \text{ A}$$

Cabe decir que en condiciones normales de aplicación a cualquier otro ejemplo se tendrían los valores de la corriente de arranque y demás datos necesarios, estos datos se verían reflejados en la placa de características del motor escogido. Como se ha podido apreciar en este caso se hizo una suposición de la corriente de arranque con tal de poder realizar los cálculos de una manera conocida y sin alejarse de la realidad.

## Unión barras principales con auxiliares

Tanto la longitud como la impedancia que une estas barras es conocida dado que es dato del ejemplo, en el caso de la longitud es de 100 metros y la impedancia es de:

$$R_{La} = 0,156 \cdot 10^{-3} \Omega/m$$

$$X_{Laux} = 0,0745 \cdot 10^{-3} j \Omega/m$$

Cálculo impedancia equivalente de cortocircuito:

$$R_{La} = 0,156 \cdot 10^{-3} \Omega/m \cdot 100 \text{ m} = 0,0156 \Omega$$

$$X_{La} = 0,0745 \cdot 10^{-3} j \Omega/m \cdot 100 \text{ m} = 0,00745 j \Omega$$

A continuación, se van a definir y calcular los cortocircuitos que se aprecian en la *ilustración 16* de la zona A.

### Cálculo de cortocircuito en bornes de la salida de un interruptor de BT a la salida de los transformadores

El primer cortocircuito trifásico se realiza a la salida del interruptor  $I_2$ , se calcula la impedancia de cortocircuito equivalente hasta este punto. Para ello se realizará el esquema equivalente de impedancias de cortocircuito:

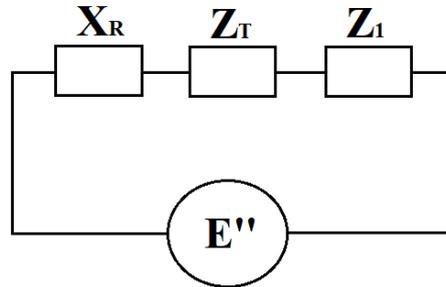


Ilustración 17: Circuito equivalente para  $I_{cc1}$   
[Fuente propia]

$$R_{cc1} = R_T + R_1 = (3,47 + 0,085) \cdot 10^{-3} = 3,555 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$X_{cc1} = X_T + X_R + X_1 = (12,23 + 0,29 + 0,124) \cdot 10^{-3} = 12,644 \cdot 10^{-3} j \Omega$$

$$Z_{cc1} = \sqrt{R_{cc1}^2 + X_{cc1}^2} = \sqrt{3,555^2 + 12,644^2} = 13,1343 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$I_{cc1} = \frac{U_{NM}}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc1}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 13,1343 \cdot 10^{-3}} = 16,7 \text{ kA}$$

### Cálculo de cortocircuito a la salida de un interruptor conectado a las barras principales:

El segundo cortocircuito trifásico se realiza a la salida del interruptor  $I_4$ , se calcula la impedancia de cortocircuito equivalente hasta este punto.

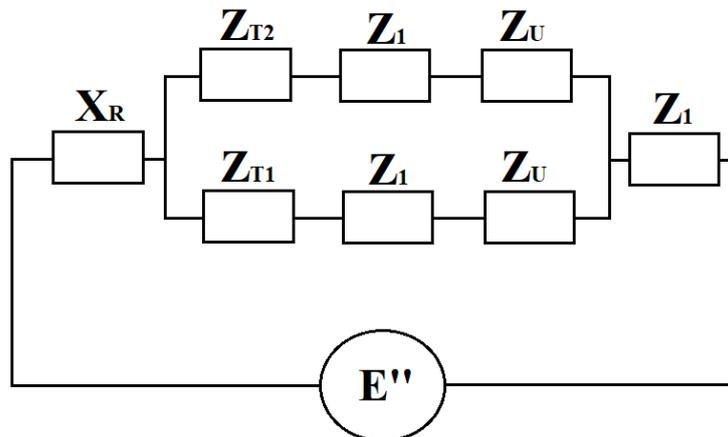


Ilustración 18: Circuito equivalente para  $I_{cc2}$  [Fuente propia]

$$R_{cc2} = \frac{1}{2} \cdot (R_T + R_1 + R_U) + R_1 = \frac{1}{2} \cdot (3,47 + 0,085 + 0,036) + 0,085 = 1,881 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$X_{cc2} = X_R + \frac{1}{2} \cdot (X_T + X_1 + X_U) + X_1 = 0,29 + \frac{1}{2} \cdot (12,23 + 0,124 + 0,13) + 0,124 = 6,656 \cdot 10^{-3} j \Omega$$

$$Z_{cc2} = \sqrt{R_{cc2}^2 + X_{cc2}^2} = \sqrt{1,881^2 + 6,656^2} = 6,92 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$I_{cc2} = \frac{U_{NM}}{\sqrt{3} \cdot Z_{CC2}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 6,92 \cdot 10^{-3}} = 31,72 \text{ kA}$$

A este valor ha de sumarse la aportación de los motores calculada anteriormente:

$$I_{cc2} = 31,72 + 2 \cdot (1,59) = 34,9 \text{ kA}$$

#### Cálculo de cortocircuito a la salida de un interruptor conectado a las barras auxiliares:

El tercer cortocircuito trifásico se realiza a la salida del interruptor  $I_6$ , se calcula la impedancia de cortocircuito equivalente hasta este punto.

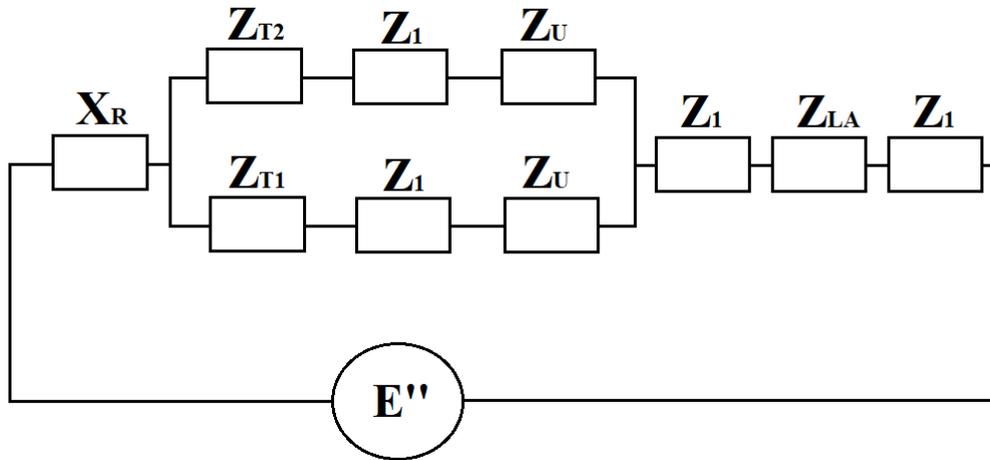


Ilustración 19: Circuito equivalente para  $I_{cc3}$  [Fuente propia]

$$R_{cc3} = R_{cc2} + R_{La} + R_1 = 1,881 + 15,6 + 0,085 = 17,566 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$X_{cc3} = X_{cc2} + X_{La} + X_1 = 6,656 + 7,45 + 0,085 = 14,191 \cdot 10^{-3} j \Omega$$

$$Z_{cc2} = \sqrt{R_{CC3}^2 + X_{CC3}^2} = \sqrt{17,566^2 + 14,191^2} = 22,58 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$I_{cc3} = \frac{U_{NM}}{\sqrt{3} \cdot Z_{CC3}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 22,58 \cdot 10^{-3}} = 9,72 \text{ kA}$$

#### Comparación de resultados teóricos

Se procede a comparar los resultados obtenidos y evaluar el error mediante:

$$\text{Error} = \left| \frac{\text{Valor calculado} - \text{Valor esperado}}{\text{Valor esperado}} \right| \cdot 100$$

Ecuación 6: Cálculo del error

	Paulino	Arturo	Error (%)
$I_{cc1}$ (kA)	16,37	16,7	1,98
$I_{cc2}$ (kA)	34,1	34,9	2,35
$I_{cc3}$ (kA)	9,88	9,72	1,62

Tabla 2: Comparativa de resultados finales de corrientes de cortocircuito

Los resultados referentes a Arturo se diferencian a los de Paulino en el modo de cálculo de la corriente de cortocircuito que aportan los motores y el hecho de despreciar la impedancia resultante de la unión de los transformadores con los interruptores aguas abajo.

Como se puede apreciar en la *tabla 2*, los resultados son bastante satisfactorios dado que el error existente es menor al 2,35 % en todos los casos. El error existente se debe a las diferencias mencionadas anteriormente.

### 6.2.2 Implementación en NEPLAN de la zona A

Para la implementación de la zona A en NEPLAN y del resto de zonas, se da por sentado los siguientes conocimientos básicos con el programa que se aprende en asignaturas anteriores:

- Creación de un fichero en blanco del tipo eléctrico. (Nuevo proyecto)
- Saber navegar por los distintos componentes en la ventana de elementos e insertarlos en el diagrama en blanco del nuevo proyecto.
- Conocimientos básicos sobre la función de los nodos y las líneas.

Se comienza por la implementación de la red de alimentación, común a todo el ejemplo, hasta llegar a la zona A. Se empieza por la red dado que se necesita una fuente de alimentación para poder realizar cálculos con el programa.

A continuación, se presenta el esquema eléctrico realizado en el software y se irá detallando elemento por elemento para su correcta implementación. En el esquema se pueden apreciar símbolos de protecciones que por el momento se pasarán por alto y se detallarán en su respectiva zona.

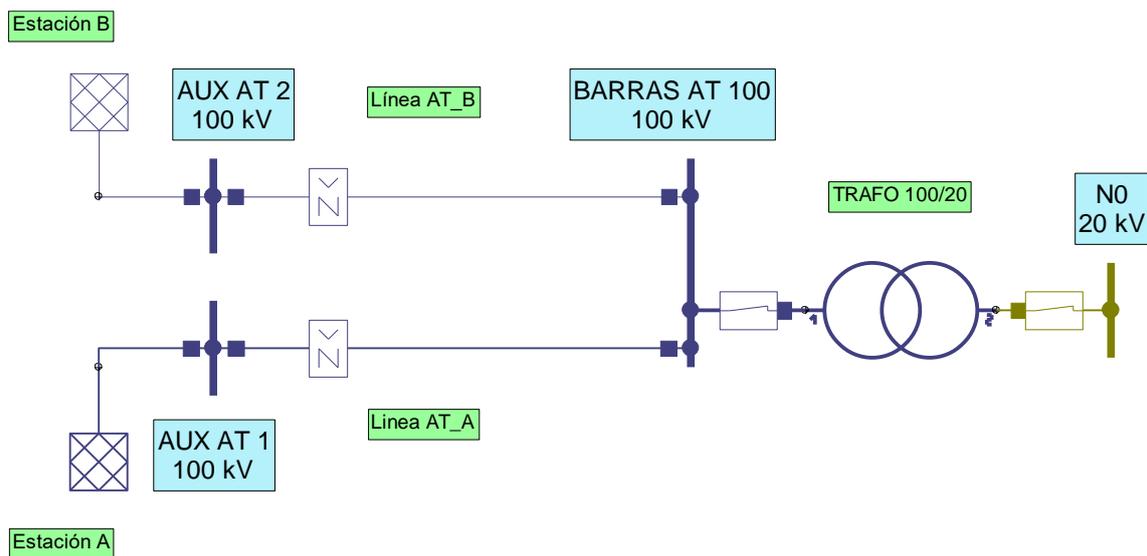


Ilustración 20: Esquema en NEPLAN de la red hasta llegar a los 20 kV [Fuente propia]

## Estación A y B

Se empezará por implementar las estaciones A y B. Este elemento se encuentra en NEPLAN, en la ventana de elementos "1-Terminal" con el nombre de "Equivalente de Red". A continuación, se presenta el cuadro de diálogo de los parámetros de este elemento.

Ilustración 21: Parámetros equivalente de red [Fuente propia]

El parámetro por rellenar es el indicado como (1), el resto de los parámetros que se observan son calculados por el software en el análisis de cortocircuito. En este caso (1) hace referencia a la potencia de cortocircuito máxima, en el caso de A es de 2000 MVA y para B se hará de la misma manera, pero en este caso la potencia de cortocircuito será de 14000 MVA.

## Nodos

Los nodos son elementos dónde convergen diferentes elementos eléctricos, se distinguen por el nivel de tensión a la que trabajan y eso se representa visualmente mediante varios colores. Los nodos al mismo nivel de tensión son del mismo color. A lo largo del desarrollo del ejemplo propuesto aparecerán estos elementos (nodos), este elemento tiene un acceso directo en la pantalla principal del programa (señalado en rojo):



Ilustración 22: Como implementar nodos [Fuente propia]

Una vez se ha clicado en el icono anterior, se procede a dibujar el nodo deseado en el diagrama.

Seguidamente se muestra el cuadro de diálogo del elemento:

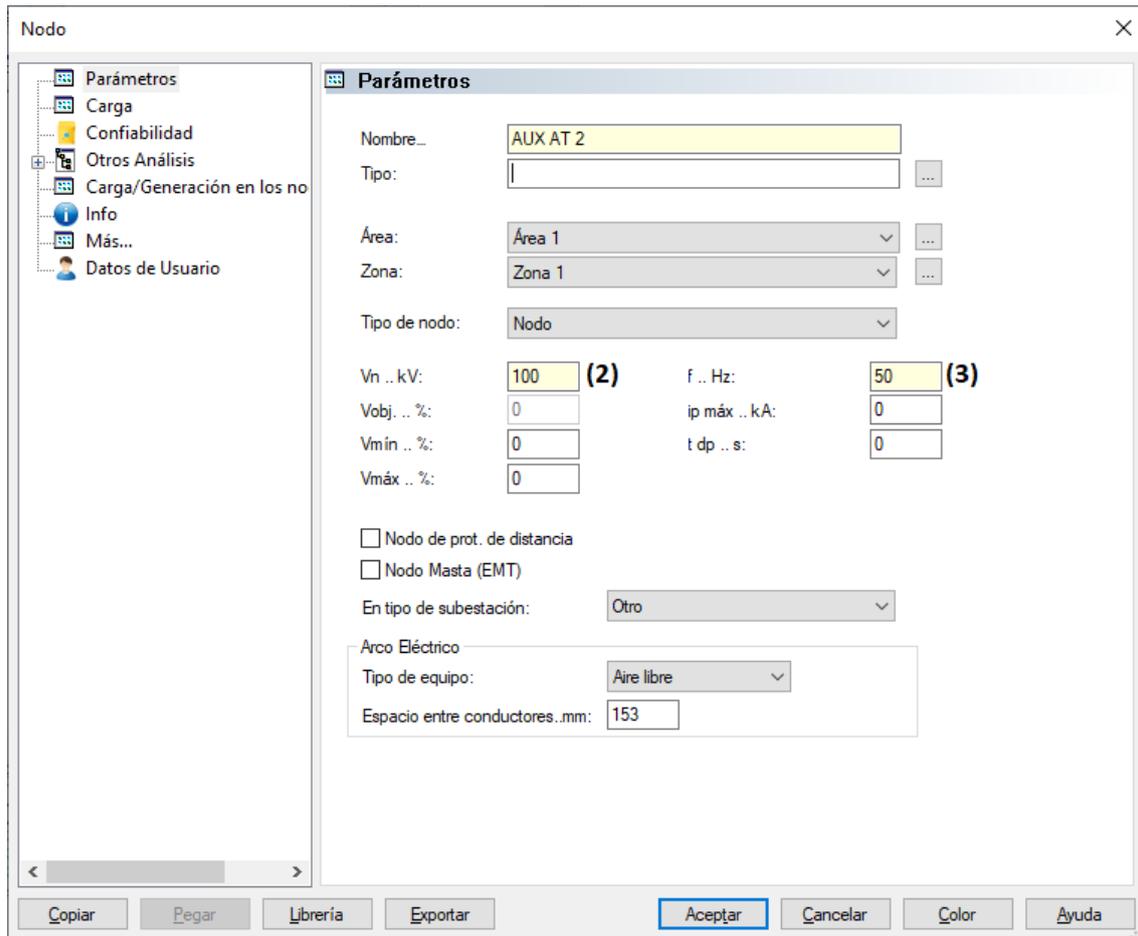


Ilustración 23: Parámetros de un nodo [Fuente propia]

Los parámetros por introducir son (2) y (3). En (2) se pone la tensión a la que trabajará el nodo y en (3) la frecuencia. Todos los nodos que se verán de aquí en adelante se configuran de la misma manera, dada que la frecuencia de trabajo en Europa es de 50 Hz este parámetro será constante en todos los nodos, lo único que cambia es la tensión a la cual trabajan y/o el nombre que se le asigna a dicho nodo.

## Líneas A y B

Las líneas unen nodos y otros elementos eléctricos, al igual que los nodos, este elemento se repite bastante a lo largo del ejemplo. Se procede a explicar la implementación de una línea y donde hallarla en el programa.

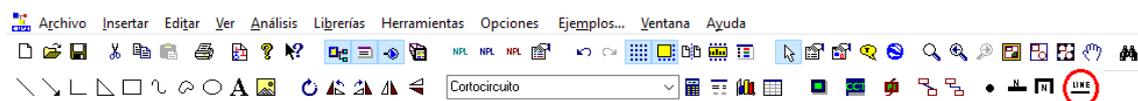


Ilustración 24: Como implementar líneas [Fuente propia]

A continuación, se muestra la ventana de parámetros de una línea.

Ilustración 25: Parámetros línea AT\_B [Fuente propia]

Los parámetros por introducir en todas las líneas a lo largo de este ejemplo son los que se visualizan como (4), (5), (6) y (7). En (4) se introduce la longitud de la línea, en (5) la resistencia de secuencia positiva de la línea, en (6) la reactancia de secuencia positiva de la línea y en (7) la capacitancia de secuencia positiva de la línea. En este caso sólo se ha considerado (6) dado que Paulino desprecia la parte resistiva y capacitiva de la línea para el cálculo de la zona A. En el caso de la línea A se modifica la longitud de la línea por 12 km y (6) por 0,41034 Ohm/km.

La obtención de estos parámetros se hizo a partir de los siguientes datos que son dato del ejemplo.

$$Z_A = 5 \angle 80 \rightarrow X_A = 5 \cdot \sin(80) = 4,9 \text{ } j\Omega$$

$$Z_B = 12 \angle 80 \rightarrow X_B = 12 \cdot \sin(80) = 11,8 \text{ } j\Omega$$

Para introducir los valores anteriores en NEPLAN es necesario pasarlos a valores en Ohm/km:

$$X(1)_A = \frac{(5 \cdot \sin(80))}{12} = 0,41034 \text{ } \Omega/km$$

$$X(1)_B = \frac{(12 \cdot \sin(80))}{29} = 0,40751 \text{ } \Omega/km$$

## Transformador 100/20 kV

El transformador se encuentra en la ventana de elementos en “n Nodos/Terminales” como “Transformador 2 Dev.”. Se procede a detallar los parámetros del transformador de esta zona:

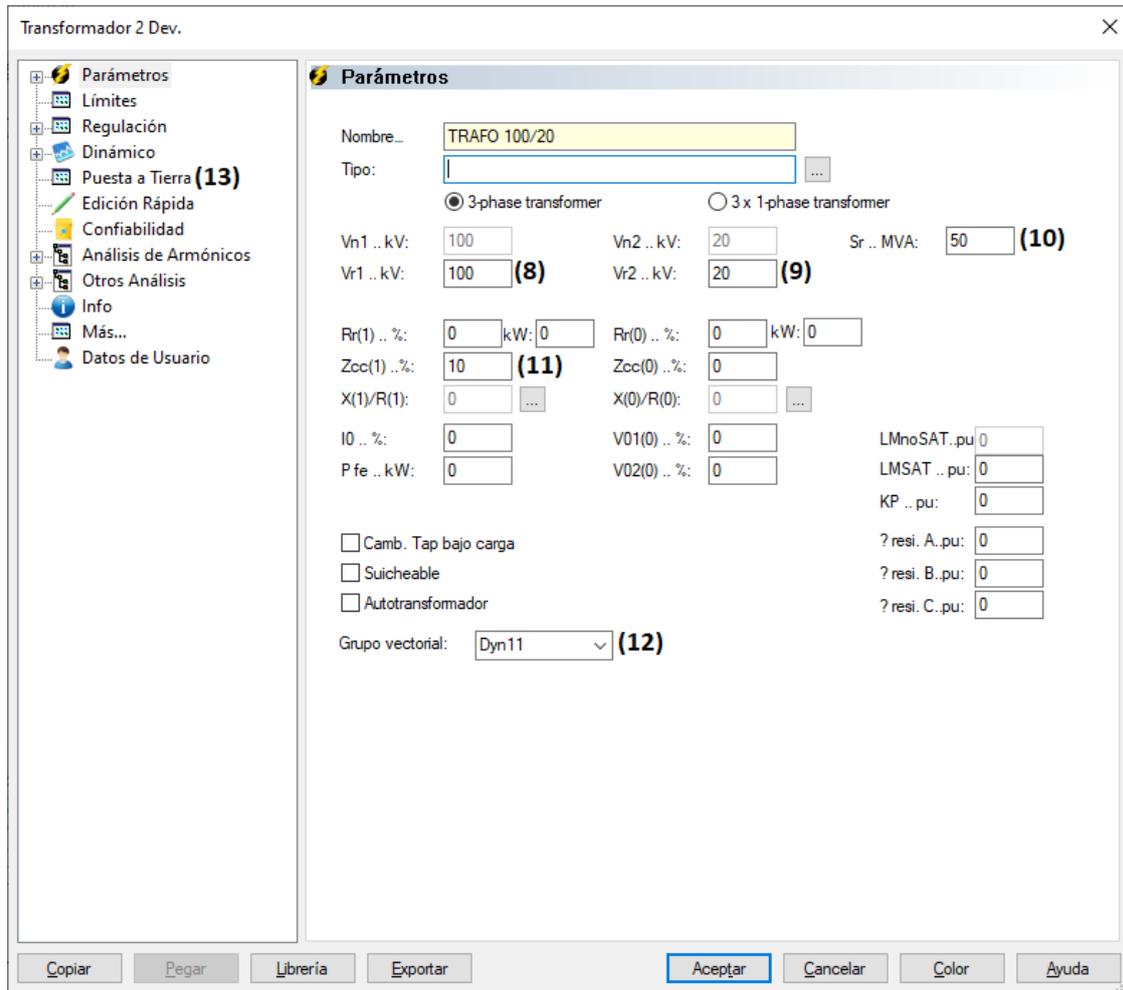


Ilustración 26: Parámetros transformador 100/20 kV [Fuente propia]

Los parámetros a introducir en este transformador son: la tensión del primario (8), la tensión del secundario (9), la potencia de cortocircuito (10), la tensión de cortocircuito (11), el tipo de conexión de los devanados (12) y si se requiere se puede configurar la puesta a tierra del transformador (13) para el cálculo de las corrientes de cortocircuito a tierra, dado que se centra en las corrientes de cortocircuito trifásicas no será necesario introducir estos valores (13). Todos los datos son proporcionados en el enunciado así que en este apartado no se requieren cálculos previos.

## Unión de elementos eléctricos

En el esquema de la *ilustración 20*, los elementos que no están unidos mediante líneas lo están mediante “Símbolos de Unión”:



Ilustración 27: Símbolos de unión en NEPLAN [Fuente propia]

De igual forma sucede en cuanto a las uniones que no son por líneas en el resto del ejemplo.

Continuando con el ejemplo, se procede a implementar el tramo de línea desde las barras de 20 kV hasta llegar a la zona A. El siguiente tramo se ha implementado de la siguiente manera en NEPLAN:

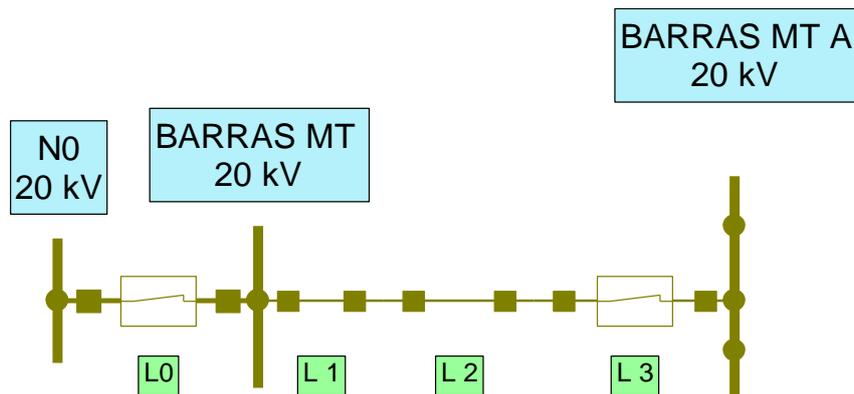


Ilustración 28: Unión barras 20 kV con zona A [Fuente propia]

### Nodos

En este tramo del ejemplo los nodos que se ven están bajo un mismo nivel de tensión, es decir que son iguales, todos a 20 kV y 50 Hz. Lo único que varía es su nomenclatura.

### Líneas

La línea de 12 km que va desde las barras de 20 kV a la salida del transformador 100/20 kV (N0) hasta el nodo de inicio de la zona A (BARRASMT A), se ha implementado en 4 tramos de líneas debido a la necesidad de esta configuración para desarrollar el esquema final total del ejemplo. Ha de hacerse de esta manera para un futuro cálculo de corrientes de cortocircuito en los nodos que se verán en el esquema final entre las líneas L1, L2 y L3.

Para implementar la zona A las líneas L0, L1, L2 y L3 pueden sustituirse por una única línea de longitud igual a la suma de ellas (Lx). La impedancia de todas las líneas es la misma y al igual que su longitud, se da como dato del ejemplo.

	Longitud (km)	R(1) ( $\Omega/\text{km}$ )	X(1) ( $j\Omega/\text{km}$ )	R(0) ( $\Omega/\text{km}$ )	X(0) ( $j\Omega/\text{km}$ )
L0	0,001	0,3625	0,4125	0,508	1,025
L1	2,998	0,3625	0,4125	0,508	1,025
L2	2,999	0,3625	0,4125	0,508	1,025
L3	6,002	0,3625	0,4125	0,508	1,025
Lx	12	0,3625	0,4125	0,508	1,025

Tabla 3: Resumen impedancias de línea

Seguidamente se muestra la implementación de una de las líneas en NEPLAN:

Línea

- Parámetros
- Secciones de Línea
- Cargas de Línea
- Cálculo de Cable
- Torres
- Protección
- Edición Rápida
- Confiabilidad
- Análisis de Armónicos
- Otros Análisis
- Info
- Más...
- Datos de Usuario

### Parámetros

Nombre:

Tipo:

Longit... km:  Unidades:

Número de líneas:  Modelo EMT:

R(1) .. Ohm/km: <input type="text" value="0,3625"/>	R(0) .. Ohm/km: <input style="border: 2px solid black; font-weight: bold; padding: 2px; margin-left: 10px;" type="text" value="0,508"/> (14)
X(1) .. Ohm/km: <input type="text" value="0,4125"/>	X(0) .. Ohm/km: <input style="border: 2px solid black; font-weight: bold; padding: 2px; margin-left: 10px;" type="text" value="1,025"/> (15)
C(1) .. uF/km: <input type="text" value="0"/>	C(0) .. uF/km: <input type="text" value="0"/>
B(1) .. uS/km: <input type="text" value="0"/>	B(0) .. uS/km: <input type="text" value="0"/>
G(1) .. uS/km: <input type="text" value="0"/>	

Ir máx (Baja) .. A:

Ir máx (med) .. A:

Ir máx (Alta) .. A:

Fact. de Reducc:

I<sub>Er</sub> máx .. A:

Pi asimétrica con secciones

Suicheable

Ilustración 29: Parámetros líneas hasta zona A [Fuente propia]

Dado que para este tramo de línea se proporciona la resistencia (14) y reactancia (15) de secuencia cero, se procede a introducir los datos pese a que no afectarán en el cálculo de corrientes de cortocircuito trifásicas, sólo en las monofásicas. La implementación del resto de líneas sería igual que el ejemplo mostrado en la *ilustración 29*, lo único que cambiaría sería la longitud de la línea.

Continuando con el ejemplo, se procede a mostrar el esquema implementado en NEPLAN de la zona A:

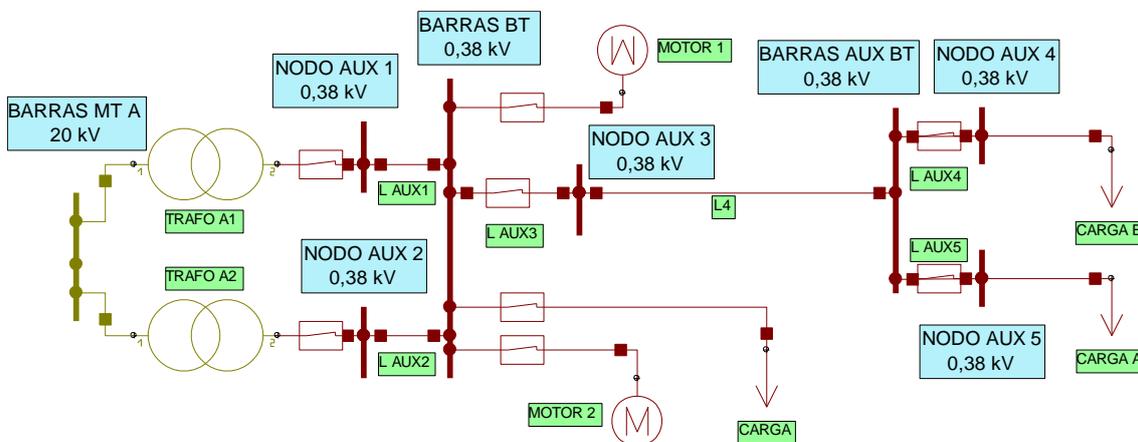


Ilustración 30: Zona A implementada en NEPLAN [Fuente propia]

## Transformadores A1 y A2

En este caso ambos transformadores son idénticos, dado que ya se ha explicado los parámetros que se modifican en los transformadores, se procede a mostrar la implementación del transformador A1:

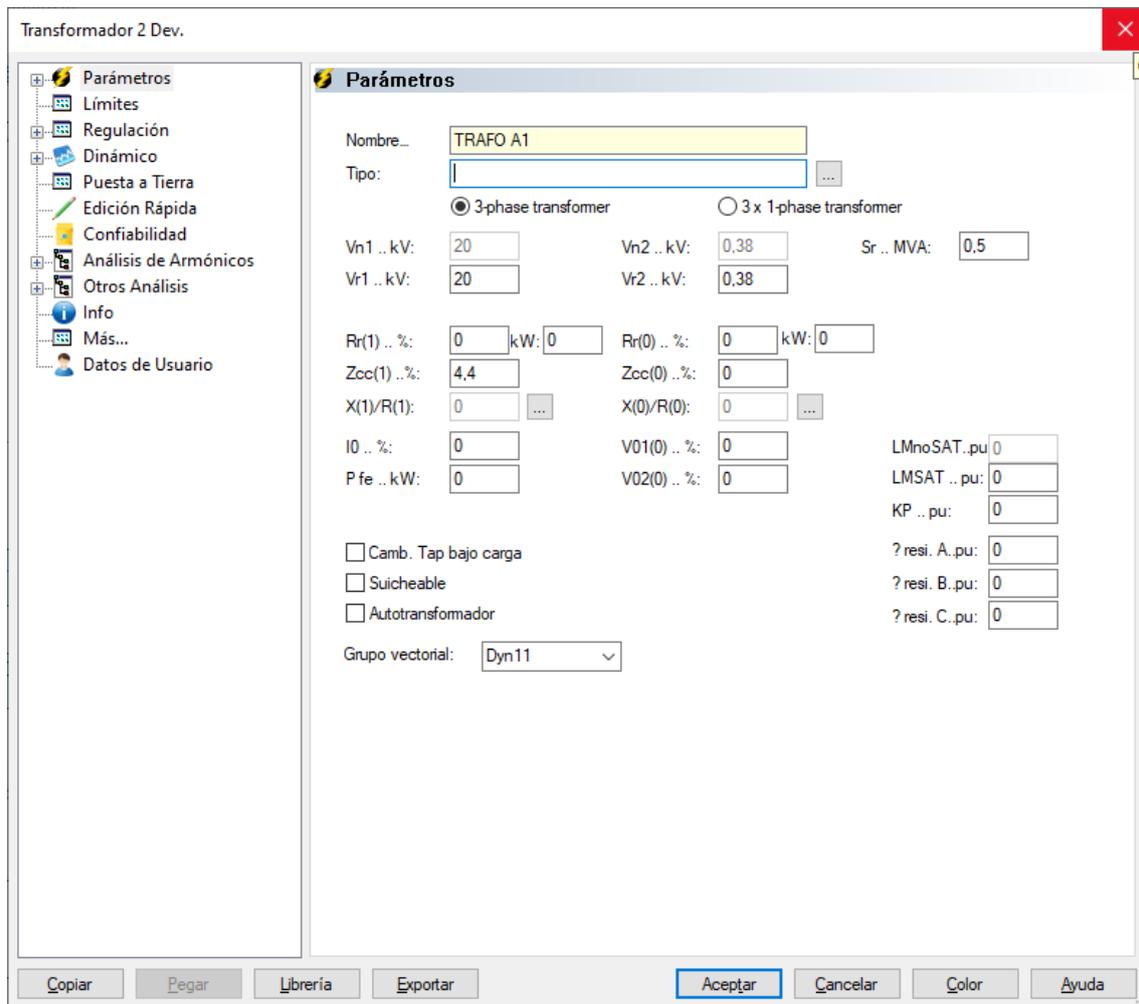


Ilustración 31: Transformadores zona A [Fuente propia]

Para el caso del transformador A2, los parámetros son exactamente iguales y no hay impedancia de puesta a tierra en ambos. Los parámetros que se visualizan son dato del ejemplo por lo que no hay cálculos de por medio en este caso.

### Nodos

Dado que el nivel de tensión es el mismo en toda la zona de la *ilustración 30*, todos los nodos son idénticos, de 380 V y 50 Hz. Lo único que varía es su nomenclatura.

### Líneas

Se ha definido "L AUX" como líneas auxiliares a fin de realizar los cortocircuitos correspondientes en los lugares correspondientes. El motivo por el cual se crean dichas líneas es para implementar nodos en los que se harán el cálculo de cortocircuito, ya que de este modo se ha observado a lo largo del ejemplo que el software no presenta problemas al realizar los cálculos de cortocircuito en nodos en lugar de líneas.

La línea *L4* es el tramo que une las barras principales de baja tensión con las barras auxiliares. Como se podrá ver en el siguiente cuadro resumen, la implementación de líneas auxiliares no tiene afectación destacable en cálculo de corrientes de cortocircuito debido a su longitud. Se ha tomado la misma impedancia que la línea *L4* para las líneas auxiliares.

La implementación se realiza del mismo modo que en la *ilustración 29*, con la excepción de que en estos tramos de línea sólo se tienen datos de la impedancia de secuencia directa de la línea.

	Longitud (km)	R(1) ( $\Omega$ /km)	X(1) ( $j\Omega$ /km)
L AUX1	0,001	0,156	0,0745
L AUX2	0,001	0,156	0,0745
L AUX3	0,001	0,156	0,0745
L4	0,1	0,156	0,0745
L AUX5	0,001	0,156	0,0745
L AUX6	0,001	0,156	0,0745

Tabla 4: Resumen impedancias zona A

El valor de la impedancia *L4* es dato del ejemplo y como se ha tomado la misma para el resto de las líneas no hay necesidad de realizar cálculos en este apartado.

### Motores M1 y M2

Para implementar motores en NEPLAN se ha de acudir a la ventana de elementos “1-Terminal” y se encuentra con el nombre de “Máquina Asíncrona”. A continuación, se presenta la ventana de parámetros de los motores:

The screenshot shows the 'Máquina Asíncrona' software interface. The main window is titled 'Parámetros' and contains the following fields and settings:

- Nombre:** MOTOR 1
- Tipo:** [Empty field]
- No de motores:** 1
- Entrar Ir (17):**
- Unidades:**
  - MW; kgm2
  - hp; lbft2
  - kW; kgm2
- Ur .. kV:** 0,38 (20)
- r/min:** 3000
- ASM Dobl. Alimentación:**
- Pr mec .. MW:** 0,25 (19)
- Desliz. Nominal sr ...:** 0
- Sr .. MVA:** 0,25
- Pares polos estator:** 1
- Cosphi:** 1 (16)
- Eficiencia:** 0,9996
- Ir .. kA:** 0,38 (18)
- Service factor:** 1
- Factor ANSI:** 1,5
- Calcular:** [Button]
- la / Ir:** 3,667 (21)
- Rm ... Ohm:** 0
- Rs/Rr:** 1
- Cosphi arranque:** 0
- X/R:** 0
- Ma / Mr:** 0
- Mk / Mr:** 0
- R Ext. rotor .. Ohm:** 0
- Converter Fed Drive:**
  - Variador de velocidad (drive)
  - Regenerativo
- Grid protection Control:**
  - With
  - Without
  - Without / diode bridge
- Firing angle..\*:** 0
- Análisis de Armónicos:**
  - Modelo Extendido

At the bottom of the window, there are buttons for 'Copiar', 'Pegar', 'Librería', 'Exportar', 'Aceptar', 'Cancelar', 'Color', and 'Ayuda'.

Ilustración 32: Parámetros de los motores de la zona A [Fuente propia]

Se procede a detallar cada apartado referenciado en la *ilustración 32*, el orden ascendente de los números indica el orden de introducción de los parámetros en este caso.

Dado que no se especifica el  $\cos(\varphi)$  (16) de los motores se ha tomado un  $\cos(\varphi) = 1$  como hipótesis para ambos motores. Seguidamente se marca la casilla (17) para la introducción de la corriente nominal del motor en (18), dado que es dato del ejemplo. De igual manera se hará lo mismo con la potencia activa (19) y la tensión nominal del motor (20), ya que son conocidas.

Se puede apreciar que en (21) no introducimos la corriente de arranque del motor que nos dan como dato, la cual es de 6 veces la corriente nominal del motor aproximadamente. Esto es debido a que (21) hace referencia a la corriente de rotor bloqueado del motor.

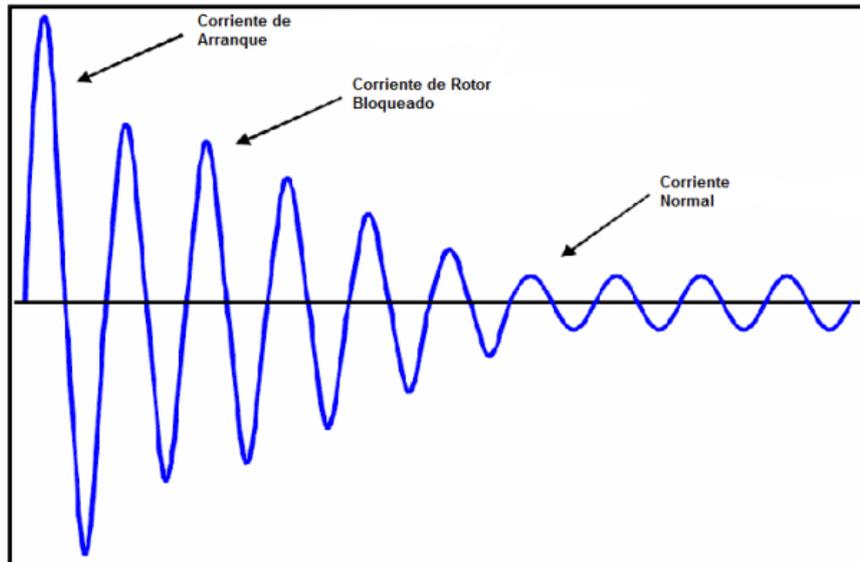


Gráfico 4: Comportamiento de la corriente de un motor asíncrono [17]

Como se puede apreciar en el *gráfico 4*, la corriente de rotor bloqueado es de un valor inferior a la corriente de arranque, ahora ya se puede comprender porque el valor de (21) es inferior a 6. Dado que no se tienen datos para obtener el valor de la corriente de rotor bloqueado el valor reflejado se ha obtenido a partir de prueba/error mediante el cálculo de la corriente de cortocircuito que aportan los motores simulando con el software, se ha probado a partir de un valor inferior a 4 veces la corriente nominal (corriente de arranque), en este caso 3; a partir de ahí se ha ido afinando hasta obtener el valor que se aprecia en (21). Este proceso se verá reflejado en el esquema de cortocircuito de la zona A más adelante.

### Cargas

En el caso de las cargas, debido a la ausencia de más datos, se ha hecho la hipótesis de  $\cos(\varphi) = 1$  para todas las cargas. Para el cálculo de corrientes de cortocircuito trifásico la aportación de las cargas no tiene afectación, de todos modos, se procede a enseñar su implementación:

Ilustración 33: Parámetros de las cargas en la zona A [Fuente propia]

En (22) se da la opción del modo de introducción de datos, en este caso se ha elegido introducir la corriente (23) de la carga y su  $\cos(\varphi)$  (24). Dado que los parámetros introducidos son dato del ejemplo no precisa de cálculos.

### 6.2.3 Protecciones y selectividad de la zona A

#### Cálculos de cortocircuito en NEPLAN

Para implementar los mismos cortocircuitos de la *tabla 2* se procede a explicar el cálculo de las corrientes de cortocircuito en NEPLAN.

Una vez se tiene implementado el circuito de la *ilustración 30*, antes de realizar el análisis de cortocircuito se hace un análisis de “*flujo de carga*” para comprobar si hay algún error de parametrización.



Ilustración 34: Selección del tipo de análisis [Fuente propia]

De la *ilustración 34* se puede apreciar en (rojo) el desplegable de los distintos tipos de análisis que ofrece el software, aunque está establecido predeterminadamente el análisis de flujo de

carga es aquí donde se seleccionaría de no ser así. Una vez seleccionado el análisis deseado, en (amarillo) se tiene el botón para iniciar el cálculo del análisis seleccionado. Si se desea, en (verde) tenemos el botón dónde se despliega las características y ajustes del tipo de análisis establecido. En el caso del flujo de carga no se toca nada en este apartado (verde).

Una vez se ha realizado el análisis de flujo de carga sin errores se pasaría al análisis de cortocircuito. Cabe comentar que de haber errores el software detalla cuales son y suelen ser debidos a no poner un valor correctamente en algún componente, una mala unión... En todo caso, el programa localiza el error y lo reporta en la ventana de "Errores" situada en todo momento en la parte inferior del programa, de este modo es sencillo corregir los errores que pueda haber.

Para implementar el análisis de cortocircuito primeramente se selecciona este tipo de análisis en (rojo), una vez seleccionado se hará clic en (verde) para revisar los parámetros.

En primera instancia, se aparecerá la siguiente ventana:

Ilustración 35: Parámetros de cortocircuito [Fuente propia]

En (25) se ha introducido un valor de 50 para que se calcule los parámetros en todos los nodos a partir del que este en falla, de no ser así sólo se visualizaría los resultados del nodo en falla o a una distancia de  $n$  nodos establecida. Es decir, en este caso se muestran todos los resultados hasta 50 nodos por delante y detrás del nodo en falla.

En (26) se establecerá el nodo bajo falla, se recomienda poner únicamente un nodo bajo falla a la vez ya que de lo contrario el software suele presentar errores. Al hacer clic en (26) se mostrará la siguiente ventana:

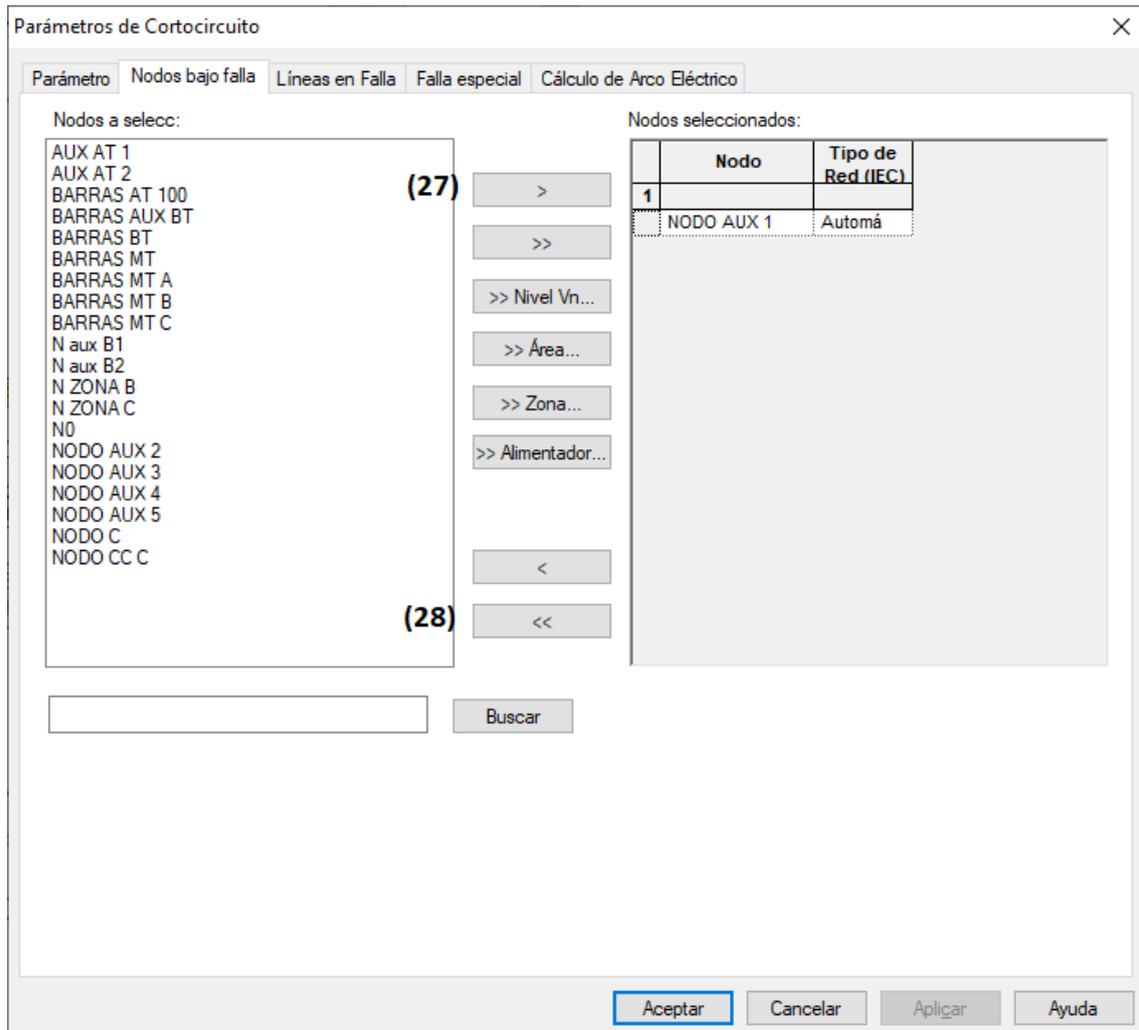


Ilustración 36: Selección de nodo en falla [Fuente propia]

Se puede apreciar que en la parte izquierda de la *ilustración 36* se muestran todos los nodos creados, se selecciona el deseado y se añade (27). Para cambiar de nodo en falla se vuelve a esta venta y con (28) se retira el nodo en falla anterior y se añade el nuevo de la misma manera comentada anteriormente. En este caso el nodo seleccionado coincide con la primera corriente de cortocircuito  $I_{cc1}$ . Una vez realizado este paso el cálculo se inicia mediante (verde) de la *ilustración 34*.

El software calcula bastantes parámetros de los distintos análisis, dado que no interesa todos los que pueda calcular, sino que en el caso del análisis de cortocircuito se pretende saber la corriente de cortocircuito, la impedancia de cortocircuito que aporta cada elemento y el tiempo de disparo de las protecciones. Esto se puede seleccionar en "Editar" >> "Propiedades del diagrama"; aparecerá la siguiente ventana dónde se aprecia los elementos seleccionados que interesan del análisis:

Propiedades del Diagrama ✕

Datos generales	Colores	Colorear según rangos	Etiquetas	Flujo de carga
Cortocircuito	Análisis de Armónicos	Confiabilidad/RCM	Ancho	Fuentes

**Variables de nodo**

VFLT     V(012)     V0     Z(0)/Z(1)     Rf, Xf (012)  
 VF L-L     Ángulo VF     Zf(012)     R(,)/X(,)     Distancia de Falla  
 Sólo Resultados de Nodo (Sin Result. de Rama)

**Variables de elementos**

Ik"     Ib     E/Z     Z\_L     Z0\_L  
 Áng. Ik"     Ik     3 I(0)     R\_L     R0\_L  
 Sk"     lth     Relé Z     X\_L     X0\_L  
 ip     iDC     Disparo     iDCp  
 I½ tot     Iasi     T. de Disparo en Ciclos

**Fases, Secuencias**

L1     Pos.  
 L2     Neg.  
 L3     Cero

**Arco Eléctrico**

Resultados

**Opciones de despliegue**

Corriente:	Unidad: kA	Decimls.: 3	Voltaje:	Decimls.: 3
Potencia:	Unidad: MVA	Decimls.: 3	Impedancia:	Decimls.: 5

Mostrar nomb. de variables     Mostrar unidades  
 Colorear ubic. de falla      
 Colorear etiqueta de ubic. de:

Mostrar etiquetas

Mostrar resultados:

<input type="checkbox"/> Flujo de Carga	<input type="checkbox"/> Análisis de Armónicos	<input type="checkbox"/> Buscar Falla
<input checked="" type="checkbox"/> Cortocircuito	<input type="checkbox"/> Confiabilidad/RCM	<input type="checkbox"/> Cálculo en BV

Aceptar
Cancelar
Aplicar
Ayuda

Ilustración 37: Propiedades del análisis de cortocircuito [Fuente propia]

### Cálculo de cortocircuito en bornes de la salida de un interruptor de BT a la salida de los transformadores:

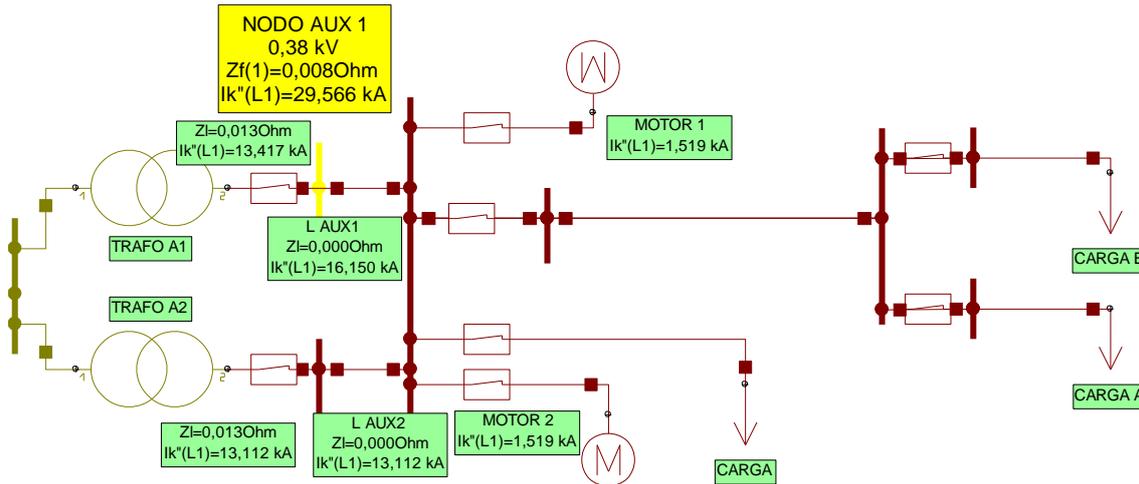


Ilustración 38: Esquema lcc1 zona A [Fuente propia]

El software en un inicio mostrará varios resultados, facilita bastante los cálculos, pero han de saber interpretarse. Este esquema es una muestra de interpretación de los resultados que interesan dado que se ha cribado información previamente. En verde, en cuanto a las impedancias, se muestra la impedancia de cortocircuito que aporta cada elemento; por ello, como se comentó en el cálculo teórico anteriormente, las cargas no aportan corrientes de cortocircuito en este caso.

Otra importante interpretación se da en el resultado de la corriente de cortocircuito, que en primera instancia se puede pensar que es de 29,566 kA como se aprecia en la *ilustración 38*, pero en este caso dada la situación del nodo en falla, esta corriente que calcula el software es el resultado de la suma de la verdadera corriente de cortocircuito de 13,417 kA y la aportación acumulada en el nodo de aguas abajo de 16,15 kA. Como se ha comentado, esta corriente de cortocircuito acumulada aguas abajo es el resultado de sumar las corrientes aportadas por los motores y la acumulada en el otro transformador (A2). En resumen:

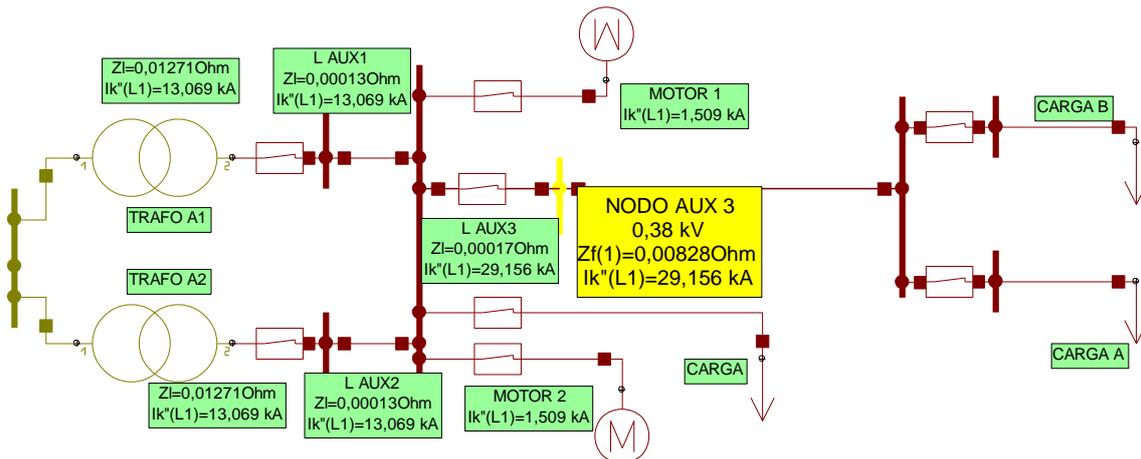
$$I_{cc1} = 13,417 \text{ kA}$$

Corriente acumulada en el nodo de aguas abajo "BARRASBT":

$$I_{NBT} = I_{ccM1} + I_{ccM2} + I_{cc1} = 1,519 + 1,519 + 13,112 = 16,15 \text{ kA}$$

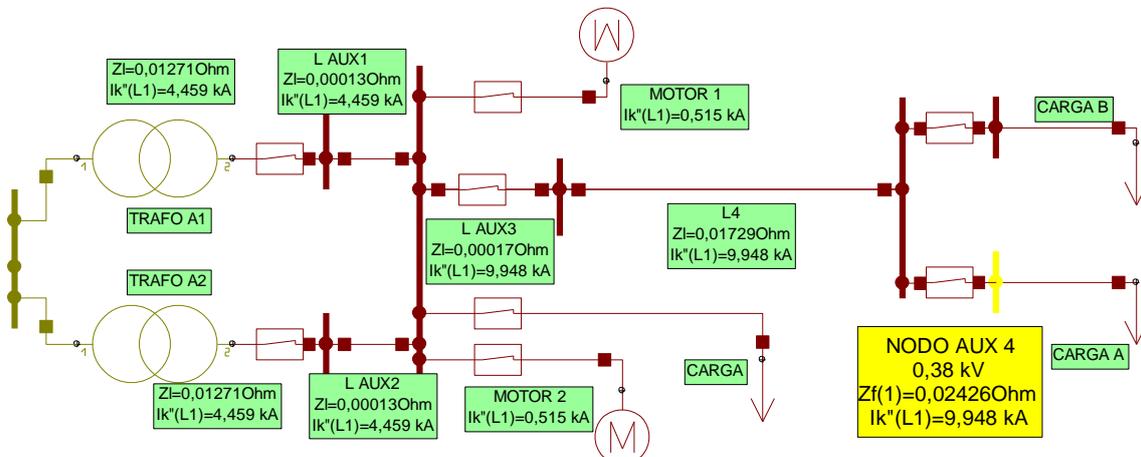
Corriente total en el nodo en falla:

$$I_{ccT} = 13,417 + 16,15 = 29,566 \text{ kA}$$

**Cálculo de cortocircuito a la salida de un interruptor conectado a las barras principales:**Ilustración 39: Esquema  $I_{cc2}$  zona A [Fuente propia]

En este caso el valor de 29,156 kA corresponde a  $I_{cc2}$  debido a que el nodo aguas abajo no tiene aportación de corrientes de cortocircuito al tratarse de cargas. Entonces, se tiene que:

$$I_{cc2} = 13,069 + 13,069 + 1,509 + 1,509 = 29,156 \text{ kA}$$

**Cálculo de cortocircuito a la salida de un interruptor conectado a las barras auxiliares:**Ilustración 40: Esquema  $I_{cc3}$  zona A [Fuente propia]

Al igual que en el caso anterior, al no tener siquiera nodos aguas abajo, la corriente que se aprecia en el nodo "AUX 4" corresponde a  $I_{cc3}$ . De este modo, tenemos que:

$$I_{cc3} = 4,459 + 4,459 + 0,515 + 0,515 = 9,948 \text{ kA}$$

Se procede realizar una tabla resumen de los cálculos obtenidos y la comparativa entre los resultados simulados y los realizados por Paulino:

	NEPLAN	Paulino	Error
$I_{cc1}$	13,417 kA	16,7 kA	19,66 %
$I_{cc2}$	29,156 kA	31,72 kA	8,08 %
$I_{cc3}$	9,948 kA	9,72 kA	2,35 %

Tabla 5: Resumen simulación corrientes cortocircuito zona A

Para comprender mejor el “error” existente, se acompañará la explicación de una tabla resumen de las impedancias de cortocircuito. Dado que el cálculo de las corrientes de cortocircuito se fundamenta en:

$$I_{ccx} = \frac{U_{NM}}{\sqrt{3} \cdot Z_{CCx}}$$

Ecuación 7: Cálculo corrientes de cortocircuito

	NEPLAN	Paulino	Error
$Z_{cc1}$	16,35	13,4	22,02 %
$Z_{cc2}$	7,52	7,06	6,52 %
$Z_{cc3}$	22,05	22,2	0,68 %

Tabla 6: Resumen impedancias de cortocircuito zona A

Teniendo en cuenta que Paulino considera una  $S_{cc}$  de 500 MVA para el cálculo de la aportación de la red, en el caso de la simulación se tiene en cuenta toda la línea existente de por medio, el transformador de alta tensión, las redes de  $S_{cc}$  de 14000 MVA y 2000 MVA respectivamente. Es por lo que los resultados varían y no se debe a un error. Además, dicho “Error” disminuye razonablemente conforme se tienen en cuenta más impedancias de cortocircuito como es en el caso de  $Z_{cc2}$  y  $Z_{cc3}$ . En el caso de  $Z_{cc1}$  al tener la impedancia total de la zona A menor peso respecto a la acumulada hasta entonces, es debido a este hecho que la diferencia entre resultados sea mayor.

Una vez se han calculado las corrientes de cortocircuito se pasa a implementar las protecciones.

### Implementación de protecciones

Este elemento de protección se encuentra en “Protecciones/Suiches” con el nombre de “Interruptor”. Para añadirlo se selecciona y arrastra hasta la posición deseada, seguidamente se verá el siguiente panel de parámetros:

The screenshot shows the 'Interrupción' software interface. The 'Parámetros' tab is active, displaying the following configuration details:

- Nombre:** CARGA A
- Tipo:** [Empty field]
- Mini-Interrupción
- Norma:**  IEC,  ANSI
- Voltaje:**  Bajo voltaje,  Alto voltaje
- Ir .. kA:** 0,08 (29)
- Ik" .. kA:** 11
- Ciclos:** 2
- Vr máx .. kV:** 2
- Ib máx .. kA:** 20
- factor -k:** 0
- ip máx .. kA:** 14
- Cosphi:** 0

The 'Características' section contains a button labeled (32) for 'Característica...', along with 'Eliminar Características...', 'Configur. Automática...', and 'Disparo ...' buttons.

At the bottom, there are input fields for resistance and reactance:

- r(1) .. mOhm:** 0,085 (30)
- r(0) .. mOhm:** 1
- x(1) .. mOhm:** 0,124 (31)
- x(0) .. mOhm:** 0

There is also an  'Impedancia cero' checkbox.

Ilustración 41: Parámetros de un interruptor [Fuente propia]

Pese a que se tiene la opción de introducir distintos parámetros que definen al interruptor, el realmente importante en este caso y que se introducirá en todos los interruptores es la corriente nominal del interruptor (29). En (30) y (31) se tiene la posibilidad de introducir el valor resistivo y reactivo de secuencia directa del interruptor, en este caso los valores que se visualizan son dato del ejemplo.

Para la configuración del interruptor y el tipo de protección que se aplicará se ha de entrar en (32), es aquí también donde se hacen los ajustes de selectividad.

A continuación, se procede a utilizar el interruptor de la *Carga A* como ejemplo para explicar la implementación de las protecciones. Debido a esto, la primera vez que se introduce un nuevo interruptor y se hace clic en (32) aparecerán las siguientes ventanas de parametrización dónde se hará clic en “*Siguiente*” en la parte inferior derecha de las ventanas hasta llegar a la última venta dónde una vez configurados los ajustes necesarios se finalizará dando clic en “*Finalizar*”.

La venta que aparece en (32) es:

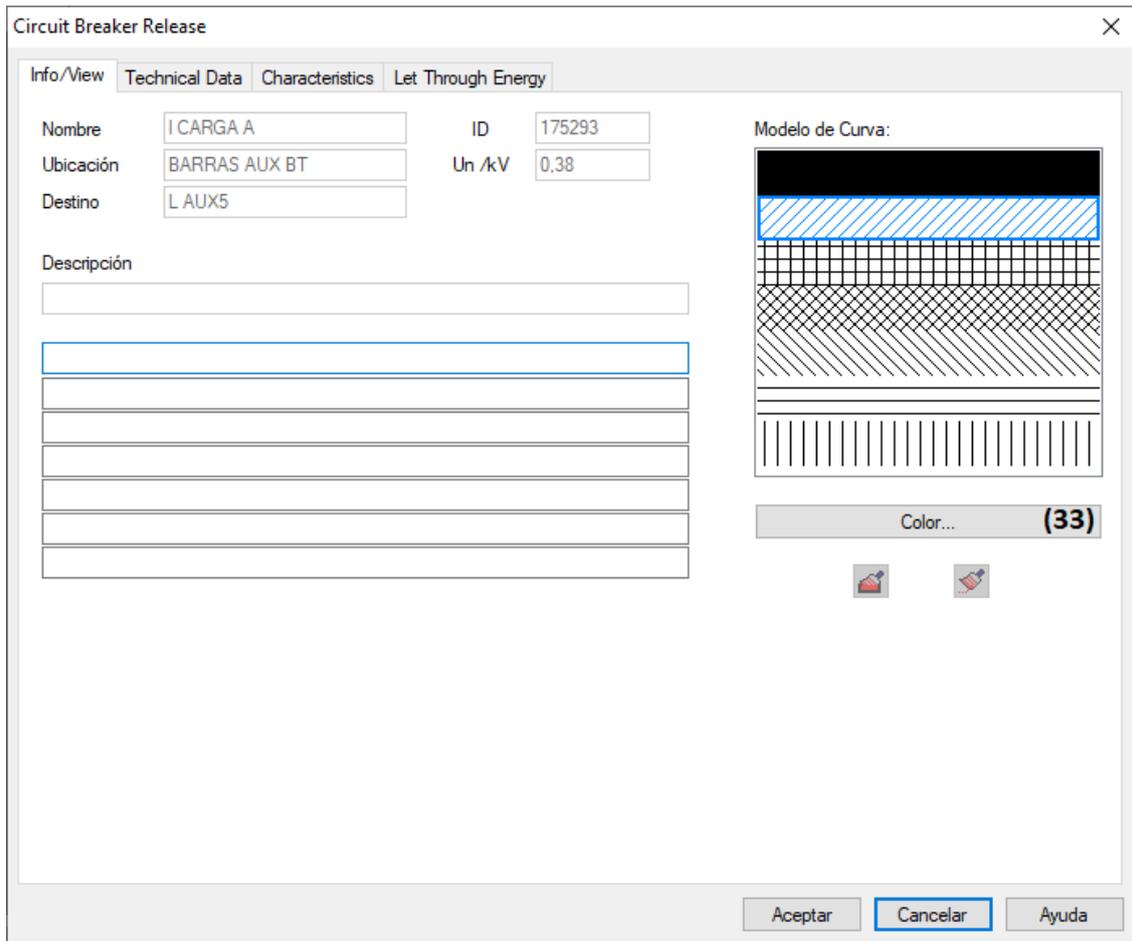


Ilustración 42: Primera ventana de ajuste de las características del interruptor [Fuente propia]

En esta primera venta se selecciona el modelo de curva y se le asigna un color (33), esto es necesario para posteriormente visualizar fácilmente las curvas de los interruptores y su selectividad. Elegido el color y el modelo, se pasa a la siguiente ventana:

Circuit Breaker Release

Info/View Technical Data Characteristics Let Through Energy

Tipo

Descripción

Librería

Ir / A 80

Ib / A 46 (34) Ib / Ir 0,575

Denominación Ib

I0 = Ir

I0 / A 80

Ib0 / A 80 Ib0 / I0 1

Denominación Ib0

Impedancia

R /mOhm 0,085

X /mOhm 0,124

Schalter Eigenzeit

tb / s 0

I2 / Ir 1

Superposición total

Aceptar Cancelar Ayuda

Ilustración 43: Segunda ventana de ajuste de las características del interruptor [Fuente propia]

En esta ventana, ocurre al igual que en la *ilustración 41*, que existe la posibilidad de añadir parámetros técnicos sobre el interruptor, pero el único que se añadirá es (34) dado que de dejar esta ventana vacía y pasar al “*Siguiente*” la configuración de los interruptores no se verían afectados. En el caso de (34) hace referencia a la corriente de carga. También se puede apreciar la relación existente entre la corriente de carga “ $I_b$ ” y la corriente nominal del interruptor “ $I_r$ ”.

Por último, se pasa a la última ventana, dónde se configura el tipo de protección y las curvas:

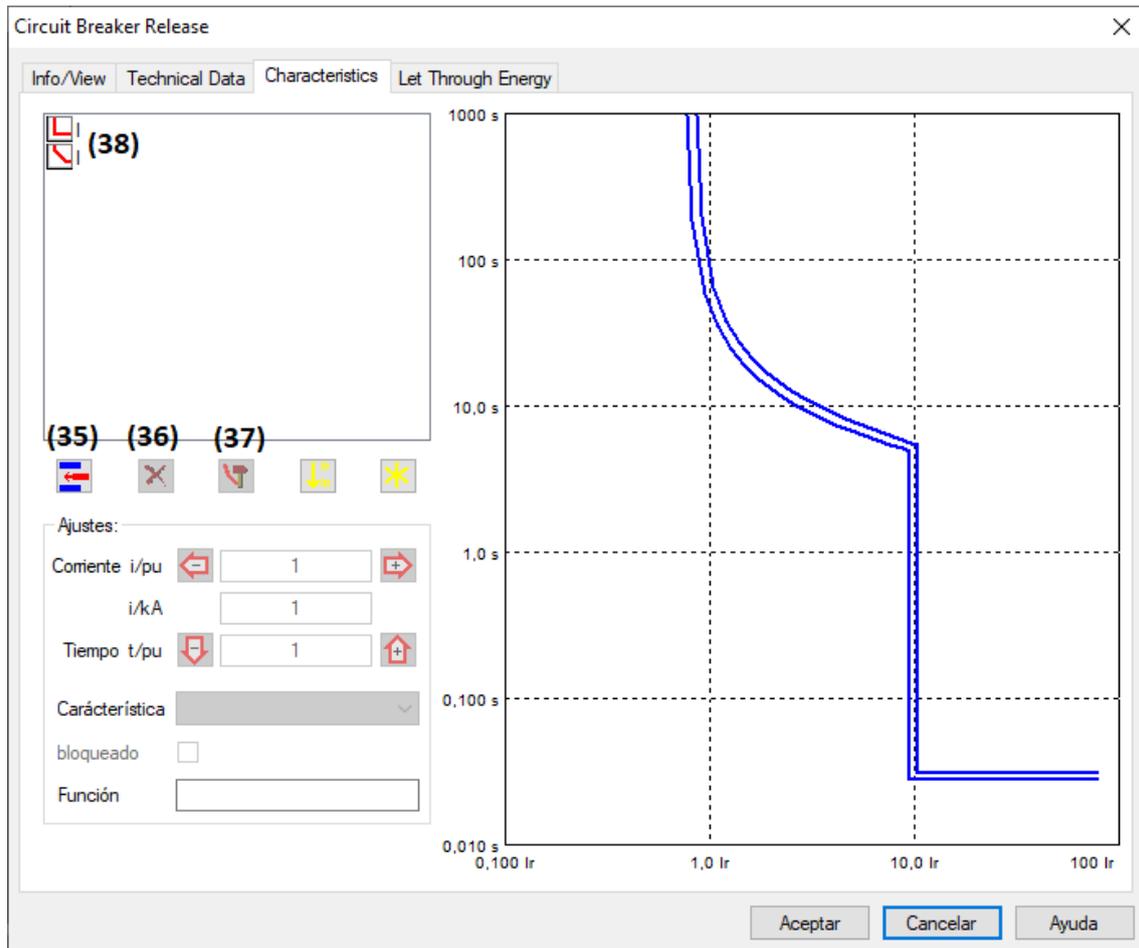


Ilustración 44: Tercera ventana de ajuste de las curvas del interruptor [Fuente propia]

La ventana que se observa en la *ilustración 44* hace referencia al ajuste ya hecho para el interruptor que se encuentra inmediatamente aguas arriba del nodo de  $I_{cc3}$ . A continuación, se procede a describir como se ha llegado al ajuste que se observa paso a paso.

La función de esta tercera venta es definir la curva de disparo del interruptor, para ello se comienza haciendo clic en (35) para añadir una curva, donde aparecerá la siguiente ventana:

**Unidad de Protección**

Tipo

Descripción

Función Sobrecorriente

bloqueable

Valor Base Corriente nominal

**Ajustes de corrientes**

Denominación I

Rango de ajuste 10 **(40)**

Ajustes 10

Umbral 1

**Ajustes de tiempo**

Denominación T

Rango de ajuste 0,03 **(41)**

Ajustes 0,03

Vértices 1,000

t+ /s 0

tmax /s 0

tmin /s 0

**Tolerancias**

minus (-)		plus (+)	
5	Corriente en %	5	
5	Tiempo en %	5	
0	Tiempo en s	0	

**Característica(s)**

Carácterística tiempo definido **(39)**

Maximum

Minimum

Curve

Usuario definió característica

OK Aplicar Cancelar

Ilustración 45: Rango de ajuste disparo instantáneo [Fuente propia]

En todos los interruptores se ha definido su curva de actuación mediante una curva de disparo instantáneo y una curva estándar a tiempo inverso. En la *ilustración 45* se aprecia la configuración para la curva instantánea a tiempo definido. Esta curva viene predefinida y no se habrá de ajustar nada en (39). En (40) se define el valor a partir del cual actuará la protección, al tratarse de la instantánea, se establece un valor por debajo del límite térmico del cable y por encima a fin de evitar actuaciones intempestivas. El valor que se aprecia de 10 quiere decir que la corriente de actuación de la protección instantánea será a partir de 10 veces el valor de la corriente nominal del interruptor establecida en (29) de la *ilustración 41*, es decir, a partir de 800 A. En (41) se establece el tiempo de disparo de la protección instantánea, en este caso es de 0,03 segundos.

Una vez se ha establecido la curva de protección instantánea, al hacer clic en "OK" de la *ilustración 45* se volverá a la ventana de la *ilustración 44*. Se procede a implementar la curva a tiempo inverso siguiendo el método explicado anteriormente, añadiendo una nueva curva mediante (35). Los ajustes pertinentes en este caso serán:

**Unidad de Protección**

Tipo

Descripción

Función

bloqueable

Valor Base

**Ajustes de corrientes**

Denominación

Rango de ajuste

Ajustes

Umbral

**Ajustes de tiempo**

Denominación

Rango de ajuste

Ajustes

tb /s

t+ /s

tmax /s

tmin /s

**Tolerancias**

minus (-)		plus (+)	
<input type="text" value="5"/>	Corriente en %	<input type="text" value="5"/>	
<input type="text" value="5"/>	Tiempo en %	<input type="text" value="5"/>	
<input type="text" value="0"/>	Tiempo en s	<input type="text" value="0"/>	

**Característica(s)**

Carácterística

Maximum

Minimum

Curve

Usuario definió característica

OK    Aplicar    Cancelar

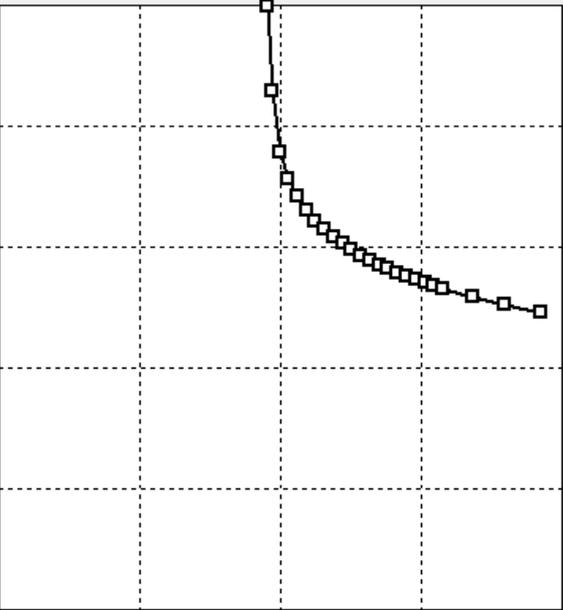


Ilustración 46: Rango de ajuste del disparo a tiempo inverso [Fuente propia]

En este caso se comienza por hacer clic en (39) donde se verá la siguiente ventana:

**Características disponibles**

Característica i/t (1)

Característica i/t (2)

Característica i/t (3)

tiempo definido

IEC normal inverse

IEC very inverse

IEC extremely inverse

IEC short inverse

IEC long inverse

IEC residual dependent

ASA short time inverse

ASA long time inverse

inversa def. por usuario

IEC60255-8 Sobrecarga

ABB RI-type inverse

ABB RXIDG-type inverse

	Change to definite time for I/Ir >		Change to definite time for I/Ir >
<input type="checkbox"/> ANSI normal inverse	<input type="text" value="0"/>	<input type="checkbox"/> ANSI normal inverse	<input type="text" value="0"/>
<input type="checkbox"/> ANSI short inverse	<input type="text" value="0"/>	<input type="checkbox"/> ANSI short inverse	<input type="text" value="0"/>
<input type="checkbox"/> ANSI long inverse	<input type="text" value="0"/>	<input type="checkbox"/> ANSI long inverse	<input type="text" value="0"/>
<input type="checkbox"/> ANSI moderately inverse	<input type="text" value="0"/>	<input type="checkbox"/> ANSI moderately inverse	<input type="text" value="0"/>
<input type="checkbox"/> ANSI very inverse	<input type="text" value="0"/>	<input type="checkbox"/> ANSI very inverse	<input type="text" value="0"/>
<input type="checkbox"/> ANSI extremely inverse	<input type="text" value="0"/>	<input type="checkbox"/> ANSI extremely inverse	<input type="text" value="0"/>
<input type="checkbox"/> ANSI definite inverse	<input type="text" value="0"/>	<input type="checkbox"/> ANSI definite inverse	<input type="text" value="0"/>
<input type="checkbox"/> IEEE U1 moderately inverse	<input type="text" value="0"/>	<input type="checkbox"/> IEEE U1 moderately inverse	<input type="text" value="0"/>
<input type="checkbox"/> IEEE U2 inverse	<input type="text" value="0"/>	<input type="checkbox"/> IEEE U2 inverse	<input type="text" value="0"/>
<input type="checkbox"/> IEEE U3 very inverse	<input type="text" value="0"/>	<input type="checkbox"/> IEEE U3 very inverse	<input type="text" value="0"/>
<input type="checkbox"/> IEEE U4 extremely inverse	<input type="text" value="0"/>	<input type="checkbox"/> IEEE U4 extremely inverse	<input type="text" value="0"/>
<input type="checkbox"/> IEEE U5 short-time inverse	<input type="text" value="0"/>	<input type="checkbox"/> IEEE U5 short-time inverse	<input type="text" value="0"/>

OK    Cancelar

Ilustración 47: Tipos de curvas de disparo [Fuente propia]

Se selecciona la *IEC normal inverse* que se aprecia en la *ilustración 47*. Hecho esto se establece los valores de (40) y (41). El valor de (40) es de 0,8 veces la corriente nominal del interruptor, es decir, 64 A. Este valor es coherente dado que la corriente nominal de la carga que protege es de 46 A. El valor de (41) hace referencia al tiempo que la curva a tiempo inverso tiende a estabilizarse, se elige un valor de 2 segundos para dejar margen de actuación en el caso de modificar la curva instantánea.

Terminado los ajustes de ambas queda la curva conjunta representada en la *ilustración 44*. En el caso de querer eliminar una curva creada se deberá seleccionar y mediante (36) se eliminaría. De la misma manera, si se requiere modificar una curva creada se puede hacer mediante (37).

Dado que no existe una configuración única de los parámetros de límite de corriente, tiempo de disparo, siempre y cuando estén dentro de los valores límite térmicos, de seguridad y haya selectividad entre protecciones; se procede a resumir la configuración del resto de protecciones elegida en este ejemplo mediante una tabla. El proceso explicado anteriormente de implementación de interruptores se repite exactamente igual en el resto, por lo que no es necesario detallarlo otra vez para cada caso.

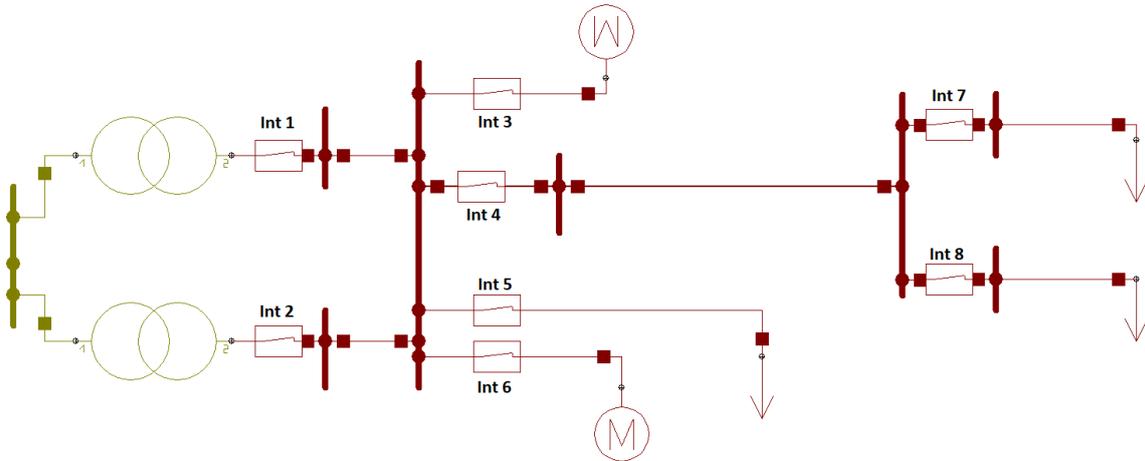


Ilustración 48: Esquema protecciones zona A [Fuente propia]

Protecciones	In (A)	Ajuste instantáneo		Ajuste a tiempo inverso		Color
		(40) $I_a/I_n$	(41) (s)	(40) $I_a/I_n$	(41) (s)	
Int 1, 2	800	8	0,5	1	2,1	Azul
Int 3, 6	500	7	0,05	0,8	2	Verde
Int 4	500	4	0,1	0,4	2	Magenta
Int 5	100	10	0,1	1	3,5	Naranja
Int 7, 8	80	10	0,03	0,8	2	Cian

Tabla 7: Resumen ajustes protecciones zona A

Una vez están ajustadas todas las protecciones se procede a comprobar la selectividad entre ellas. Para ello se ha de proceder de la siguiente manera, “Análisis” >> “Protección de Sobrecorriente” >> “Gráfico del último cálculo...”. De este modo se obtiene el siguiente gráfico de curvas y selectividad:

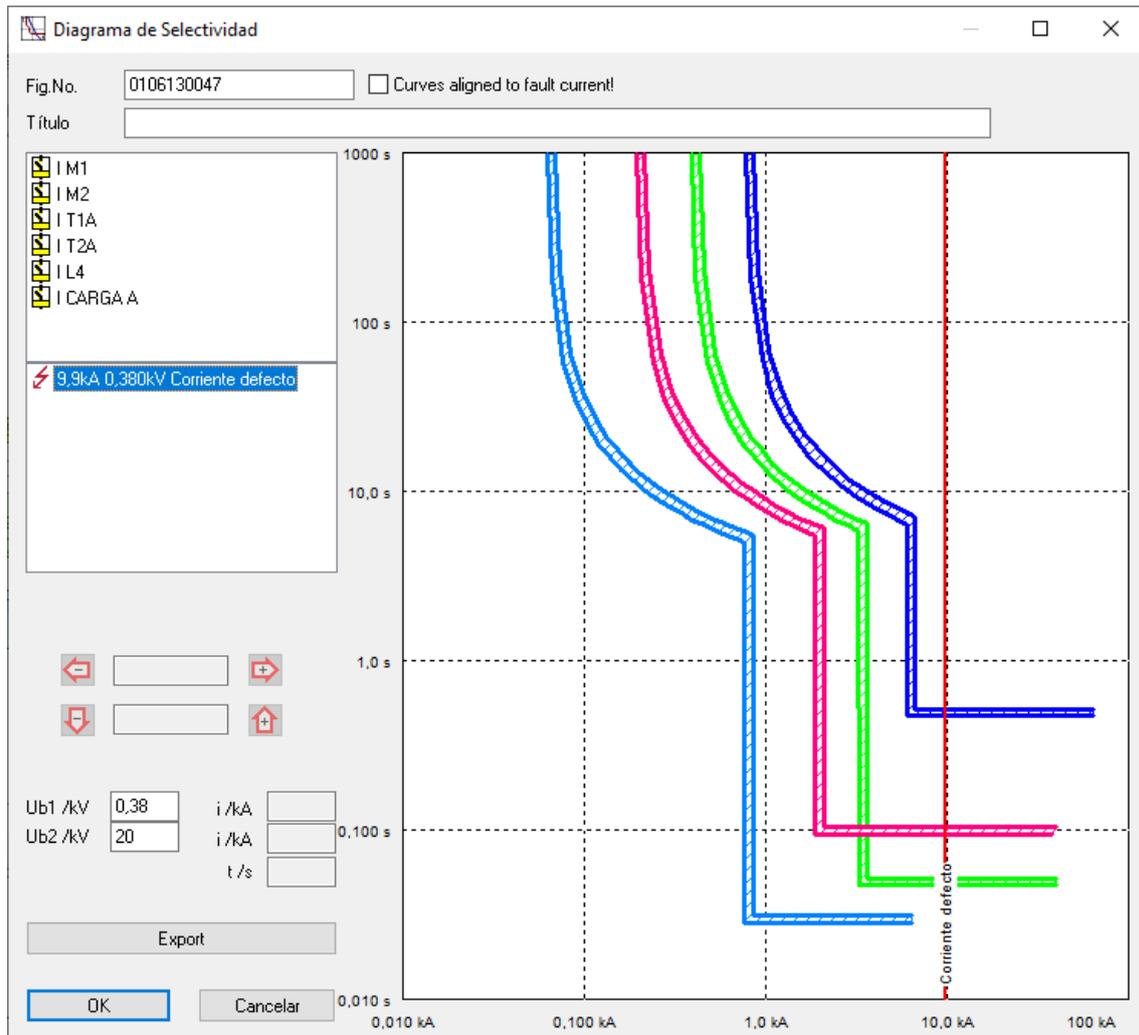


Ilustración 49: Selectividad zona A [Fuente propia]

Como se puede apreciar en la *ilustración 49* los ajustes realizados en las protecciones son selectivos y protegen correctamente la zona A. Cabe comentar que ha de saber interpretarse este gráfico dado que es el resultado de una criba de información previa, lo que se observa en la *ilustración 49* es el resultado final. Esto es debido a que, como se ha comentado anteriormente, el software proporciona bastante más información sobre los análisis de los cuales se ha de saber seleccionar los adecuados para cada caso.

Otra manera de ver la selectividad entre protecciones es mediante los tiempos de disparo de las protecciones, dado que no siempre se puede obtener la *ilustración 49* debido a que hay alteraciones cuando se visualizan cálculos con variaciones de tensión de por medio. En este caso ha sido posible ya que toda la zona A se encuentre a un mismo nivel de tensión de 380 V.

### Selectividad mediante tiempos de actuación para $I_{cc1}$

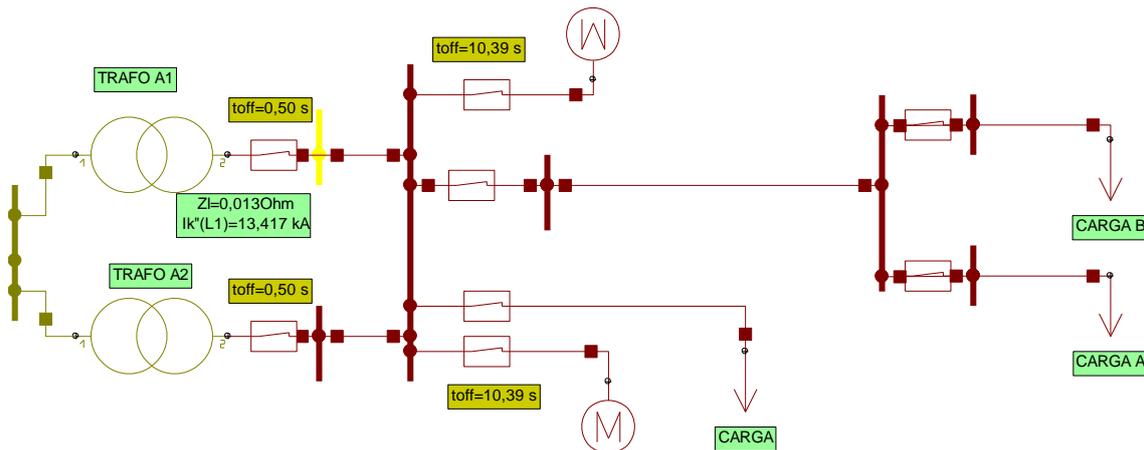


Ilustración 50: Tiempos de actuación para  $I_{cc1}$  zona A [Fuente propia]

Como se aprecia en la *ilustración 50* el interruptor que actúa inmediatamente ante la falta es el primero aguas arriba del nodo en fallo. Se puede apreciar también, que a su vez actúa el interruptor a la salida del otro transformador. Esto es debido a que, si quedara cerrado podría alimentar el cortocircuito mediante esta rama dado que también está conectado al mismo nodo "BARRAS B" que el nodo en falla. Por lo tanto, se comprueba la selectividad para esta corriente de cortocircuito. En caso de fallar dicha protección los interruptores de los motores actuarían a los 10 segundos, aunque el motor lleva incorporado sus propios relés de sobreintensidad y esta protección quedaría en un tercer nivel.

### Selectividad mediante tiempos de actuación para $I_{cc2}$

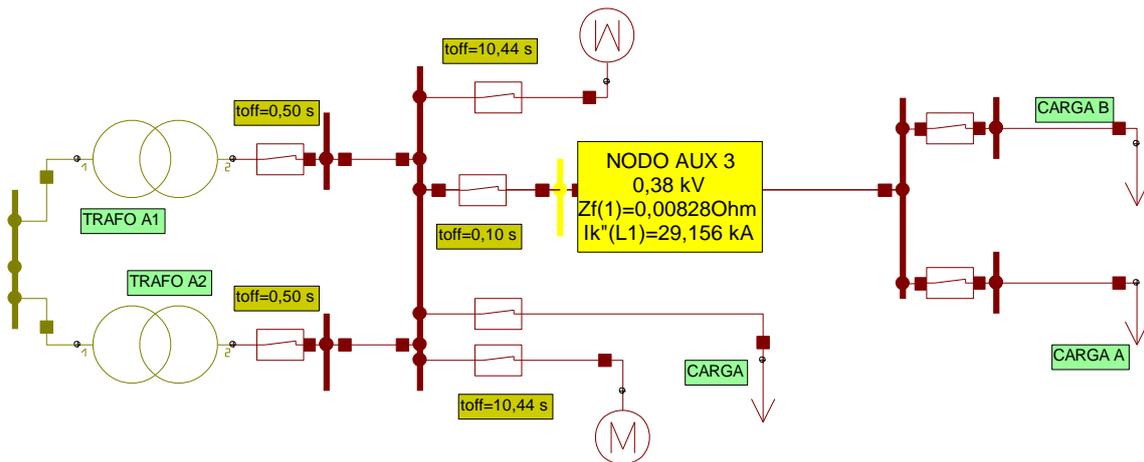


Ilustración 51: Tiempos de actuación para  $I_{cc2}$  zona A [Fuente propia]

Se puede comprobar que el interruptor que actúa inmediatamente primero ante la falta es el que se encuentra aguas arriba del nodo en fallo, por lo tanto, queda comprobada la selectividad. De fallar dicha protección actuarían los interruptores a la salida de los transformadores al cabo de poco tiempo, por lo que existe una buena coordinación entre protecciones. Los interruptores de los motores tardan más en actuar debido al margen que se deja por los picos de sus corrientes de arranque.

### Selectividad mediante tiempos de actuación para $I_{cc3}$

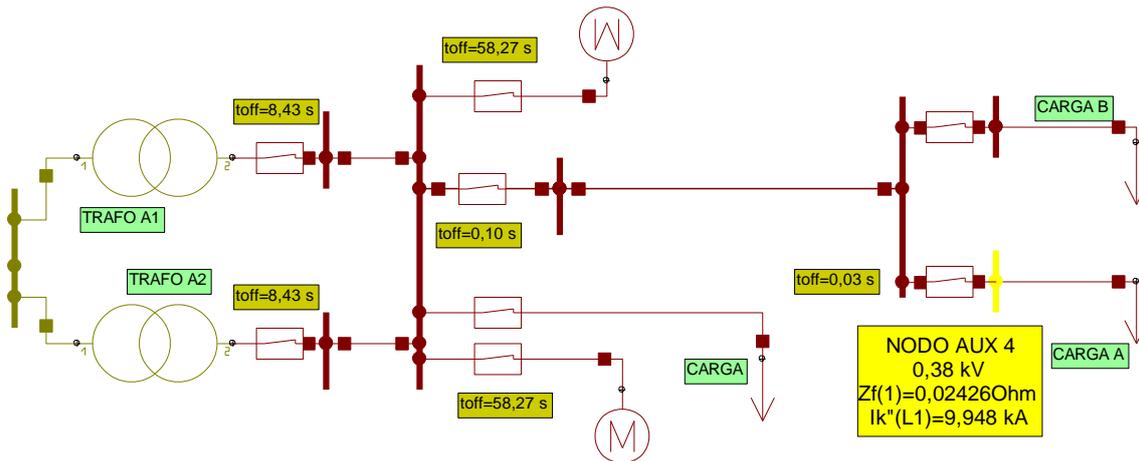


Ilustración 52: Tiempos de actuación para  $I_{cc3}$  zona A [Fuente propia]

Una vez más queda comprobada la selectividad entre protecciones, los interruptores actúan secuencialmente empezando por el interruptor que se encuentra inmediatamente aguas arriba del nodo en falla, de fallar éste actuaría el siguiente en un breve espacio de tiempo y aun así en un caso menos probable, de fallar este último actuarían los siguientes, aunque se tardaría bastante más dado que no se ha ajustado dicha protección pensando en un fallo doble.

## 6.3 Zona B

### 6.3.1 Análisis teórico de la zona B

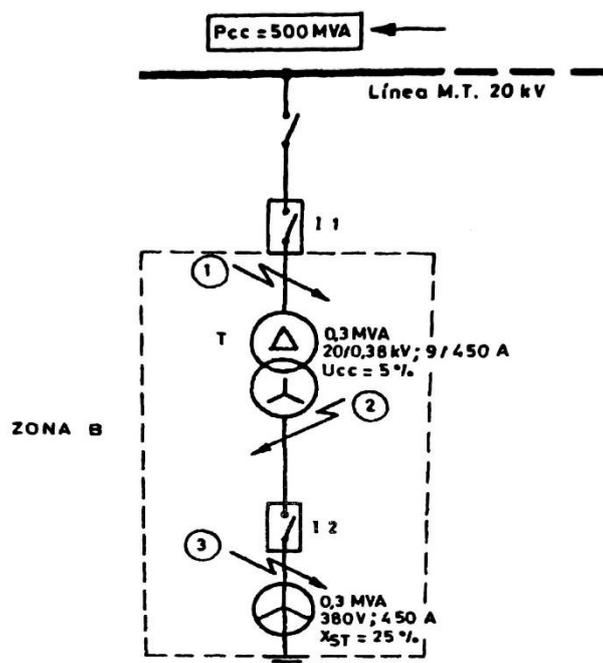


Ilustración 53: Esquema unifilar zona B [2]

La zona B simula una minicentral hidráulica. A continuación, se presentan los datos proporcionados por el ejemplo y se procede a calcular las impedancias de cortocircuito propias:

### Transformador MT/BT

$$S_{NT} = 0,3 \text{ MVA}$$

$$U_{N1} = 20 \text{ kV}$$

$$I_{N1} = 9 \text{ A}$$

$$U_{N2} = 0,38 \text{ kV}$$

$$I_{N2} = 450 \text{ A}$$

$$u_{cc} = 5 \% - 0,3 \text{ MVA}$$

$$P_{Cu} = 1,5 \%$$

Cálculo de la impedancia de cortocircuito referida al lado de 380 V:

$$Z_T = u_{cc} \cdot \frac{U_{N2}^2}{S_{NT}} = 0,05 \cdot \frac{380^2}{0,3 \cdot 10^6} = 24,07 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$R_T = P_{Cu} \cdot \frac{U_{N2}^2}{S_{NT}} = 0,015 \cdot \frac{380^2}{0,3 \cdot 10^6} = 7,22 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{24,07^2 - 7,22^2} = 23 \cdot 10^{-3} j \Omega$$

### Red

Una vez más, se considera una  $S_{cc}$  de 500 MVA para el cálculo teórico.

$$X_R = \frac{U_{N2}^2}{S_{cc}} = \frac{380^2}{500 \cdot 10^6} = 0,29 \cdot 10^{-3} j \Omega$$

### Generador

$$S_{NG} = 0,3 \text{ MVA}$$

$$U_N = 0,38 \text{ kV}$$

$$I_N = 450 \text{ A}$$

$$X_{STG} = 25 \% - 0,3 \text{ MVA (Reactancia subtransitoria saturada respecto a } S_{NG} \text{)}$$

$$R_{STG} = 10 \% - X_{STG} \text{ (Resistencia equivalente del generador respecto } X_{STG} \text{)}$$

En base a esto se calcula la impedancia de cortocircuito:

$$X_G = X_{STG} \cdot \frac{U_{N2}^2}{S_{NG}} = 0,25 \cdot \frac{380^2}{0,3 \cdot 10^6} = 120 \cdot 10^{-3} j \Omega$$

$$R_{STG} = 10 \% X_{STG} = 12 \cdot 10^{-3} \Omega$$

### Unión entre transformador e interruptor del generador

Según el ejemplo, se establece que:

$$R_U = 15 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$X_U = 7 \cdot 10^{-3} j \Omega$$

Una vez se conocen todas las impedancias de cortocircuito que interactúan en la zona se procede al cálculo de los cortocircuitos establecidos en la *ilustración 53*.

### Cálculo de cortocircuito en bornes del generador

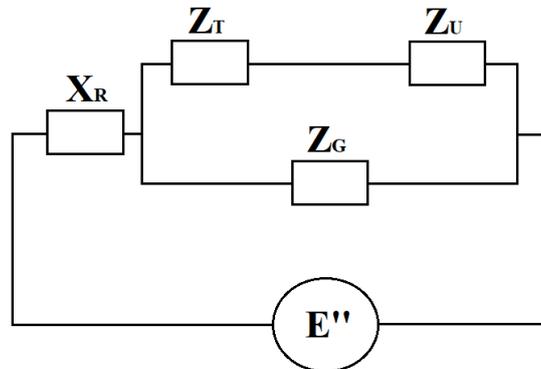


Ilustración 54: Circuito equivalente para  $I_{cc1}$  [Fuente propia]

$$R_{cc1} = 10^{-3} \cdot \frac{(R_T + R_U) \cdot R_{SG}}{R_T + R_U + R_{SG}} = 10^{-3} \cdot \frac{(7,22 + 15) \cdot 12}{7,22 + 15 + 12} = 7,8 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$X_{cc1} = 10^{-3} \cdot \frac{(X_R + X_T + X_U) \cdot X_G}{X_R + X_T + X_U + X_G} = 10^{-3} \cdot \frac{(0,29 + 23 + 7) \cdot 120}{0,29 + 23 + 7 + 120} = 24,21 \cdot 10^{-3} j \Omega$$

$$Z_{cc1} = 10^{-3} \cdot \sqrt{R_{cc1}^2 + X_{cc1}^2} = 10^{-3} \cdot \sqrt{7,8^2 + 24,21^2} = 25,4 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$I_{cc1} = \frac{U_{NM}}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc1}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 25,4 \cdot 10^{-3}} = 8,6 \text{ kA}$$

### Cálculo de cortocircuito a la salida del transformador, lado de BT

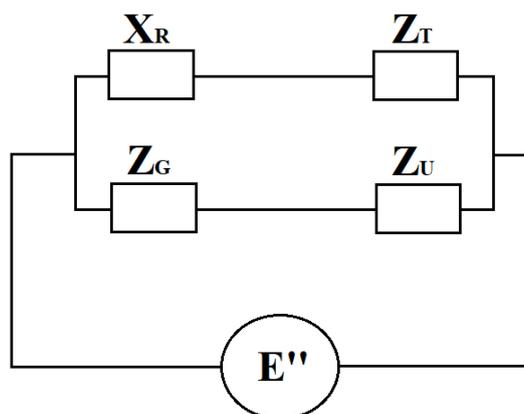


Ilustración 55: Circuito equivalente para  $I_{cc2}$  [Fuente propia]

$$R_{cc2} = 10^{-3} \cdot \frac{(R_{SG} + R_U) \cdot R_T}{R_{SG} + R_U + R_T} = 10^{-3} \cdot \frac{(12 + 15) \cdot 7,22}{12 + 15 + 7,22} = 5,7 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$X_{cc2} = 10^{-3} \cdot \frac{(X_G + X_U) \cdot (X_R + X_T)}{X_G + X_U + X_R + X_T} = 10^{-3} \cdot \frac{(0,29 + 23 + 7) \cdot 120}{0,29 + 23 + 7 + 120} = 19,7 \cdot 10^{-3} j \Omega$$

$$Z_{cc2} = 10^{-3} \cdot \sqrt{R_{cc2}^2 + X_{cc2}^2} = 10^{-3} \cdot \sqrt{5,7^2 + 19,7^2} = 20,5 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$I_{cc2} = \frac{U_{NM}}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc2}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 20,5 \cdot 10^{-3}} = 10,7 \text{ kA}$$

### Cálculo de cortocircuito a la entrada del transformador, lado de AT con el interruptor aguas arriba abierto

Al estar abierto el interruptor que enlaza a la red, únicamente se tendrá en cuenta el lado del generador.

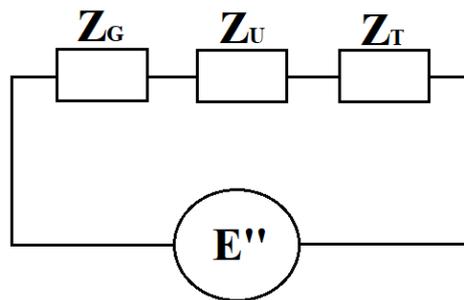


Ilustración 56: Circuito equivalente  $I_{cc3}$  [Fuente propia]

$$R_{cc3} = R_G + R_U + R_T = 10^{-3} \cdot (12 + 15 + 7,22) = 34,22 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$X_{cc3} = X_G + X_U + X_T = 10^{-3} \cdot (120 + 7 + 23) = 150 \cdot 10^{-3} j \Omega$$

$$Z_{cc3} = 10^{-3} \cdot \sqrt{R_{cc3}^2 + X_{cc3}^2} = 10^{-3} \cdot \sqrt{34,22^2 + 150^2} = 154 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$I_{cc3} = \frac{U_{NM}}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc3}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 154 \cdot 10^{-3}} = 1,4 \text{ kA}$$

En este caso no hay una comparación entre resultados, dado que los valores teóricos calculados coinciden con los de Paulino.

## 6.3.2 Implementación en NEPLAN de la zona B

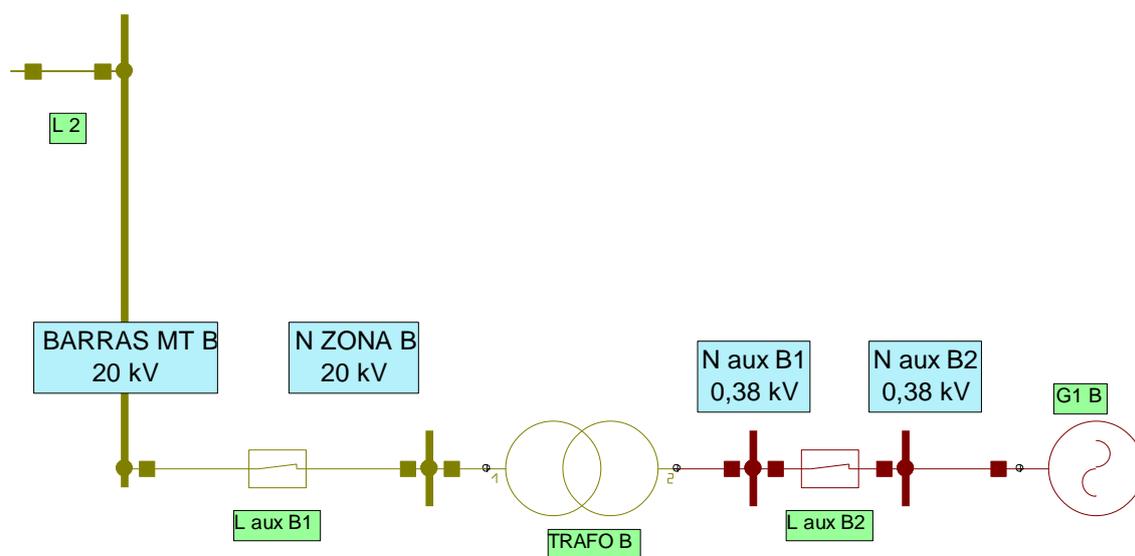


Ilustración 57: Esquema en NEPLAN de la zona B [Fuente propia]

El esquema de la zona B tiene en común la parte inicial desde la red de la *ilustración 20* y continúa a partir del nodo “BARRAS MT B” que enlaza con el final de la línea “L2” de la *ilustración 28*. A partir de aquí entonces, se procede a describir los valores implementados de los elementos que se observan en la zona B. Dado que ya se ha comentado paso a paso la implementación de ciertos elementos, se omitirá este proceso en el caso de ya haberse explicado. En el caso del generador, al salir por primera vez, se procederá a explicar su implementación en NEPLAN.

### Líneas

En el ejemplo teórico se ha podido apreciar la ausencia de líneas en la zona B, la presencia de estas líneas en NEPLAN es para poder implementar nodos auxiliares a fin de realizar las corrientes de cortocircuito en los lugares correspondientes.

Mediante la línea “L aux B2” se ha implementado la unión del transformador con el interruptor del generador que se detalla en los datos teóricos de la zona B, así que no alterará los cálculos de corrientes de cortocircuito. En el caso de “L aux B1”, adquiere un valor complementario de longitud perteneciente a la línea que une las barras principales de 20 kV con la zona B, esto se verá en la zona D. La impedancia de la línea “L aux B1” es dato del ejemplo.

	Longitud (km)	R(1) ( $\Omega$ /km)	X(1) ( $\Omega$ /km)
L aux B1	0,002	0,3625	0,4125
L aux B2	0,001	15	7

Tabla 8: Resumen impedancias de línea zona B

## Transformador 20/0,38

Se procede a mostrar la configuración de los parámetros introducidos en NEPLAN del transformador:

Transformador 2 Dev.

**Parámetros**

Nombre...: TRAFO B

Tipo:  3-phase transformer  3 x 1-phase transformer

Vn1 .. kV: 20 Vn2 .. kV: 0,38 Sr .. MVA: 0,3

Vr1 .. kV: 20 Vr2 .. kV: 0,38

Rr(1) .. %: 1,5 kW: 4,5 Rr(0) .. %: 0 kW: 0

Zcc(1) .. %: 5 Zcc(0) .. %: 0

X(1)/R(1): 3,18 X(0)/R(0): 0

I0 .. %: 0 V01(0) .. %: 0 LMnoSAT..pu: 0

P fe .. kW: 0 V02(0) .. %: 0 LMSAT .. pu: 0

KP .. pu: 0

? resi. A..pu: 0

? resi. B..pu: 0

? resi. C..pu: 0

Camb. Tap bajo carga

Suicheable

Autotransformador

Grupo vectorial: Dyn11

Copiar Pegar Librería Exportar Aceptar Cancelar Color Ayuda

Ilustración 58: Parámetros transformador zona B [Fuente propia]

## Generador

Para implementar un generador en NEPLAN se ha de acudir a la ventana de elementos, donde se podrá hallar en “1-Terminal” con el nombre de “Máquina Síncrona”. Al seleccionar el elemento y arrastrarlo para su implementación, aparecerá la siguiente ventana:

Ilustración 59: Parámetros del generador zona B [Fuente propia]

En (42) se introduce la tensión nominal del generador y en (43) la potencia nominal aparente. Dado que no tenemos más datos, se establece la hipótesis de  $\cos(\varphi) = 1$  (45), de ahí que el valor de la potencia activa (44) sea igual a (43). En (46) se introduce el valor de la reactancia subtransitoria saturada y en (47) el valor de la resistencia equivalente del generador. Por último, en (48) el software permite establecer si el generador es de rotor liso o polos salientes.

### 6.3.3 Protecciones y selectividad en la zona B

#### Cálculos de cortocircuito en NEPLAN

Como se ha comentado anteriormente, en primer lugar, se comprobará mediante el análisis de “flujo de carga” si existe algún error. Una vez se ha comprobado la correcta implementación de la zona B se pasa al cálculo de las corrientes de cortocircuito, este proceso se realizará de la misma manera que se ha comentado en la zona A, lo único que cambia es el nodo en el que se establecerá la falla.

### Cálculo de cortocircuito en bornes del generador

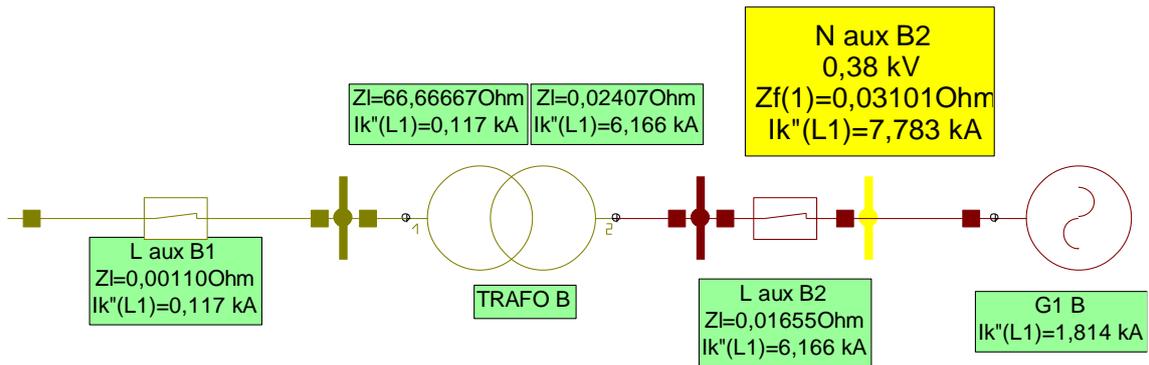


Ilustración 60: Esquema lcc1 zona B [Fuente propia]

Se puede apreciar que para este cortocircuito la aportación del generador será de 1,814 kA.

### Cálculo de cortocircuito a la salida del transformador, lado de BT

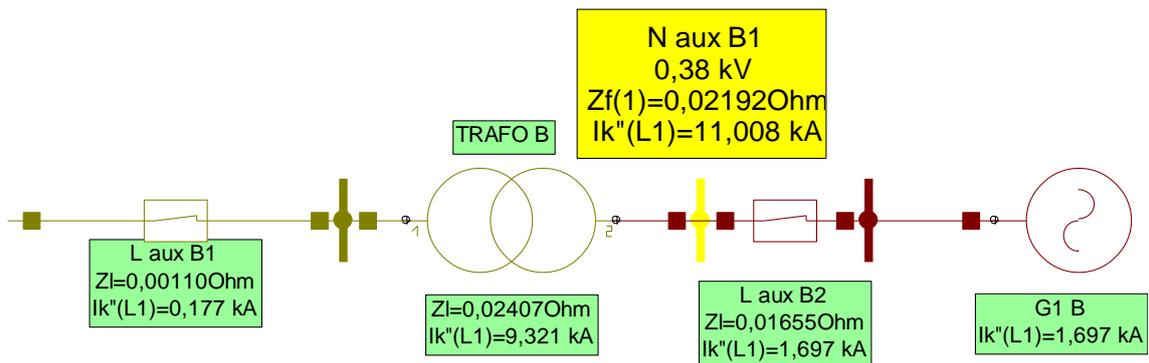


Ilustración 61: Esquema lcc2 zona B [Fuente propia]

Se puede apreciar que para este cortocircuito la aportación del generador será de 1,697 kA.

### Cálculo de cortocircuito a la entrada del transformador, lado de AT con el interruptor aguas arriba abierto

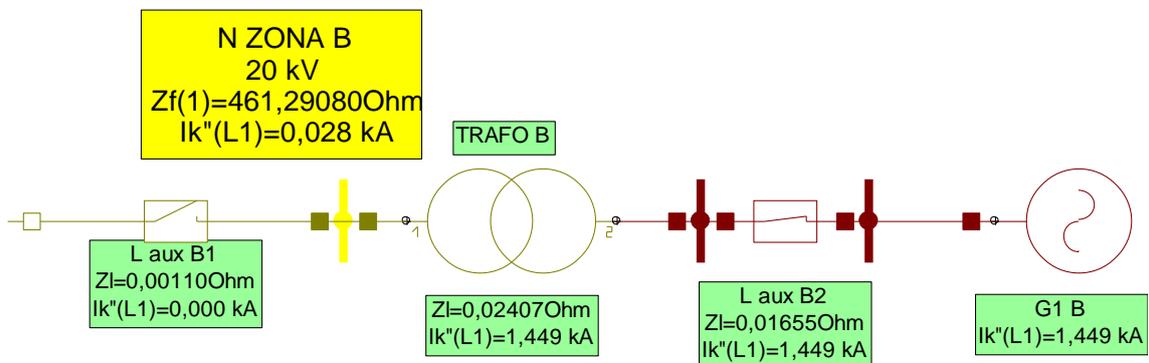


Ilustración 62: Esquema lcc3 zona B [Fuente propia]

Se puede apreciar que para este cortocircuito la aportación del generador será de 1,449 kA. También se observa que el software calcula la corriente de cortocircuito en el lado de AT, esta misma corriente en el lado de BT sería de:

$$I_{cc3} = I_2 = m \cdot I_1 = (20/0,38) \cdot 0,028 = 1,47 \text{ kA}$$

	NEPLAN	Paulino	Error
$I_{cc1}$ (kA)	7,783	8,60	9,5 %
$I_{cc2}$ (kA)	11,01	10,70	2,89 %
$I_{cc3}$ (kA)	1,47	1,40	3,47 %

Tabla 9: Resumen simulación corrientes cortocircuito zona B

En esta ocasión ocurre lo mismo que en la zona A, al tener en cuenta la red establecida en la *ilustración 20*, las líneas de por medio y el transformador de AT, esto hace que haya esa diferencia de resultados. Pese a eso, es un error menor dado que en el caso de  $I_{cc3}$  donde no se tiene en cuenta la red, se aprecia una disminución del error y el existente es debido a redondeos durante los cálculos y al ajuste del generador seguramente.

Una vez se han calculado las corrientes de cortocircuito se pasa a implementar las protecciones.

### Implementación de protecciones

Dado que ya se ha explicado como implementar los interruptores junto con sus curvas de actuación, se procede a comentar los ajustes realizados en la zona B.

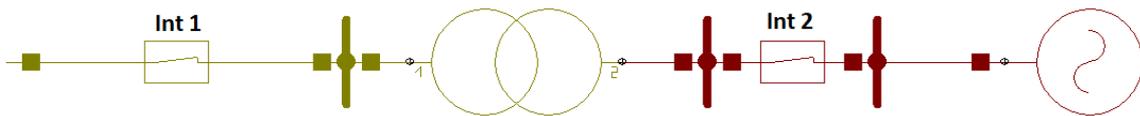


Ilustración 63: Esquema de protecciones zona B [Fuente propia]

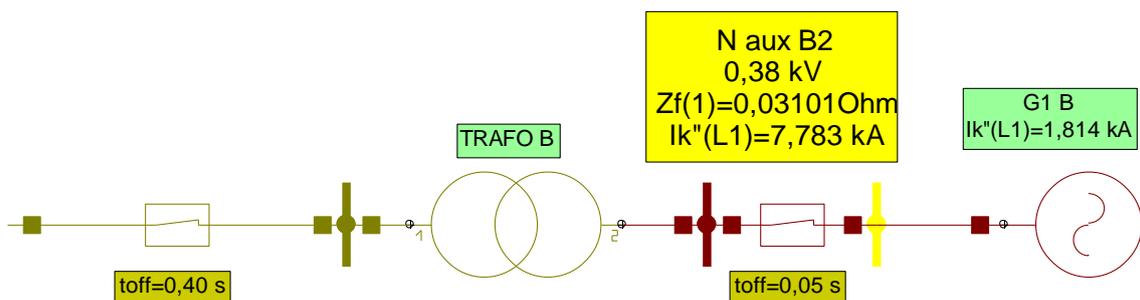
Protecciones	$I_n$ (A)	Ajuste instantáneo		Ajuste a tiempo inverso		Color
		(40) $I_a/I_n$	(41) (s)	(40) $I_a/I_n$	(41) (s)	
Int 1	15	20	0,1	1	0,12	Amarillo
Int 2	500	2	0,05	1	0,035	Rosa

Tabla 10: Resumen ajustes protecciones zona B

En la *tabla 10* se puede apreciar los valores escogidos para la configuración de las protecciones de la zona B, la justificación de estos valores recae en que no existe una configuración única de los parámetros de límite de corriente y tiempo de actuación de las protecciones, siempre y cuando se encuentren dentro de los márgenes comentados en la zona A.

En cuanto al gráfico de las curvas de selectividad, en este caso al haber una variación de tensión en la zona B, éste se vería afectado. Por ello se procede a mostrar la selectividad mediante los tiempos de actuación de las protecciones.

### Selectividad mediante tiempos de actuación para $I_{cc1}$

Ilustración 64: Tiempos de actuación para  $I_{cc1}$  zona B [Fuente propia]

Se puede apreciar que el interruptor en actuar inmediatamente aguas arriba del nodo en fallo es el que actúa primero, por lo tanto, queda comprobada la selectividad. De fallar éste, la protección situada en MT actuaría pasado poco tiempo. También cabe mencionar que el generador cuenta con relés de sobreintensidad incorporados.

#### Selectividad mediante tiempos de actuación para $I_{cc2}$

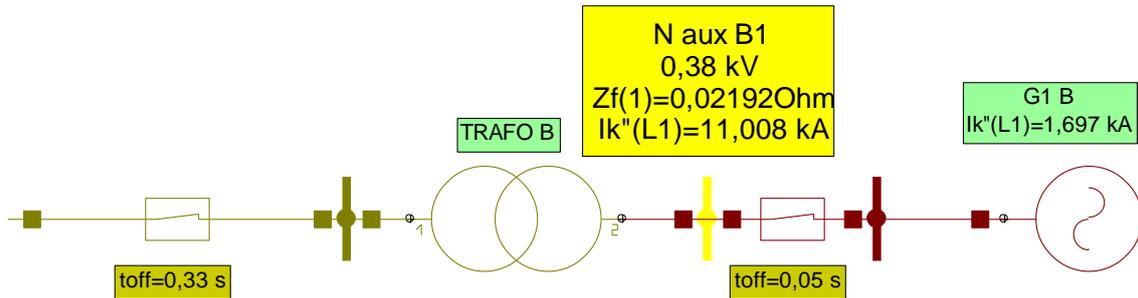


Ilustración 65: Tiempos de actuación para  $I_{cc2}$  zona B [Fuente propia]

Para este cortocircito las protecciones implementadas actúan en tiempos bastante rápidos y además protegen tanto al generador como el lado de red. En este caso la selectividad consistiría en que el tiempo de actuación del interruptor 2 este por debajo del tiempo de actuación del relé de protección de sobreintensidad interno del generador.

#### Selectividad mediante tiempos de actuación para $I_{cc3}$

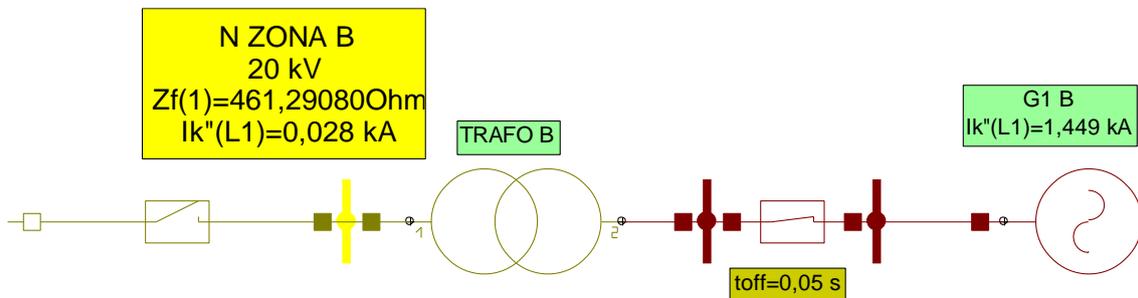


Ilustración 66: Tiempos de actuación para  $I_{cc3}$  zona B [Fuente propia]

Con el interruptor abierto del lado de red, la única selectividad posible sería la comentada en el apartado anterior entre el interruptor 2 y la protección de sobreintensidad del generador. De igual manera se comprueba la correcta actuación del interruptor en un tiempo reducido.

## 6.4 Zona C

### 6.4.1 Análisis teórico de la zona C

La zona C engloba la zona A y la zona B, se calcularán los cortocircuitos a la entrada de dichas zonas. Además, se incluye una nueva derivación protegida por fusibles.

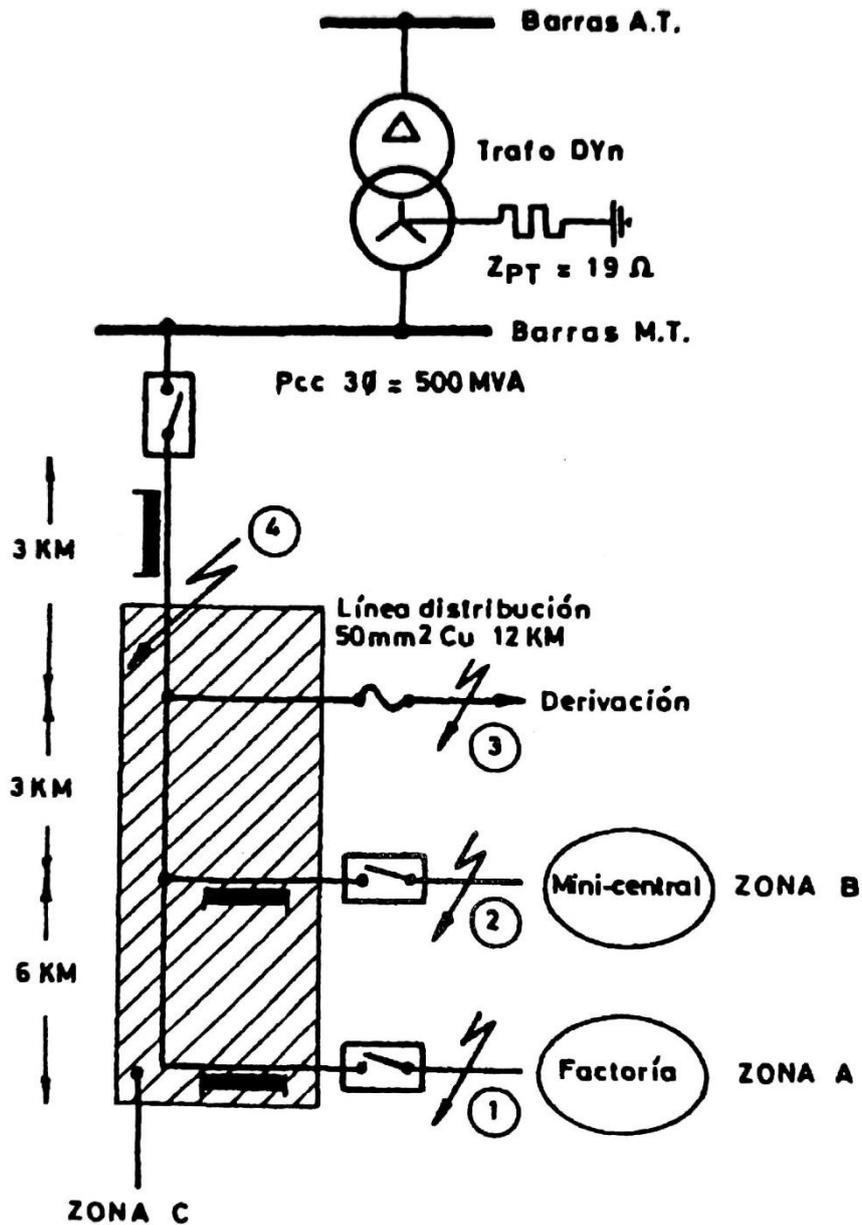


Ilustración 67: Esquema unifilar zona C [2]

En este caso los datos a conocer, necesarios para el cálculo de las corrientes de cortocircuito que se visualizan en la *ilustración 67*, son la impedancia de la línea y la de red.

### Red

Una vez más se considera una  $S_{cc}$  de la red de 500 MVA, lo que varía en este caso es el nivel de tensión, entonces se aplicará un factor de corrección de 1,1 [6]:

$$Z_R = 1,1 \cdot \frac{U_{N2}^2}{S_{cc}} = 1,1 \cdot \frac{20000^2}{500 \cdot 10^6} = 0,88 \angle 90 \Omega$$

## Línea

Como se ha dicho anteriormente, los valores que se visualizan son datos del ejemplo.

$$L_{Total} = 12 \text{ km}$$

$$R(1) = 0,3625 \Omega/\text{km}$$

$$X(1) = 0,4125 \text{ j}\Omega/\text{km}$$

De estos datos se observa la impedancia de la línea utilizada en la zona B.

## Derivación

La derivación consiste en una línea de distribución de 12 km protegida por fusibles, la impedancia de dicha línea es la misma que el apartado anterior.

Conocidos los datos de impedancias de cortocircuito de la zona C, se procede a calcular las corrientes de cortocircuito que se observan en la *ilustración 67*.

## Cálculo de cortocircuito a la entrada de la zona A

La distancia desde las barras de MT hasta la entrada a la zona A es de 12 km, entonces:

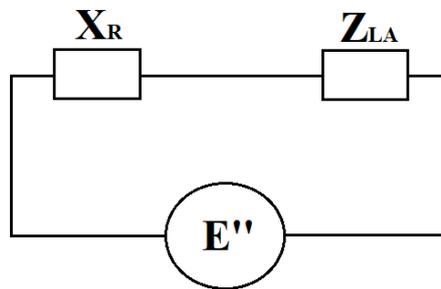


Ilustración 68: Circuito equivalente  $I_{cc1}$  [Fuente propia]

$$Z_{LA} = L_A (R(1) + jX(1)) = 12 \cdot (0,3625 + j0,4125) = 6,58 \angle 48,7^\circ \Omega$$

$$Z_{cc1} = Z_R + Z_{LA} = 0,88 \angle 90^\circ + 6,58 \angle 48,7^\circ = 7,26 \angle 53,3^\circ \Omega$$

$$I_{cc1} = \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc1}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 7,26} = 1590,5 \text{ A} \approx 1,6 \text{ kA}$$

## Cálculo de cortocircuito a la entrada de la zona B

La distancia desde las barras de MT hasta la entrada a la zona B es de 6 km, entonces:

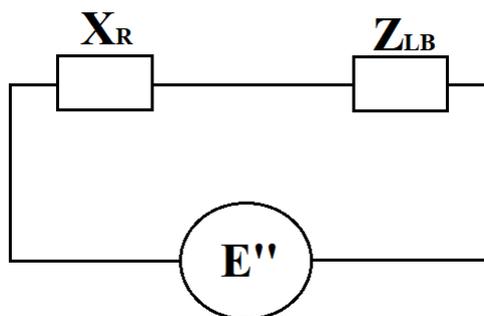


Ilustración 69: Circuito equivalente  $I_{cc2}$  [Fuente propia]

$$Z_{LB} = L_B (R(1) + jX(1)) = 6 \cdot (0,3625 + j0,4125) = 3,29 \angle 48,7 \Omega$$

$$Z_{cc2} = Z_R + Z_{LB} = 0,88 \angle 90 + 3,29 \angle 48,7 = 3,99 \angle 57,1 \Omega$$

$$I_{cc2} = \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc2}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 3,99} = 2893,4 \text{ A} \approx 2,9 \text{ kA}$$

### Cálculo de cortocircuito a la entrada de la zona de derivación

La distancia desde las barras de MT hasta la entrada a la zona B es de 3 km, entonces:

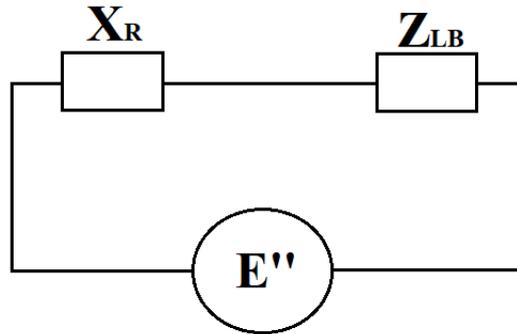


Ilustración 70: Circuito equivalente para  $I_{cc3}$  [Fuente propia]

$$Z_{Deriv} = L_{Deriv} (R(1) + jX(1)) = 3 \cdot (0,3625 + j0,4125) = 1,64 \angle 48,7 \Omega$$

$$Z_{cc3} = Z_R + Z_{Deriv} = 0,88 \angle 90 + 1,64 \angle 48,7 = 2,38 \angle 62,82 \Omega$$

$$I_{cc3} = \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc3}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 2,38} = 4851,7 \text{ A} \approx 4,86 \text{ kA}$$

### Cálculo de cortocircuito a la salida del interruptor aguas debajo de las barras principales de 20 kV

En este caso al ser inmediatamente a la salida del interruptor aguas debajo de las barras de 20 kV, no se considera la impedancia del interruptor. Así entonces, únicamente queda considerar la impedancia de la red, la cual será puramente reactiva. Por ello no se cree necesario realizar el esquema equivalente de cortocircuito ya que el cálculo es directo.

$$Z_{cc4} = Z_R = 1,1 \cdot \frac{U_N^2}{S_{cc}} = 1,1 \cdot \frac{20000^2}{500 \cdot 10^6} = 0,88 \angle 90 \Omega$$

$$I_{cc4} = \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc4}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 0,88} = 13121,6 \text{ A} \approx 13,13 \text{ kA}$$

A continuación, se presentará la tabla resumen del cálculo de las corrientes de cortocircuito teóricas. En este caso es necesario hacer una comparativa debido a que hay ciertas variaciones entre resultados que es interesante comentar:

	Paulino	Arturo	Error (%)
$I_{cc1}$ (kA)	1,60	1,60	0
$I_{cc2}$ (kA)	2,93	2,90	1,02
$I_{cc3}$ (kA)	5,00	4,86	2,80
$I_{cc4}$ (kA)	14,43	13,13	9,01

Tabla 11: Comparativa de resultados finales de corrientes de cortocircuito

La causa de la variación en los resultados es debido a los redondeos que se van acumulando a lo largo de los cálculos y que Paulino no tiene en cuenta el factor de 1,1 que se usa para cálculos de impedancia de cortocircuito en redes de tensión superior a 1 kV.

$$Z_R = \frac{U_N^2}{S_{cc}} = \frac{20000^2}{500 \cdot 10^6} = 0,8 \Omega$$

$$I_{cc4} = \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc4}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 0,8} = 14,43 \text{ kA}$$

El error de  $I_{cc4}$  es mayor dado que sólo se tiene en cuenta la impedancia de la red, la diferencia de  $0,08 \Omega$  existente se refleja en un error de casi el 10%, esto hace dar una idea de las diferencias de resultados que pueden producirse debido a pequeñas variaciones.

6.4.2 Implementación en NEPLAN de la zona C

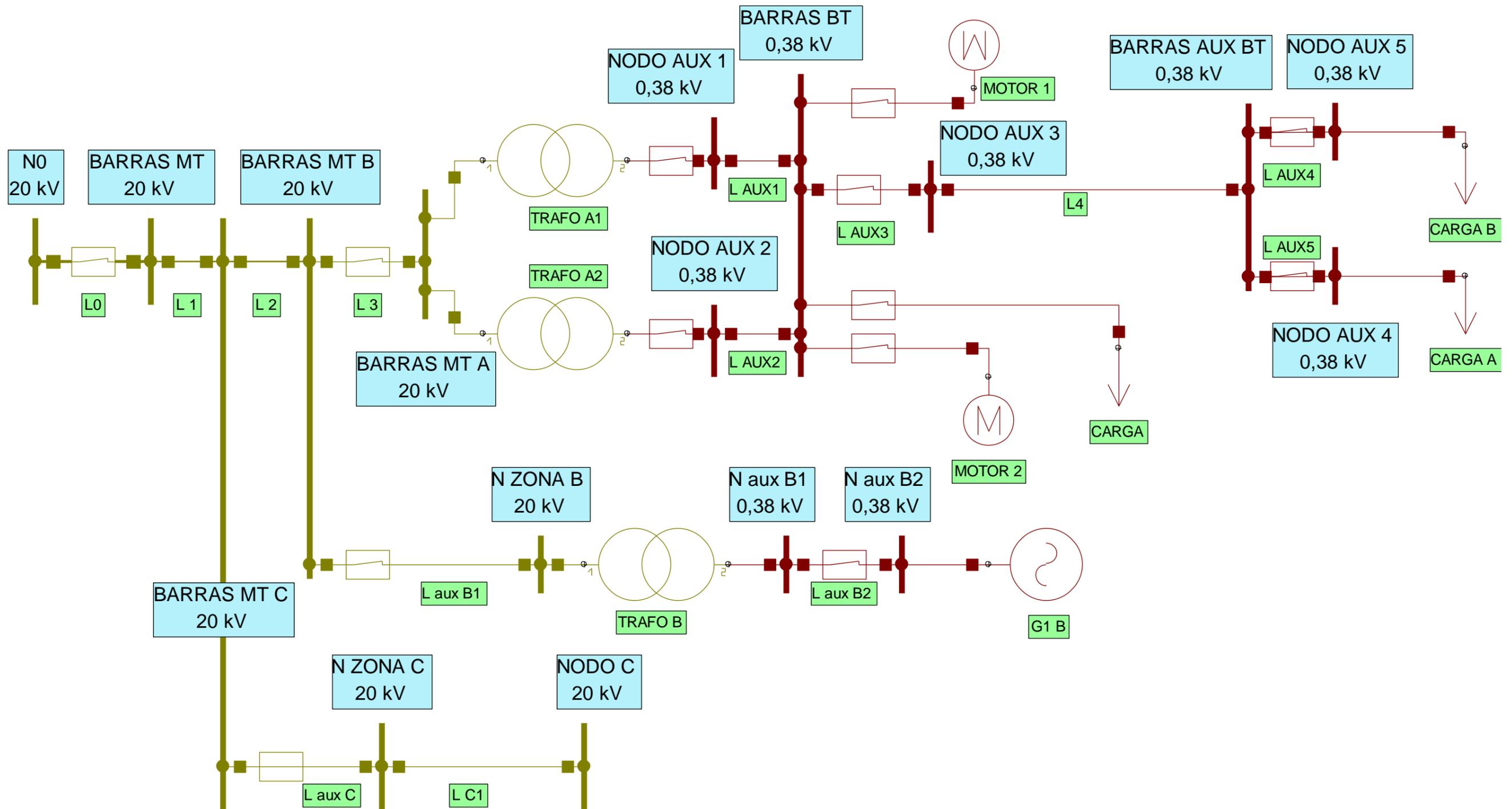


Ilustración 71: Esquema en NEPLAN de la zona C [Fuente propia]

En el esquema anterior se puede apreciar las zonas A y B realizadas previamente unidas a lo largo de las líneas "L0, L1, L2, y L3". Aquí se puede comprender porque en la implementación de la zona A se utilizó esas cuatro líneas en vez de una de 12 km, para poder implementar los nodos de los cuales saldrían la zona B y la derivación, además de poder calcular las corrientes de cortocircuito pertinentes en éstos.

En este caso no se detallará el proceso de implementación de la derivación dado que es introducir dos nodos unidos mediante la línea de 12 km detallada en la *ilustración 67*, como se comentó anteriormente, el valor de la impedancia de esta línea es el mismo que en el tramo de línea anterior:

$$R(1) = 0,3625 \Omega/km$$

$$X(1) = 0,4125 j\Omega/km$$

Lo que si se detallará son las longitudes totales hasta llegar a las distintas zonas mediante una tabla resumen, para comprobar que coinciden con las longitudes dadas en la *ilustración 66*.

### Líneas

Se procede a detallar las longitudes de línea desde las barras principales de media tensión "BARRAS MT" hasta la entrada a las tres distintas zonas, para la zona A ("L<sub>A</sub>"), para la zona B ("L<sub>B</sub>") y para la zona de la derivación ("L<sub>Deriv</sub>").

Se omite el valor de la impedancia dado que ya se conoce el dato y sólo sería introducirlo en los parámetros de línea.

	<b>L<sub>A</sub> (km)</b>	<b>L<sub>B</sub> (km)</b>	<b>L<sub>Deriv</sub> (km)</b>
<b>L0</b>	0,001	0,001	0,001
<b>L1</b>	2,998	2,998	2,998
<b>L aux C</b>	-	-	0,001
<b>L2</b>	2,999	2,999	-
<b>L aux B1</b>	-	0,002	-
<b>L3</b>	6,002	-	-
<b>L total</b>	12	6	3

Tabla 12: Resumen y comprobación longitudes de línea zona C

Como se puede apreciar en la *tabla 12*, quedan comprobadas todas las longitudes y se recalca el motivo de su partición en varias líneas auxiliares para poder hacer el correcto análisis de cortocircuito.

### 6.4.3 Protecciones y selectividad en la zona C

#### Cálculos de cortocircuito en NEPLAN

Se procede a calcular las corrientes de cortocircuito vistas en el cálculo teórico siguiendo el mismo método utilizado en las zonas A y B.

Cálculo de cortocircuito a la entrada de la zona A

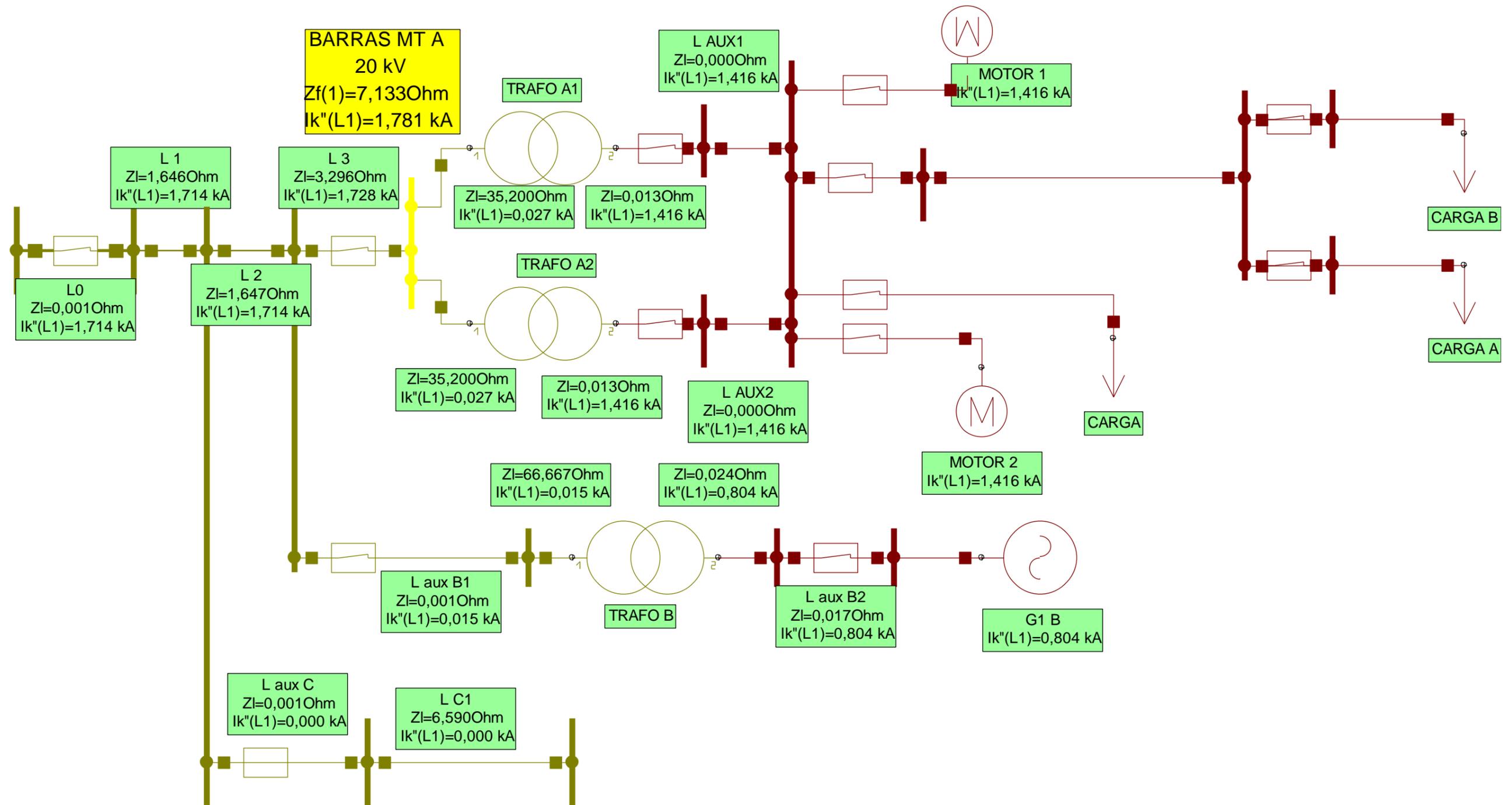


Ilustración 72: Esquema Icc1 zona C [Fuente propia]

Cálculo de cortocircuito a la entrada de la zona B

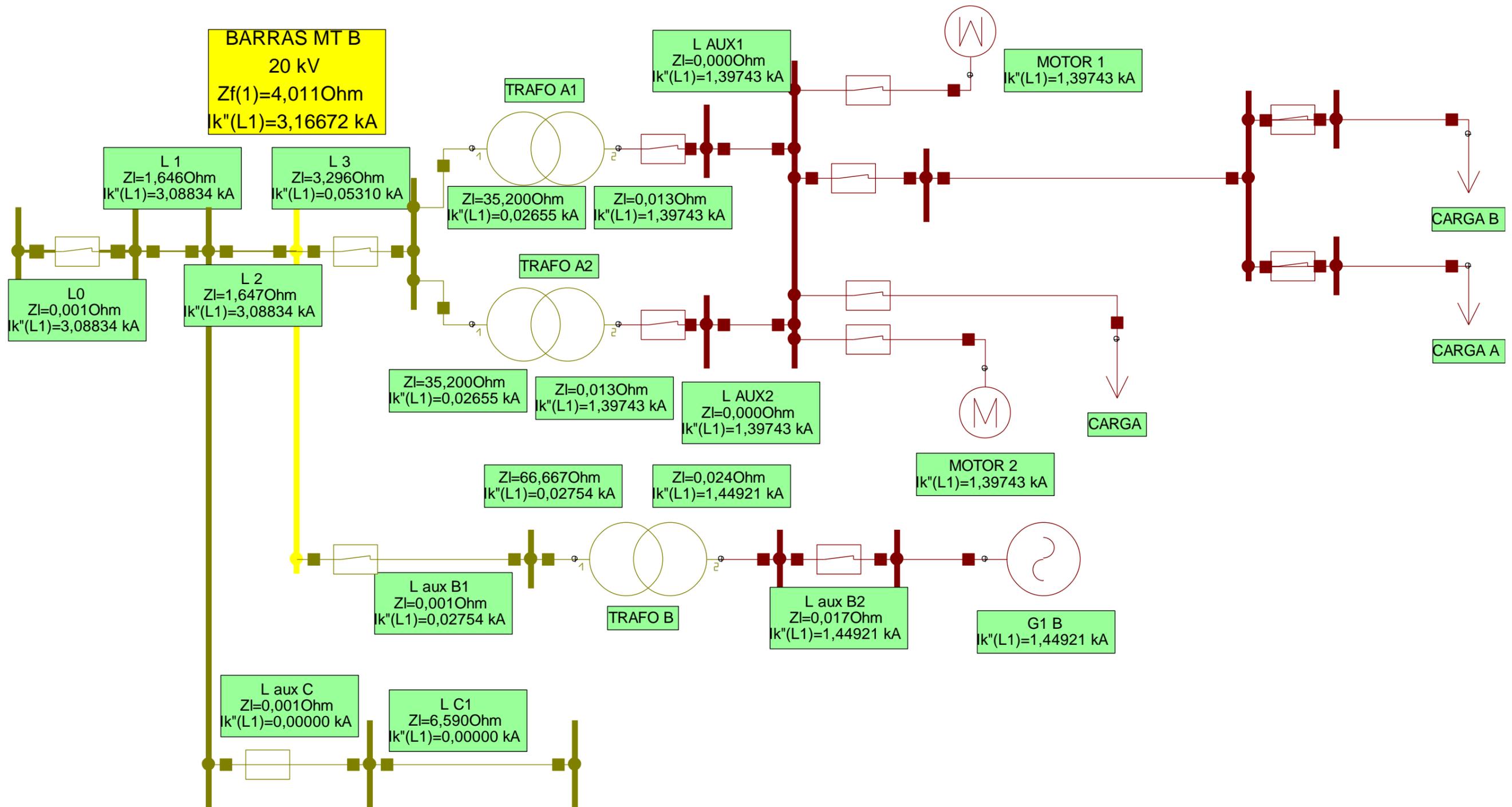


Ilustración 73: Esquema lcc2 zona C [Fuente propia]

Cálculo de cortocircuito a la entrada de la zona de derivación

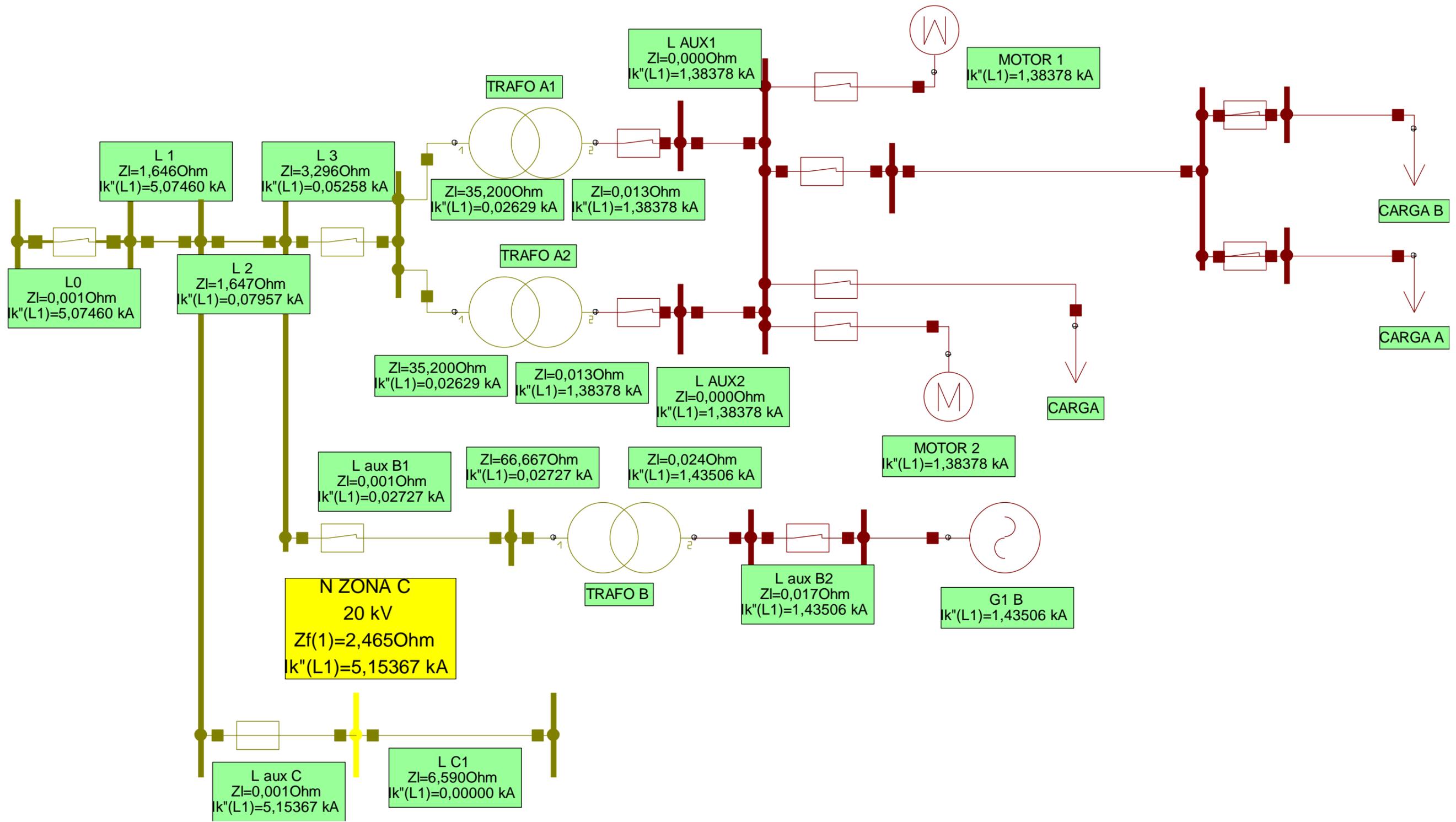


Ilustración 74: Esquema Icc3 zona C [Fuente propia]

Cálculo de cortocircuito a la salida del interruptor aguas debajo de las barras principales de 20 kV

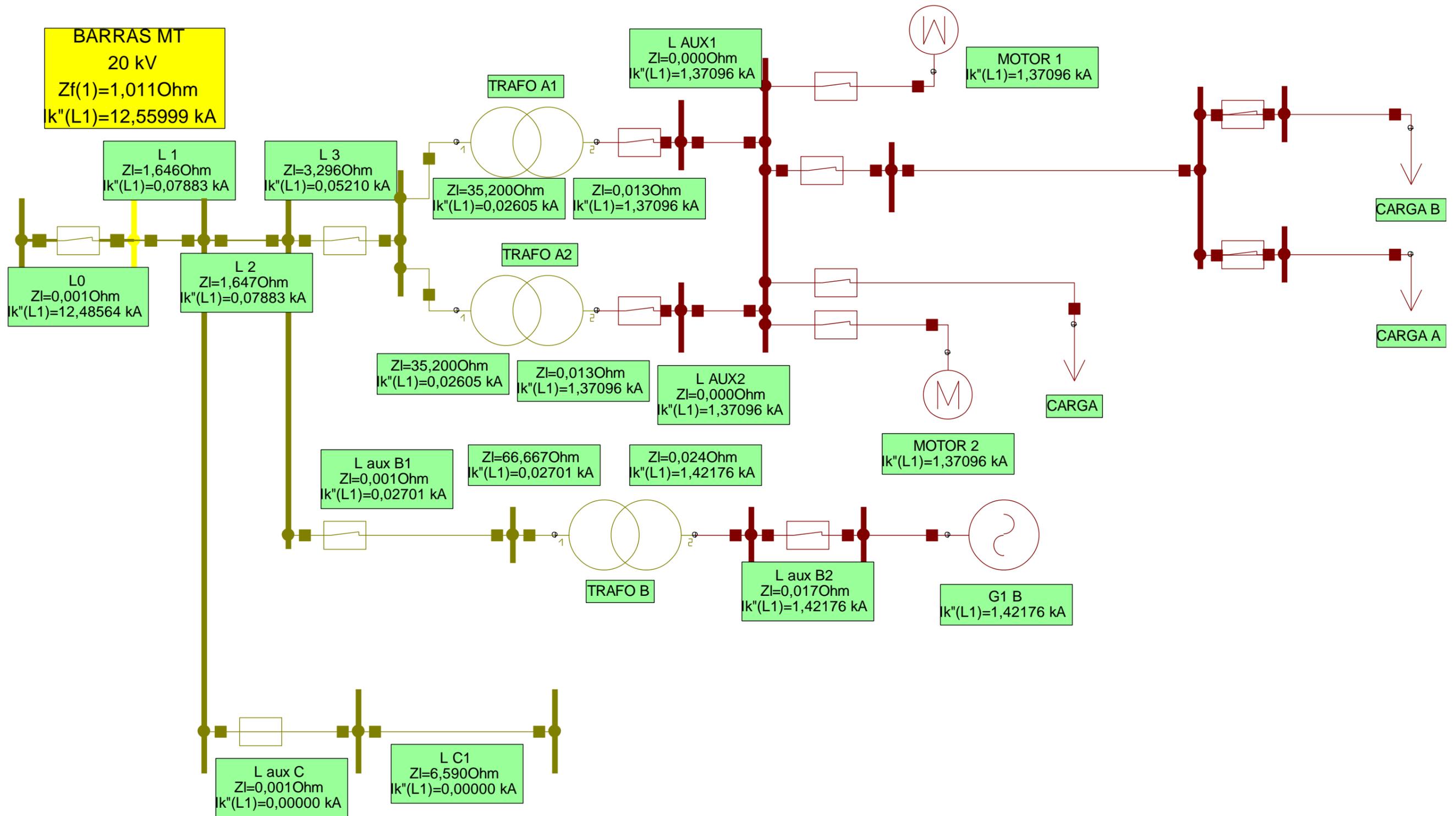


Ilustración 75: Esquema Icc4 zona C [Fuente propia]

Se procede a presentar una tabla resumen de los cálculos de corrientes de cortocircuito realizados mediante el software, también se pretende hacer una comparativa con los valores teóricos calculados y comentar el error existente entre resultados:

	V. simulados (kA)	V. teóricos (kA)	Error (%)
$I_{cc1}$	1,73	1,60	8,13
$I_{cc2}$	3,09	2,93	5,46
$I_{cc3}$	5,15	5,00	3,00
$I_{cc4}$	12,49	14,43	13,44

Tabla 13: Resumen simulación corrientes cortocircuito zona C

Se tomará como ejemplo la  $I_{cc4}$ , que es la que más error tiene para explicar a qué se debe este valor, para ello se hará el cálculo teórico del valor simulado. Entonces habrá que calcular la impedancia de cortocircuito equivalente de la ilustración 20.

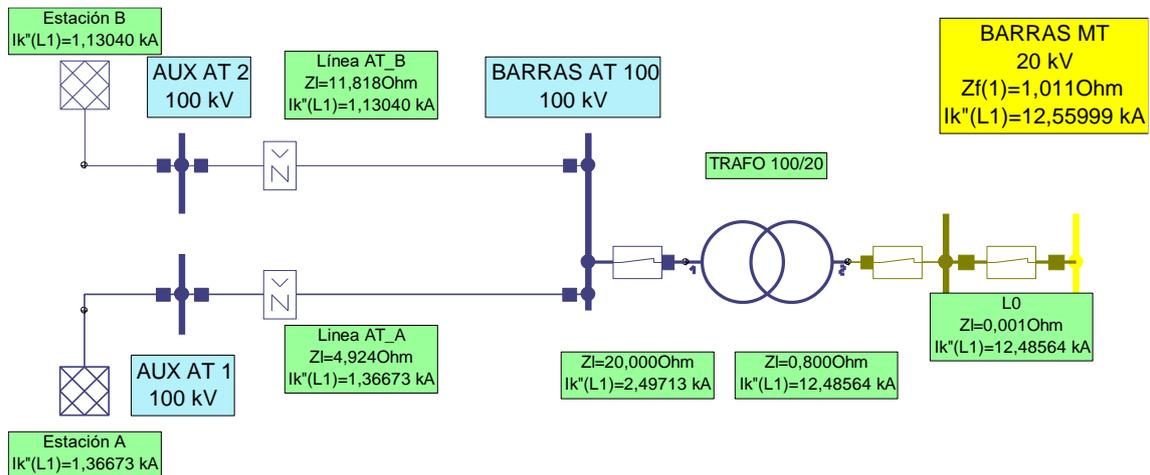


Ilustración 76: Esquema Icc4 lado de red [Fuente propia]

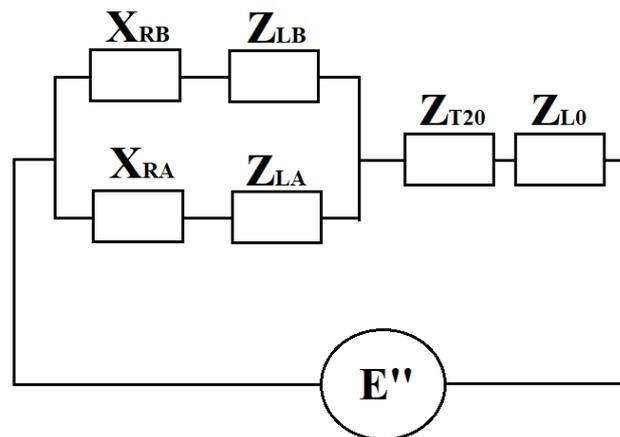


Ilustración 77: Circuito equivalente de comprobación [Fuente propia]

## Redes

Se considera la impedancia de la red puramente reactiva a menos que se varíen los parámetros en NEPLAN, para ello habría que indicarse la relación " $R(1)/X(1)$ " en la ilustración 21. Dado que si no se modifica como se estableció al inicio, el valor es puramente reactivo.

$$Z_{RedA} = 1,1 \cdot \frac{U_N^2}{S_{cc}} = 1,1 \cdot \frac{100000^2}{2000 \cdot 10^6} = 5,5 \angle 90 \Omega$$

$$Z_{RedB} = 1,1 \cdot \frac{U_N^2}{S_{cc}} = 1,1 \cdot \frac{100000^2}{14000 \cdot 10^6} = 0,786 \angle 90 \Omega$$

Se procede a calcular la impedancia equivalente serie entre las redes y las líneas ("AT\_A", "AT\_B"). Los valores de éstas se ven reflejados en la *ilustración 76* y son el resultado de multiplicar la longitud de la línea por su impedancia. Al igual que la impedancia de la red, la impedancia de las líneas es puramente reactiva también, como se refleja en la *ilustración 25*.

$$Z_{EqA} = 5,5 \angle 90 + 4,924 \angle 90 = 10,424 \angle 90 \Omega$$

$$Z_{EqB} = 0,786 \angle 90 + 11,818 \angle 90 = 12,604 \angle 90 \Omega$$

Se procede a calcular el equivalente paralelo de éstas:

$$Z_{Eq100} = \frac{1}{\frac{1}{Z_{EqA}} + \frac{1}{Z_{EqB}}} = \frac{1}{\frac{1}{10,424} + \frac{1}{12,604}} = 5,705 \angle 90 \Omega$$

Esta impedancia equivalente es referente al lado de 100 kV, por lo tanto, ha de pasarse al lado de 20 kV debido a que es en este nivel de tensión donde se produce la falta:

$$Z_{20} = \frac{Z_{100}}{m^2} = \frac{5,705 \angle 90 \Omega}{(100/20)^2} = 0,2282 \angle 90 \Omega$$

Dado que de la *ilustración 26* se considera que el transformador 100/20 kV no tiene pérdidas en el hierro, la impedancia equivalente de cortocircuito será reactiva pura. De este modo, puede calcularse la impedancia equivalente serie mediante la suma de la impedancia del transformador y la de red. La impedancia del transformador se puede obtener de la *ilustración 76*.

$$Z_{serie} = Z_{20} + Z_T = 0,2282 \angle 90 + 0,8 \angle 90 = 1,0282 \angle 90 \Omega$$

Sólo queda sumar la impedancia equivalente a la impedancia resultante de "LO", cuya impedancia y longitud aparecen en la *tabla 3*. Por lo tanto:

$$Z_{L0} = 0,001 \cdot (0,3625 + j 0,4125) = 5,49 \cdot 10^{-4} \angle 48,69 \Omega$$

$$Z_{cc4} = Z_{L0} + Z_{serie} = 1,0282 \angle 90 + 5,49 \cdot 10^{-4} \angle 48,69 \Omega = 1,03 \angle 89,98$$

$$I_{cc4} = 1,1 \cdot \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc4}} = 1,1 \cdot \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 1,03} = 12331,75 \text{ A} \approx 12,332 \text{ kA}$$

Se procede a calcular el error entre el cálculo teórico realizado y el valor obtenido del software:

	V. calculados (kA)	V. software (kA)	Error (%)
$I_{cc4}$	12,332	12,486	1,23

Tabla 14: Comparativa resultados teóricos con los del software

Como se puede observar en la *tabla 14*, el error existente es de un 1,23 %, esto quiere decir que se ha calculado correctamente. El porcentaje de error que se aprecia es debido a redondeos, como se ya se comentó en el cálculo teórico de esta zona anteriormente, pequeñas variaciones en la impedancia de cortocircuito pueden reflejarse en errores considerables. Queda comprobado entonces el éxito de la implementación en NEPLAN.

## Implementación de protecciones

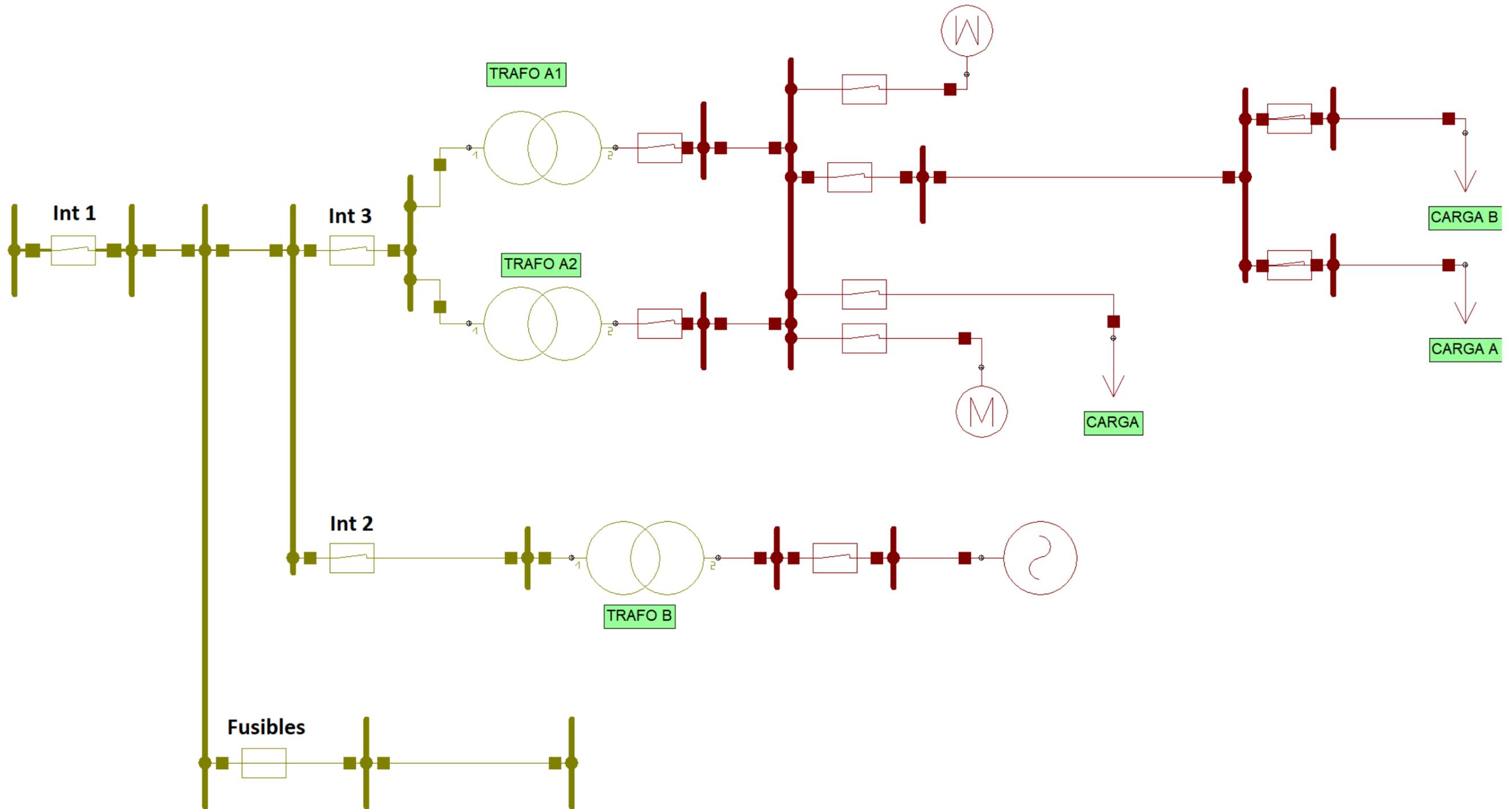


Ilustración 78: Esquema de protecciones zona C [Fuente propia]

A continuación, se procede a mostrar la tabla resumen de protecciones con la configuración de los interruptores. Posteriormente se detallará la implementación de fusibles en NEPLAN dado que es algo nuevo que aún no se ha visto hasta ahora.

Protecciones	In (A)	Ajuste instantáneo		Ajuste a tiempo inverso		Color
		(40) $I_a/I_n$	(41) (s)	(40) $I_a/I_n$	(41) (s)	
Int 1	300	11,6	0,1	1,2	0,25	Marrón
Int 2	15	20	0,1	1	0,12	Amarillo
Int 3	40	15	0,4	1	0,6	Lila

Tabla 15: Resumen ajustes protecciones zona C

Para la implementación de los fusibles que protegen la derivación se ha de ir a la barra de elementos, se encuentran en la parte de “Protecciones/Suiches” con el nombre de “Fusible”. Una vez seleccionado se arrastra a la línea deseada a proteger, hecho esto aparecerá la siguiente ventana:

Ilustración 79: Parámetros del fusible [Fuente propia]

Se asigna un nombre al fusible y en (49) se establece la corriente nominal del dispositivo de protección. Para crear la curva de actuación se ha de hacer clic en (50) y se mostrará la siguiente ventana:

New Fuse - Step 1 of 3 - Info / View

Nombre: F ZONA C      ID: 175540

Ubicación: BARRAS MT C      Un /kV: 20

Destino: L aux C

Descripción:

(51) Color...

< Atrás    Siguiente >    Cancelar    Ayuda

Ilustración 80: Primera venta de características del fusible [Fuente propia]

Al igual que en la implementación de interruptores, en esta ventana se puede modificar el color (51) y el modelo de la curva de actuación, en este caso del fusible. Siguiendo con la configuración de éste, si se hace clic en “Siguiente >” se mostrará la siguiente ventana:

The screenshot shows a software dialog box titled "New Fuse - Step 2 of 3 - Technic Data". It contains the following fields and controls:

- Tipo:** An empty text input field.
- Descripción:** A larger empty text input field.
- Librería:** An empty text input field.
- Below the "Librería" field are four small icons: a folder, a list, a document with a red X, and a document with a red checkmark.
- Ir / A:** A text input field containing "50", followed by the text "(52)".
- I2 / Ir:** A text input field containing "1".
- Impedancia:** A sub-section containing two text input fields: "R /mOhm" with "0" and "X /mOhm" with "0".
- At the bottom of the dialog are four buttons: "< Atrás", "Siguiete >" (highlighted with a blue border), "Cancelar", and "Ayuda".

Ilustración 81: Segunda ventana de características del fusible [Fuente propia]

En esta ventana, el único valor que tiene relevancia es (52), mediante el cual se puede modificar el valor de la corriente nominal del fusible. “ $I_2/I_r$ ” hace referencia al calibre del fusible, tanto este valor como los valores de “impedancia” son puramente informativos, no intervienen en los cálculos que realiza el programa. De hecho, el título de esta ventana es “*Technic Data*”, esto reafirma el carácter informativo que tiene.

Continuando con la configuración del fusible, si se hace clic en “*Siguiete >*” se mostrará la siguiente ventana:

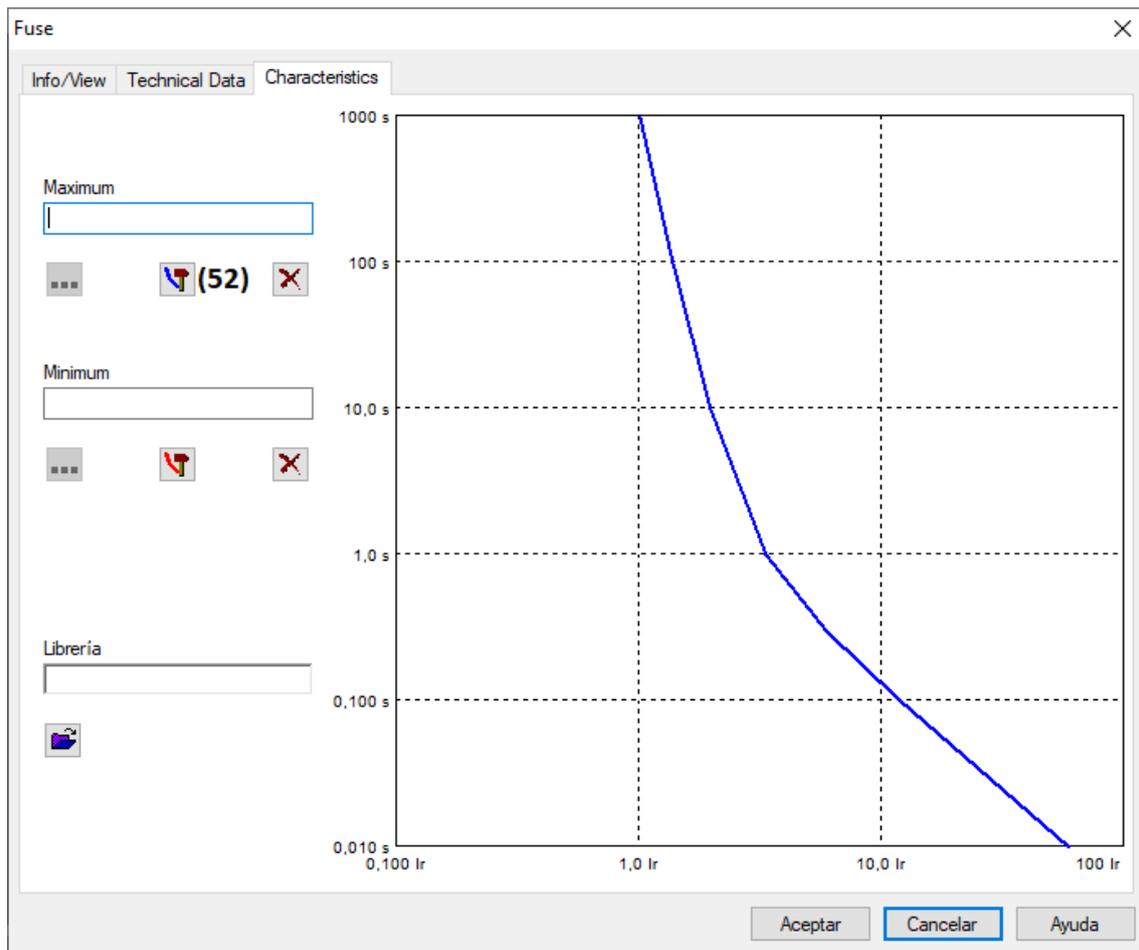


Ilustración 82: Tercera ventana configuración del fusible [Fuente propia]

Cuando aparezca por primera vez esta ventana no se verá la curva que se observa en la *ilustración 82*, sino que aparecerá en blanco. Para crear la curva de actuación el software permite crear un margen de tolerancia mediante una curva máxima y una mínima, de no querer dicho margen únicamente se configurará la curva de valor máximo haciendo clic en (52), donde aparecerá la siguiente ventana:

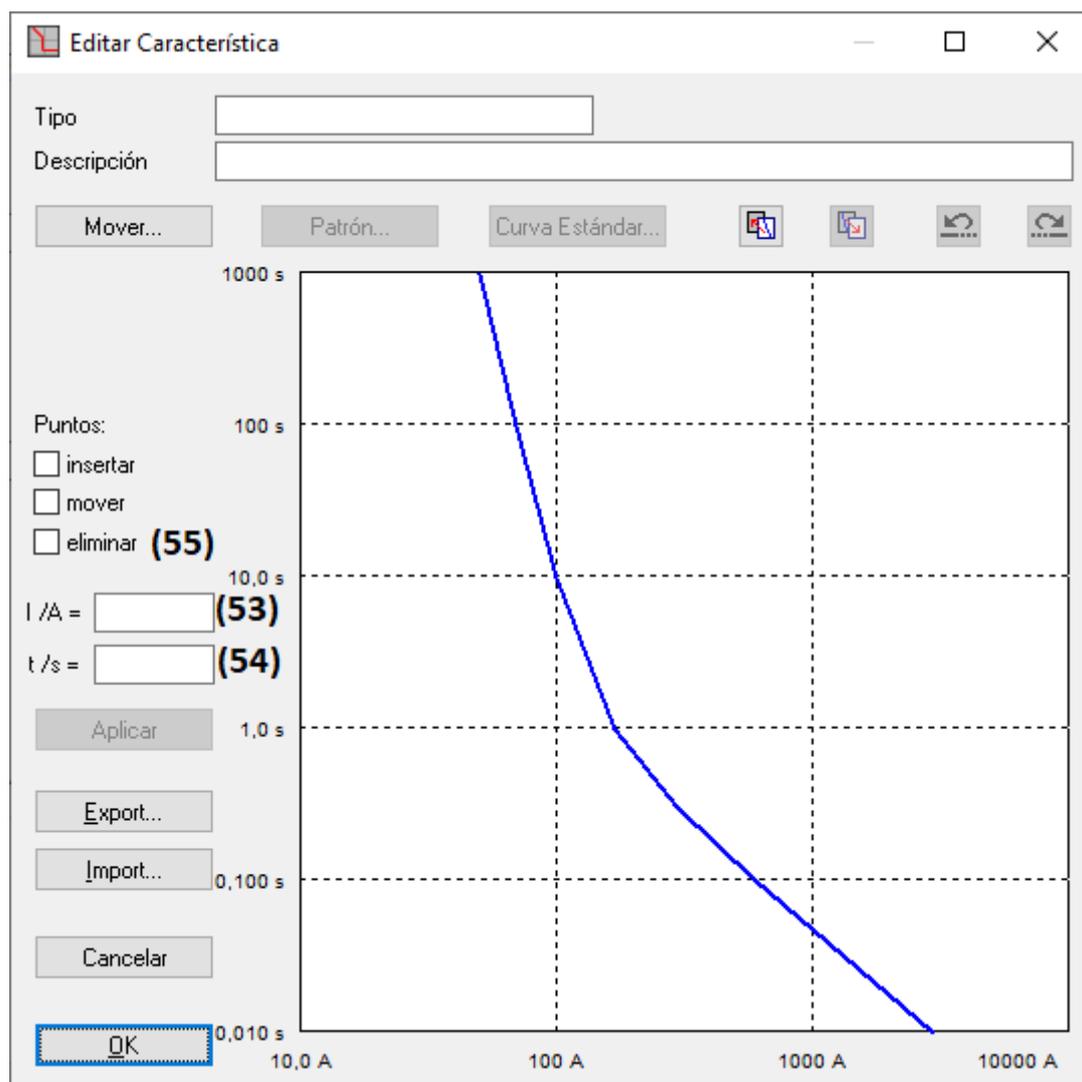


Ilustración 83: Creación de la curva de actuación del fusible [Fuente propia]

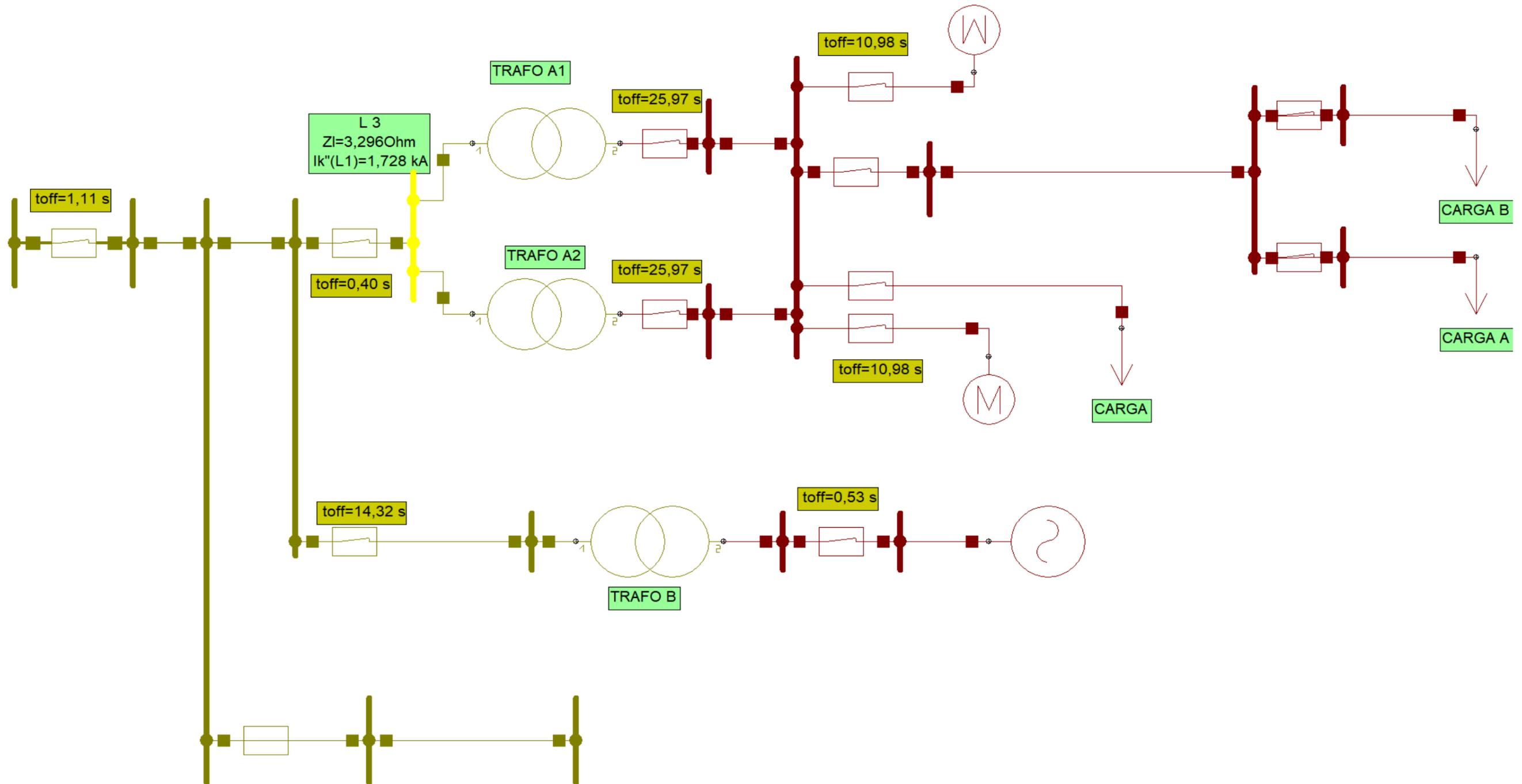
La creación de la curva que se observa en la *ilustración 83* es muy sencilla, se ha creado a partir de la introducción de coordenadas de corriente y tiempo en (53) y (54). El software une los puntos automáticamente a medida que se van introduciendo. El proceso se basa en introducir un valor de corriente en (53) y otro de tiempo en (54), hecho esto ha de validarse mediante “*aplicar*”. En el caso de que se desee eliminar un punto introducido ha de hacerse clic en (55) y seguidamente seleccionar el punto a eliminar clicándolo en el gráfico.

Se procede a resumir los valores introducidos mediante una tabla:

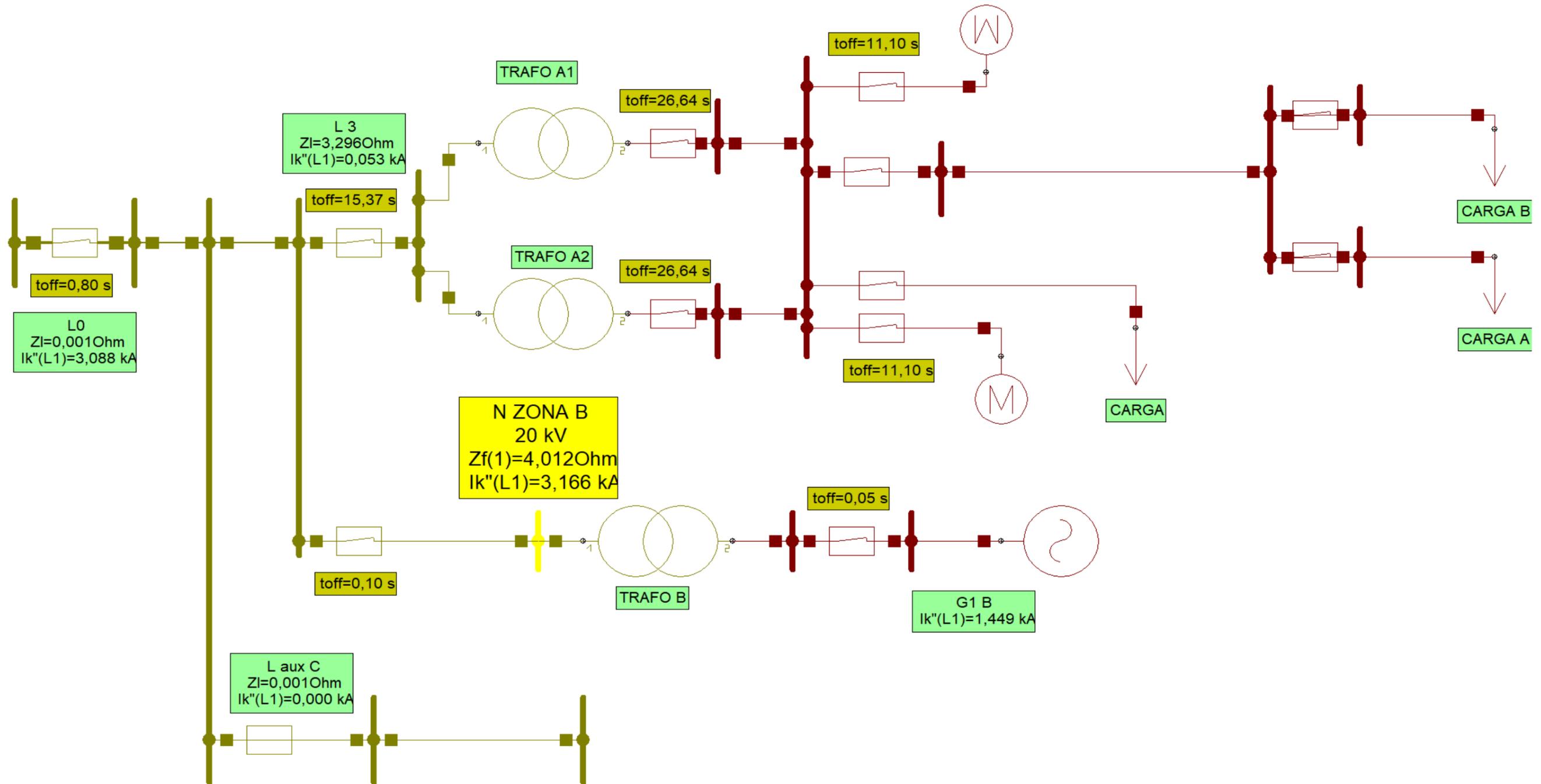
Corriente (I/A)	Tiempo (t/s)
51	1000
70	100
100	10
170	1
300	0,3
600	0,1
3000	0,01

Tabla 16: Puntos para la creación de la curva del fusible

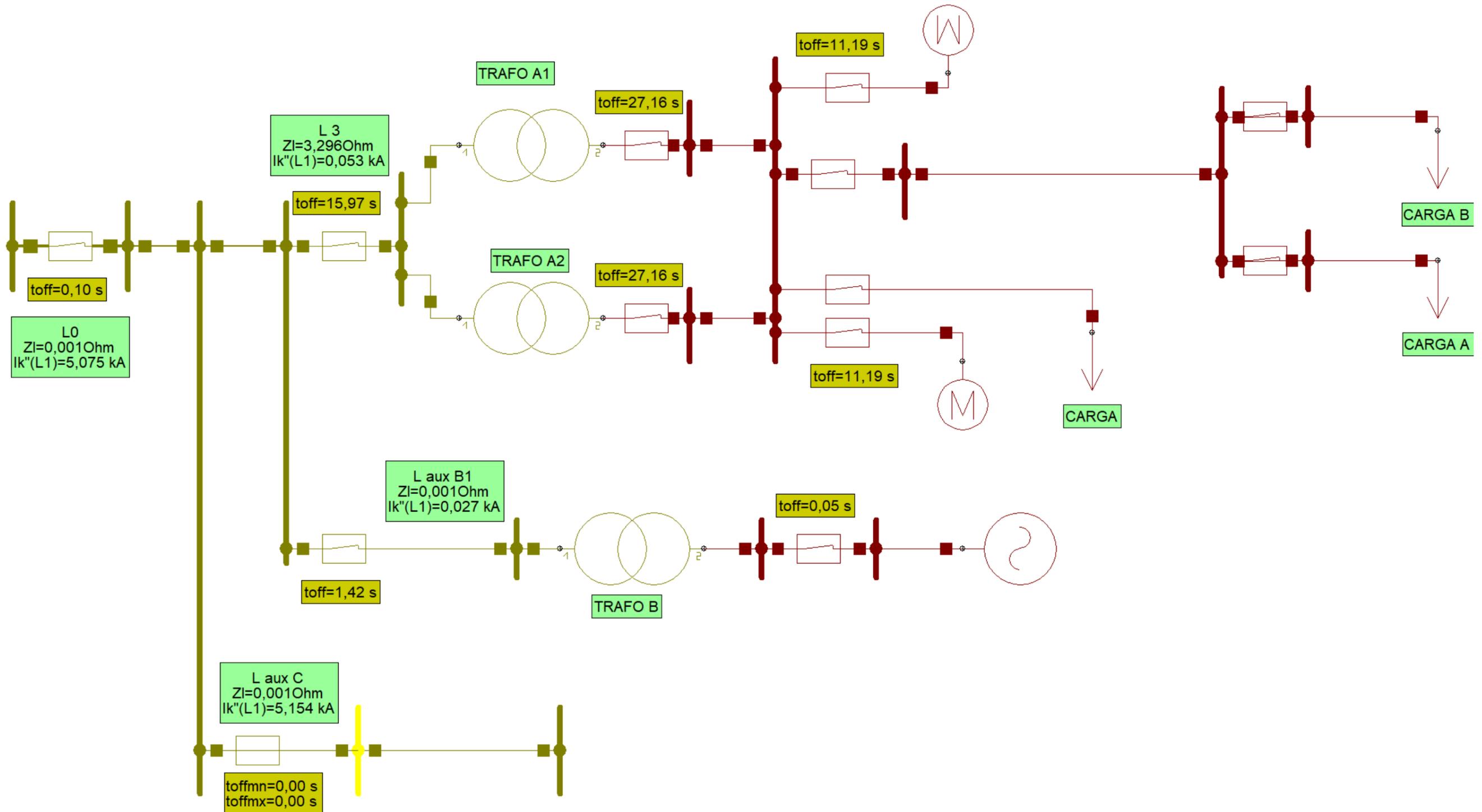
Con esto ya se tiene definida la curva de actuación, por último, se hace clic en “OK” y “Finalizar”.

Selectividad mediante tiempos de actuación para  $I_{cc1}$ Ilustración 84: Tiempos de actuación para  $I_{cc1}$  zona C [Fuente propia]

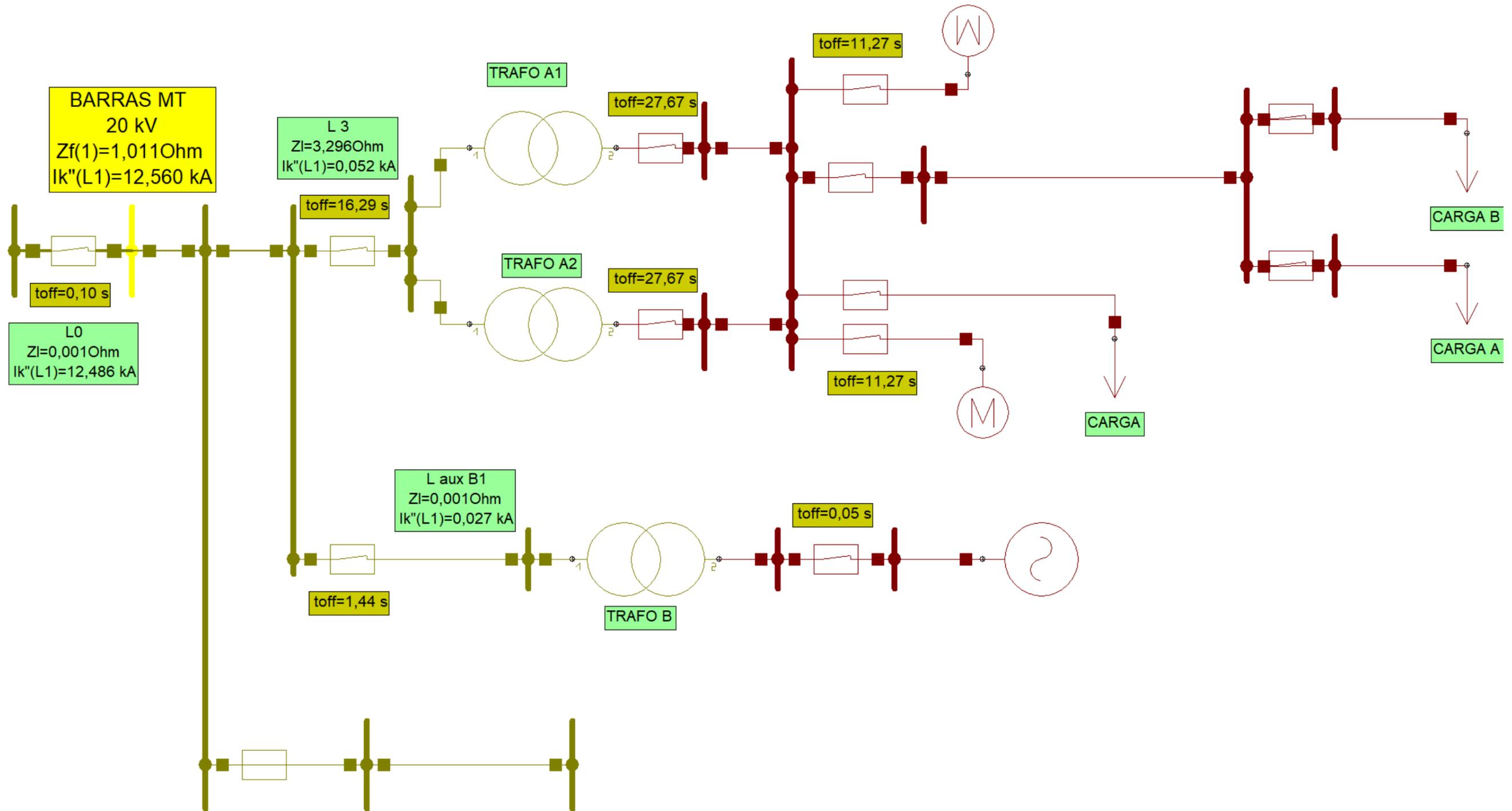
Se puede comprobar que la protección que actúa primero ante el nodo en falla es la que se encuentra inmediatamente aguas arriba, por lo tanto, hay selectividad entre protecciones. También se observa que en el caso de fallar ésta última, el interruptor del generador actuaría poco después y de esta manera se evita la aportación de corriente de cortocircuito de esta rama. Eso fue en cuanto a la zona B, continuando con la hipótesis de que el "Int 3" falle, 1,11 segundos después de la falla actuaría "Int 1". Tardaría algo más, pero sigue siendo un tiempo reducido teniendo en cuenta que actúa como una protección de segundo nivel en este caso.

Selectividad mediante tiempos de actuación para  $I_{cc2}$ Ilustración 85: Tiempos de actuación para  $I_{cc2}$  en zona C [Fuente propia]

En este caso no se puede decir que exista selectividad total, dado que el primer interruptor en actuar es el que se encuentra a la entrada del generador. Tampoco se puede considerar esto como algo malo, de este modo el generador deja de aportar corriente de cortocircuito y muy poco tiempo después actúa la protección inmediatamente aguas arriba del nodo en fallo. En caso de fallar ésta última, actuaría el "Int 1" eliminando la falta. En condiciones normales no se verían afectadas la zona A ni la derivación; aun fallando el "Int 2" no actuaría la protección de la zona A ni los fusibles dado el tiempo de actuación de "Int 1".

Selectividad mediante tiempos de actuación para  $I_{cc3}$ Ilustración 86: Tiempos de actuación para  $I_{cc3}$  zona C [Fuente propia]

En este caso se comprueba la selectividad entre protecciones, dado que los fusibles actúan a los pocos milisegundos de detectar la falta, aunque en el software aparezca un tiempo de actuación de los fusibles de 0 segundos. Esto es debido a que en la realidad tiene un tiempo de actuación, aunque se trate de una protección instantánea, tal y como se comentó en el apartado teórico.

Selectividad mediante tiempos de actuación para  $I_{cc4}$ Ilustración 87: Tiempos de actuación para  $I_{cc4}$  zona C [Fuente propia]

En este caso tampoco se puede hablar de una selectividad total por el mismo motivo anterior, la protección del generador actúa primero. Se ha configurado de tal manera que se evita la aportación de corriente de cortocircuito, en este caso. Es posible modificar la configuración si se desea variando los tiempos de actuación, pero como se puede observar se prioriza evitar la aportación de corriente al fallo. Dejando de lado esto, se aprecia selectividad entre el resto de las protecciones, actuando a los pocos milisegundos la protección inmediatamente aguas arriba del nodo en fallo.

Por último, se presenta las curvas de selectividad de las distintas protecciones de la zona C:

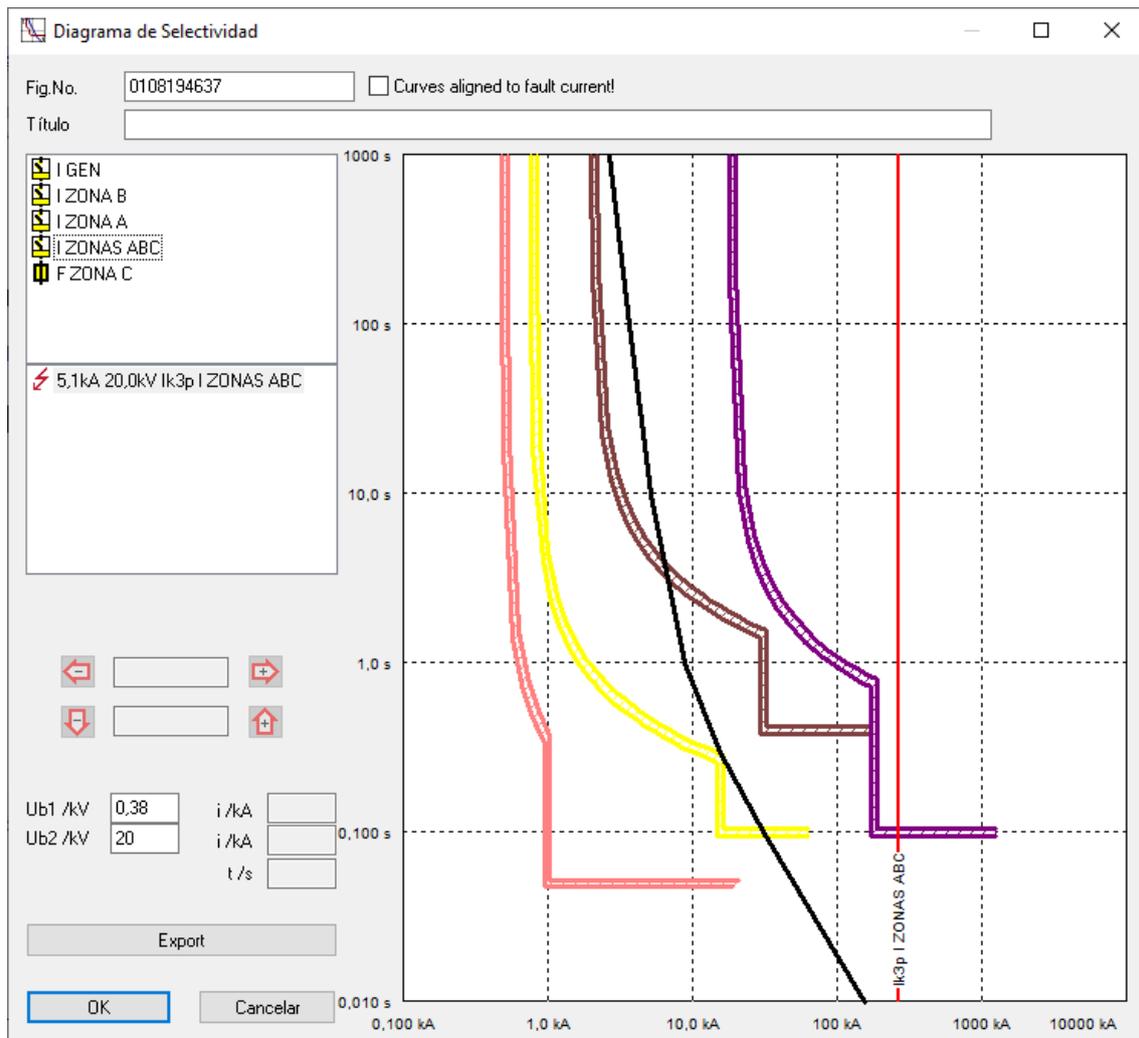


Ilustración 88: Curvas de selectividad zona C [Fuente propia]

En la *ilustración 88* se puede apreciar porque los fusibles tienen un tiempo de actuación de 0 segundos en el software. También se observa porque dispara antes la protección del generador para ciertas faltas. Como se dijo antes, se puede modificar el tiempo de actuación del generador para mejorar la selectividad dado que el generador cuenta con su propia protección de sobrecorriente. Omitiendo este hecho se confirma la selectividad entre protecciones.

## 6.5 Zona D

### 6.5.1 Análisis teórico de la zona D

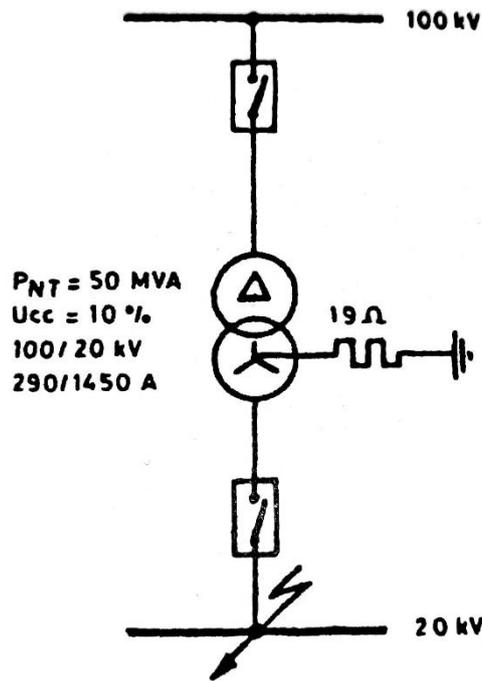


Ilustración 89: Esquema unifilar zona D [2]

La zona D engloba los nodos en los que está operando el transformador de 100/20 kV. Pese a que se dieron los datos de esta zona en el apartado 6.2.2, se volverán a recordar de manera resumida.

### Transformador

$$S_N = 50 \text{ MVA}$$

$$u_{cc} = 10 \%$$

Cálculo de la impedancia de cortocircuito del transformador en el lado de 20 kV:

$$Z_T = u_{cc} \cdot \frac{U_{N2}^2}{S_{NT}} = 0,1 \cdot \frac{20000^2}{50 \cdot 10^6} = 0,8 \Omega$$

### Cálculo de cortocircuito en las barras de 20 kV

Dado que la única impedancia de cortocircuito a considerar es la del transformador, esta misma es la impedancia de cortocircuito equivalente para la zona D, por lo tanto, no es necesario realizar el circuito equivalente ya que es un cálculo directo.

$$I_{cc} = 1,1 \cdot \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot Z_T} = 1,1 \cdot \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 0,8} = 15,88 \text{ kA}$$

Pasado al lado de alta de 100 kV sería:

$$I_1 = \frac{I_2}{m} = \frac{15,88}{5} = 3,18 \text{ kA}$$

	Paulino	Arturo	Error
$I_{cc}$ (kA)	14,5 kA	15,88 kA	9,52 %

Tabla 17: Comparativa valores teóricos zona D

El error existente se debe a la ausencia del factor 1,1 en los cálculos de Paulino y redondeos.

### 6.5.2 Implementación en NEPLAN de la zona D

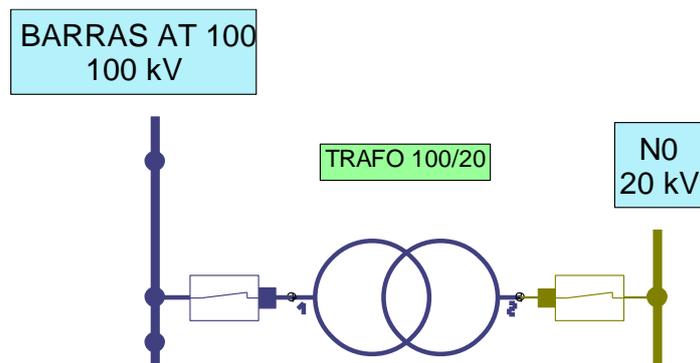


Ilustración 90: Esquema en NEPLAN de la zona D [Fuente propia]

Dado que esta zona ya ha sido implementada junto a la zona A se procede a detallar sus protecciones.

### 6.5.3 Protecciones y selectividad en la zona D

#### Simulación en NEPLAN del cortocircuito en las barras de 20 kV

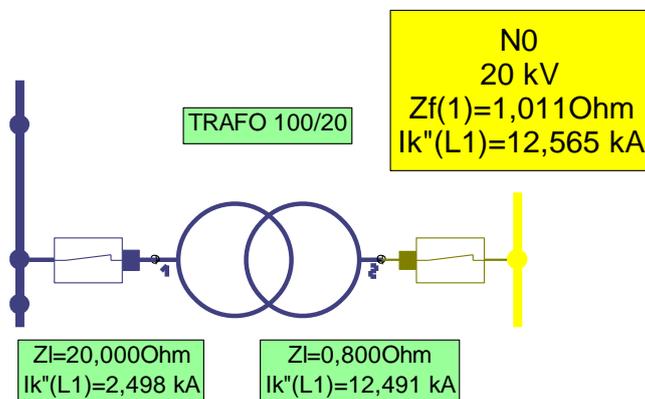


Ilustración 91: Esquema Icc zona D [Fuente propia]

Se procede a comparar los valores teóricos con los simulados:

	V. Teórico	V. Simulado	Error
$I_{cc}$ (kA)	14,5 kA	12,565 kA	15,4 %

Tabla 18: Comparativa valores simulados con teóricos

El error que se aprecia en la *tabla 18* se debe a que el software ha realizado los cálculos teniendo en cuenta la impedancia de la red, la aportación de corriente de cortocircuito por parte del generador de la zona C y los motores de la zona A, todo ello compone a este error del 15,4%.

### Implementación de protecciones

Las protecciones que se van a implementar en esta zona se encuentran a la entrada y salida del transformador de 100/20 kV.

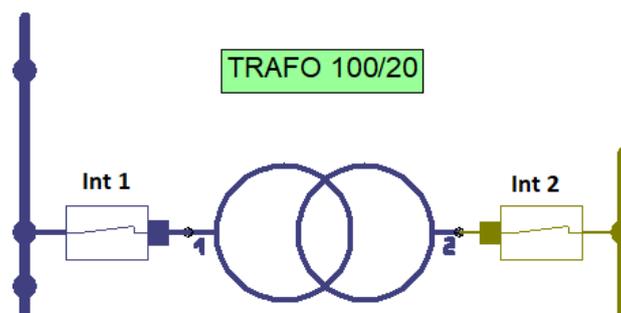


Ilustración 92: Esquema de protecciones zona D [Fuente propia]

Al igual que antes, como ya se conoce el método a seguir para implementar las protecciones de sobreintensidad, se procede a detallar los parámetros utilizados:

Protecciones	$I_n$ (A)	Ajuste instantáneo		Ajuste a tiempo inverso		Color
		(40) $I_a/I_n$	(41) (s)	(40) $I_a/I_n$	(41) (s)	
Int 1	400	5	0,15	1	0,25	Gris
Int 2	360	9,73	0,1	1	0,3	Negro

Tabla 19: Resumen protecciones zona D

Implementados los ajustes en las protecciones, se procede a comprobar su selectividad mediante los tiempos de actuación de los interruptores.

### Selectividad mediante tiempos de actuación para $I_{cc}$

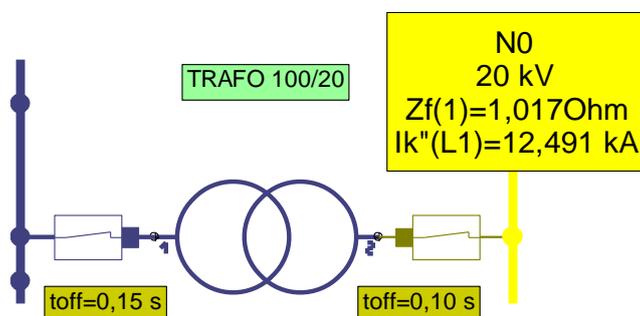


Ilustración 93: Tiempos de actuación para  $I_{cc}$  zona D [Fuente propia]

En la *ilustración 93* se puede comprobar la selectividad entre las protecciones de la zona D, dado que la protección que actúa primero es la que se encuentra inmediatamente aguas arriba del nodo en fallo.

A continuación, se procede a presentar las curvas de actuación y selectividad para las protecciones de la zona D.

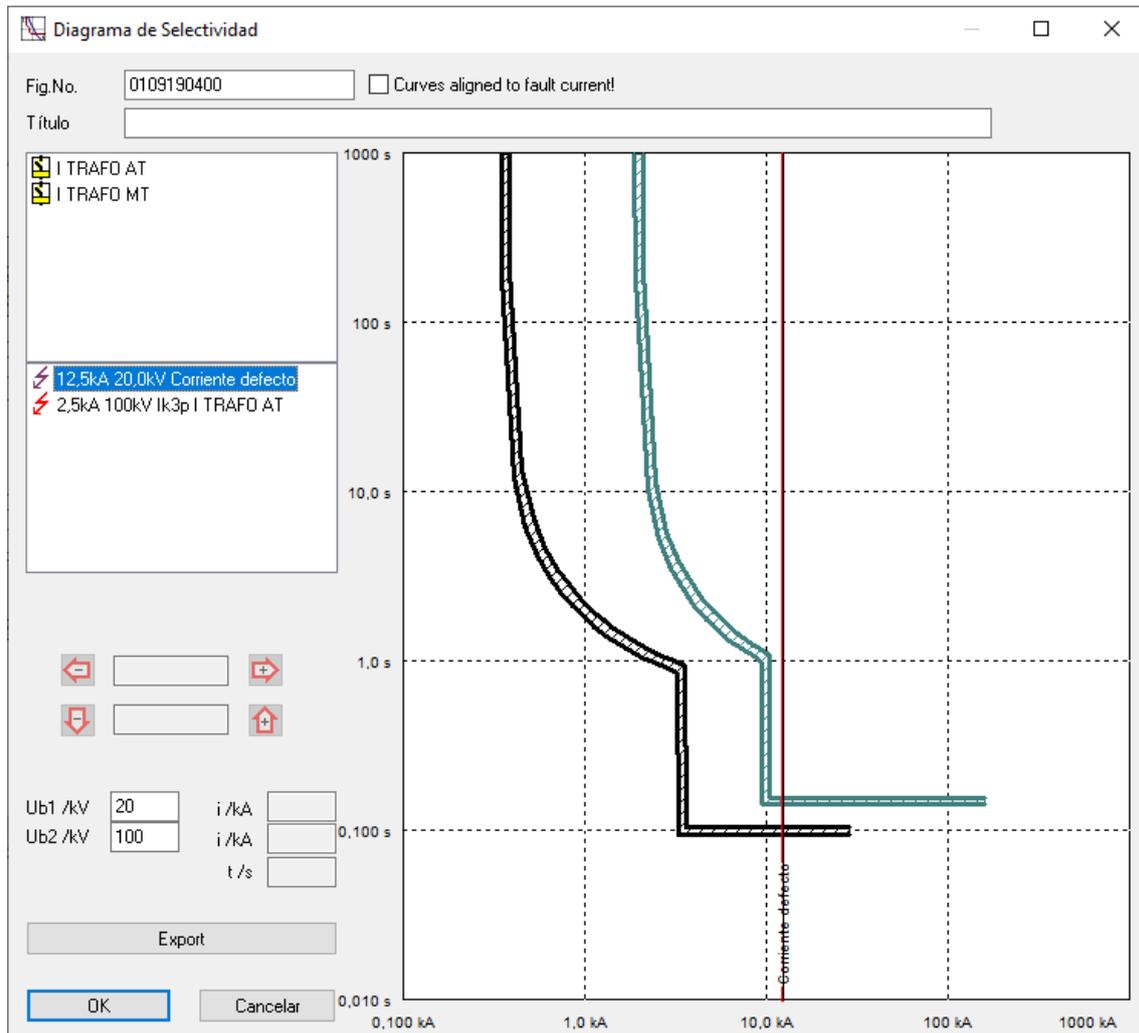


Gráfico 5: Selectividad zona D [Fuente propia]

Como se puede apreciar en la *gráfica 5*, se comprueba la selectividad entre las protecciones de la zona D.

Pese a haber una variación de tensión en esta zona, al tratarse de la representación de las curvas de actuación de tan solo un par de interruptores, se pudo obtener exitosamente la gráfica de selectividad realizando una criba de información en el primer gráfico que se obtiene, para así dejar el gráfico resultante que se observa en la *gráfica 5*.

## 6.6 Zona E

### 6.6.1 Análisis teórico de la zona E

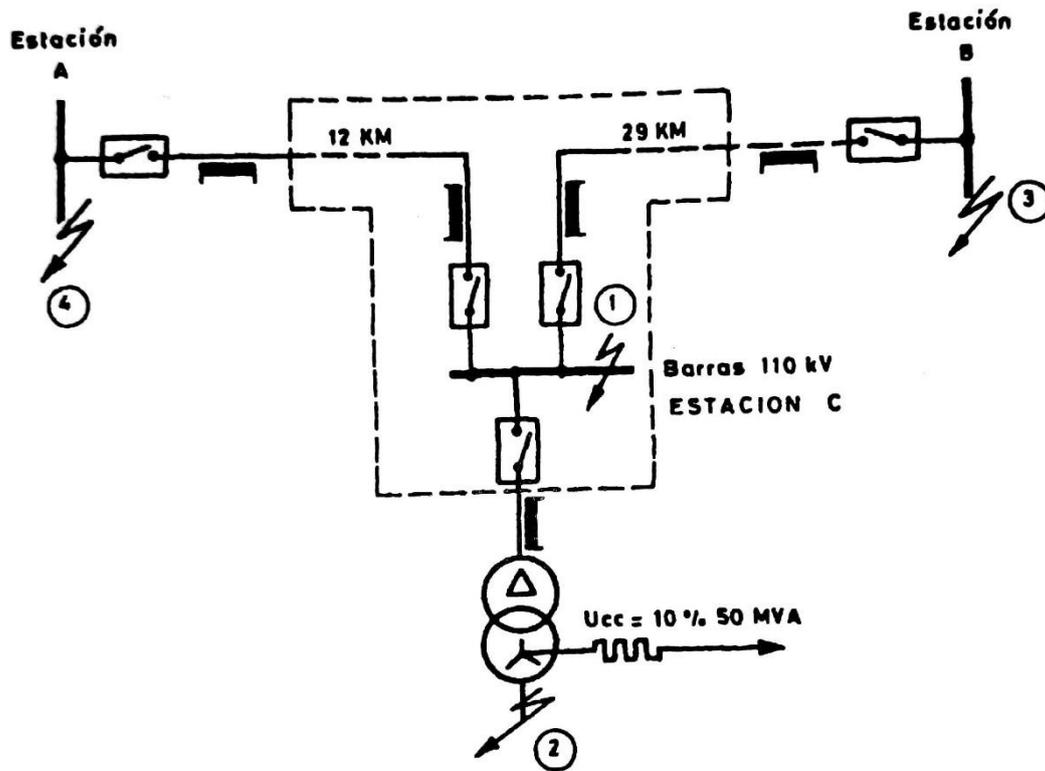


Ilustración 94: Esquema unifilar zona E [2]

La zona E es la última zona de este ejemplo, esta zona engloba la parte directa de la red y las líneas que las llevan hasta las barras de 100 kV. En cuanto a los datos, pese a que se dieron en el apartado 6.2.2, se volverán a recordar de manera resumida.

### Transformador

Es el mismo que se ha detallado en la zona D.

### Redes

Las potencias de las estaciones son datos del ejemplo.

Estación A → 2000 MVA

Estación B → 14000 MVA

### Líneas

Se procede a presentar los valores de las líneas mediante una tabla resumen:

	Longitud (km)	R(1) ( $\Omega$ /km)	X(1) ( $j\Omega$ /km)
Línea AT_A	12	0	0,41034
Línea AT_B	29	0	0,40751

Tabla 20: Resumen impedancias zona E

### Cálculo de impedancias de cortocircuito

A continuación, se procede a hacer una recopilación del valor de las impedancias de cortocircuito de los elementos que aparecen en la zona E, dado que el proceso de cálculo ya se ha realizado en el apartado 6.4.3 anteriormente y no hay necesidad de repetirlo.

	Impedancia ( $\Omega$ )
$Z_{Red A}$	5,5
$Z_{Red B}$	0,786
$Z_{Línea A}$	4,924
$Z_{Línea B}$	11,818
$Z_{cc}$	5,705

Tabla 21: Impedancias de cortocircuito zona E

La impedancia  $Z_{cc}$  hace referencia a la impedancia equivalente total hasta las barras de 100 kV de la *ilustración 94*.

Conocidas las impedancias de cortocircuito que intervienen en la zona E se puede pasar a calcular las corrientes de cortocircuito reflejadas en la *ilustración 94*.

### Cálculo de cortocircuito en las barras de 100 kV

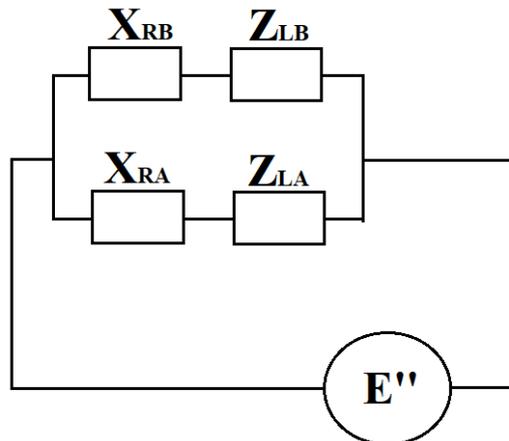
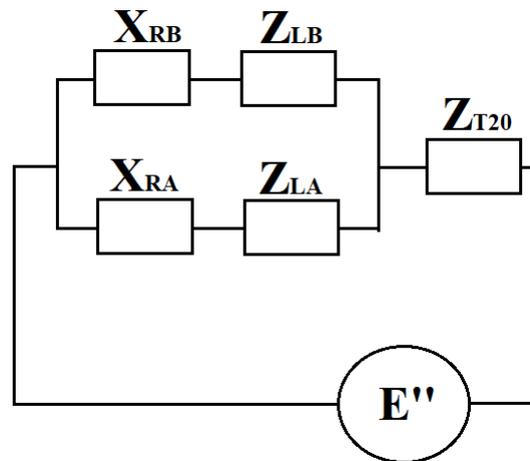


Ilustración 95: Circuito equivalente para  $I_{cc1}$  [Fuente propia]

$$I_{cc1} = 1,1 \cdot \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}} = 1,1 \cdot \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 5,705} = 11132,08 \text{ A} \approx 11,13 \text{ kA}$$

**Cálculo de cortocircuito en las barras de 20 kV a la salida del transformador 100/20 kV**Ilustración 96: Circuito equivalente para  $I_{cc2}$  [Fuente propia]

Puesto que ya se ha calculado la impedancia de cortocircuito en el lado de 100 kV ha de pasarse al lado de 20 kV:

$$Z_{cc20} = \frac{Z_{cc100}}{m^2} = \frac{5,705 \Omega}{(100/20)^2} = 0,2282 \Omega$$

Para este cortocircuito también hay que tener en cuenta la impedancia de cortocircuito del transformador:

$$Z_T = u_{cc} \cdot \frac{U_{N2}^2}{S_{NT}} = 0,1 \cdot \frac{20000^2}{50 \cdot 10^6} = 0,8 \Omega$$

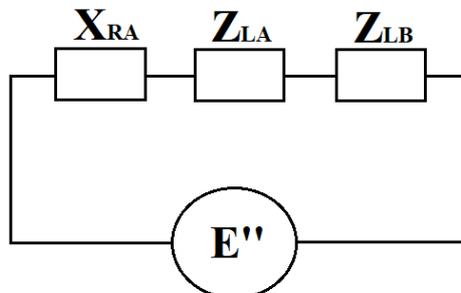
La impedancia de cortocircuito equivalente será:

$$Z_{cc2} = Z_{cc20} + Z_T = 0,8 + 0,2282 = 1,0282 \Omega$$

$$I_{cc2} = 1,1 \cdot \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc2}} = 1,1 \cdot \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 1,0282} = 12353,34 \text{ A} \approx 12,35 \text{ kA}$$

**Cálculo de cortocircuito en las barras de la estación B**

En este caso se obvia la aportación del lado de red de la estación B, por lo tanto, queda la aportación de la otra estación.

Ilustración 97: Circuito equivalente  $I_{cc3}$  [Fuente propia]

$$Z_{cc3} = Z_{RedA} + Z_{LA} + Z_{LB} = 5 + 4,9 + 11,8 = 21,7 \Omega$$

$$I_{cc3} = 1,1 \cdot \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc3}} = 1,1 \cdot \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 21,7} = 2926,7 \text{ A} \approx 2,93 \text{ kA}$$

### Cálculo de cortocircuito en las barras de la estación A

En este caso se omite la aportación del lado de red de la estación A, por lo tanto, queda la aportación de la otra estación.

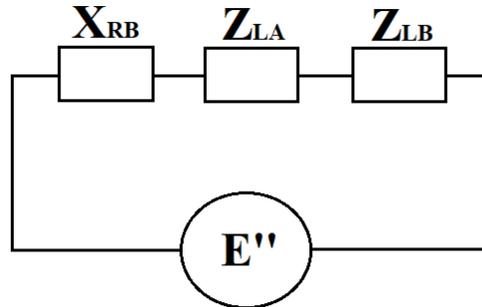


Ilustración 98: Circuito equivalente Icc4 [Fuente propia]

$$Z_{cc4} = Z_{RedB} + Z_{LB} + Z_{LA} = 0,786 + 11,8 + 4,9 = 17,486 \Omega$$

$$I_{cc4} = 1,1 \cdot \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc4}} = 1,1 \cdot \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 17,486} = 3631,96 \text{ A} \approx 3,632 \text{ kA}$$

	Paulino	Arturo	Error (%)
$I_{cc1}$ (kA)	10,50	11,13	6,00
$I_{cc2}$ (kA)	11,30	12,35	9,29
$I_{cc3}$ (kA)	2,60	2,93	12,69
$I_{cc4}$ (kA)	3,31	3,63	9,67

Tabla 22: Comparativa de resultados teóricos de corrientes de cortocircuito zona E

Una vez más el error existente se debe a la ausencia en los cálculos de Paulino del factor de 1,1 para tensiones de nominales superiores a 1 kV. En este caso el error es más grande debido a que el factor de 1,1 aparece dos veces, tanto en el cálculo de la impedancia de la red como en el cálculo de corrientes de cortocircuito.

### 6.6.2 Implementación en NEPLAN de la zona E

En este caso, la zona E ya ha sido implementada durante la implementación de la zona A. Se procede a mostrar el resultado de la implementación otra vez:

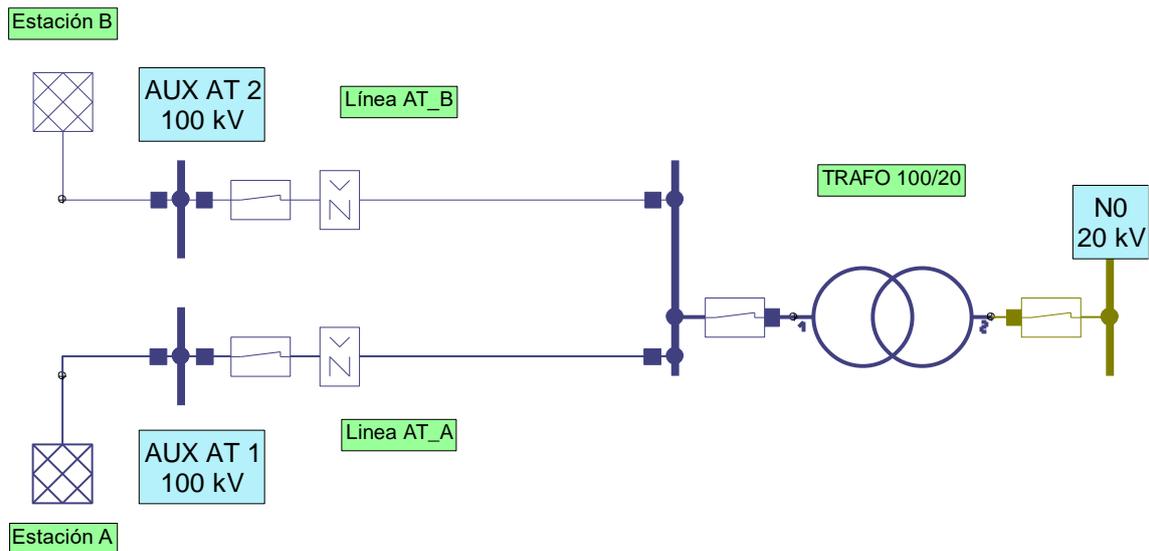


Ilustración 99: Esquema final en NEPLAN de la zona E [Fuente propia]

Como se ha dicho antes, esta zona ya está implementada, por lo que se pasa al cálculo de las corrientes de cortocircuito mediante el software y la configuración de sus protecciones.

### 6.6.3 Protecciones y selectividad en la zona E

Se procede a mostrar el resultado de los cálculos de corrientes de cortocircuito mediante el software.

#### Cálculo de cortocircuito en las barras de 100 kV

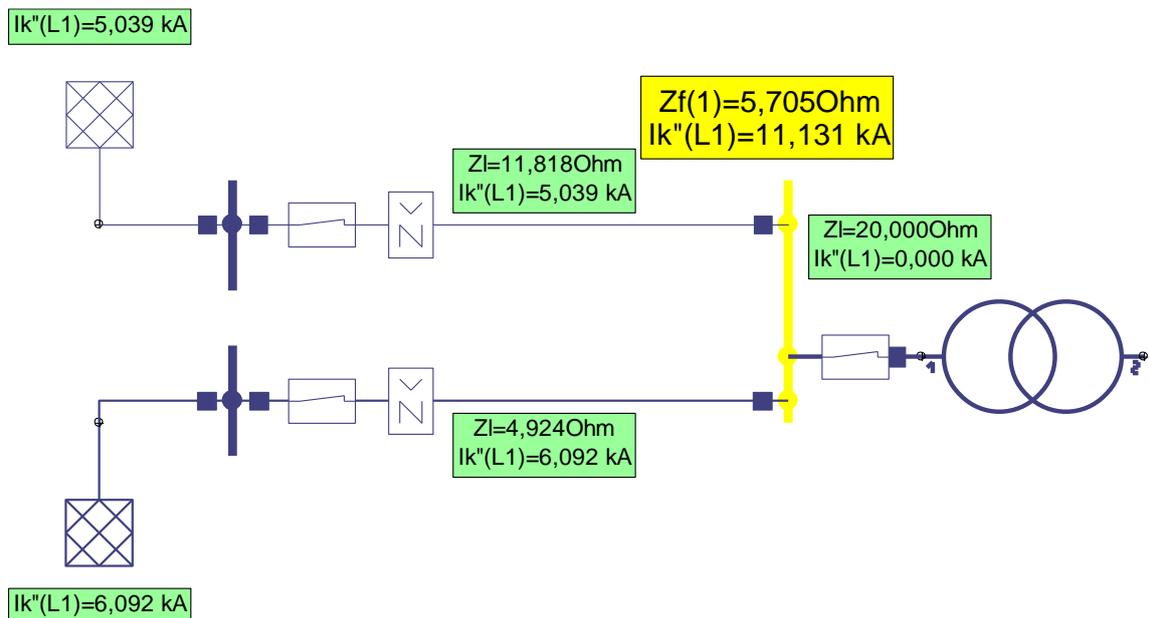


Ilustración 100: Esquema Icc1 zona E [Fuente propia]

### Cálculo de cortocircito en las barras de 20 kV a la salida del transformador 100/20 kV

$$I_k''(L1)=1,131 \text{ kA}$$

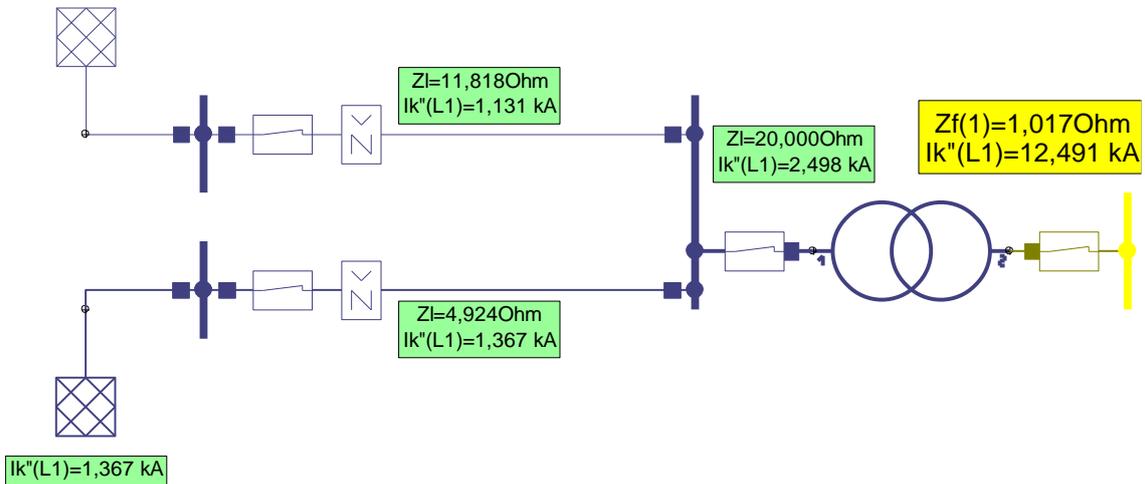


Ilustración 101: Esquema Icc2 zona E [Fuente propia]

### Cálculo de cortocircito en las barras de la estación B

$$I_k''(L1)=80,829 \text{ kA}$$

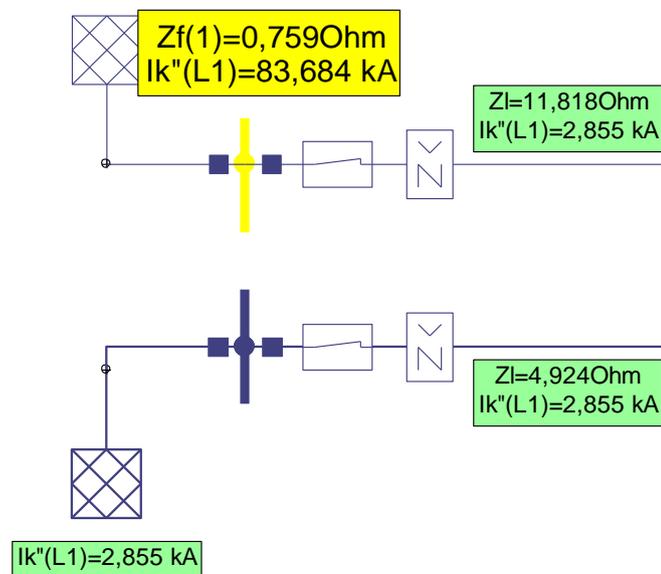


Ilustración 102: Esquema Icc3 zona E [Fuente propia]

## Cálculo de cortocircuito en las barras de la estación A

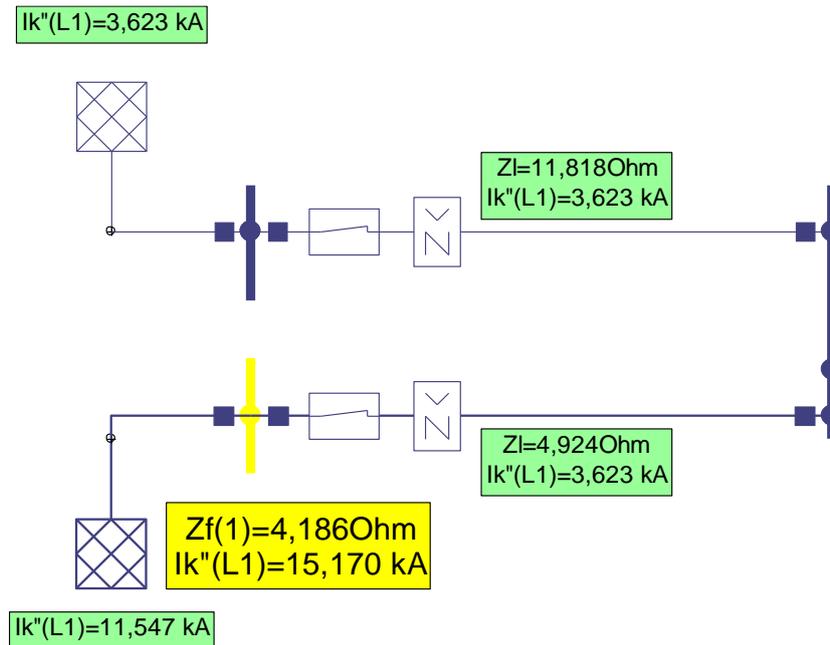


Ilustración 103: Esquema Icc4 zona E [Fuente propia]

Se procede a comparar las corrientes de cortocircuito simuladas con las teóricas, en este caso para los valores teóricos se utilizarán los calculados por Arturo dado que el programa utiliza también este parámetro y así ver el error verdadero.

	V. simulados	V. teóricos	Error (%)
$I_{cc1}$ (kA)	11,13	11,13	0
$I_{cc2}$ (kA)	12,49	12,35	1,13
$I_{cc3}$ (kA)	2,85	2,93	2,73
$I_{cc4}$ (kA)	3,62	3,63	0,28

Tabla 23: Comparativa entre valores simulados con teóricos

Se puede apreciar que el error existente es casi nulo, los que se aprecian se deben a redondeos. En este caso la aportación de los motores y generador no se ha tenido en cuenta dado que se abrió el interruptor que comunica a estas zonas en el software.

Una vez se tiene las corrientes de cortocircuito se procede a implementar las protecciones.

## Implementación de protecciones

Al igual que en las últimas zonas, se da por supuesto como implementar los interruptores en NEPLAN, por lo tanto, se procede a mostrar las protecciones aplicadas y su configuración. En el caso de la protección de distancia se detallará su implementación dado que es la primera vez que aparece.

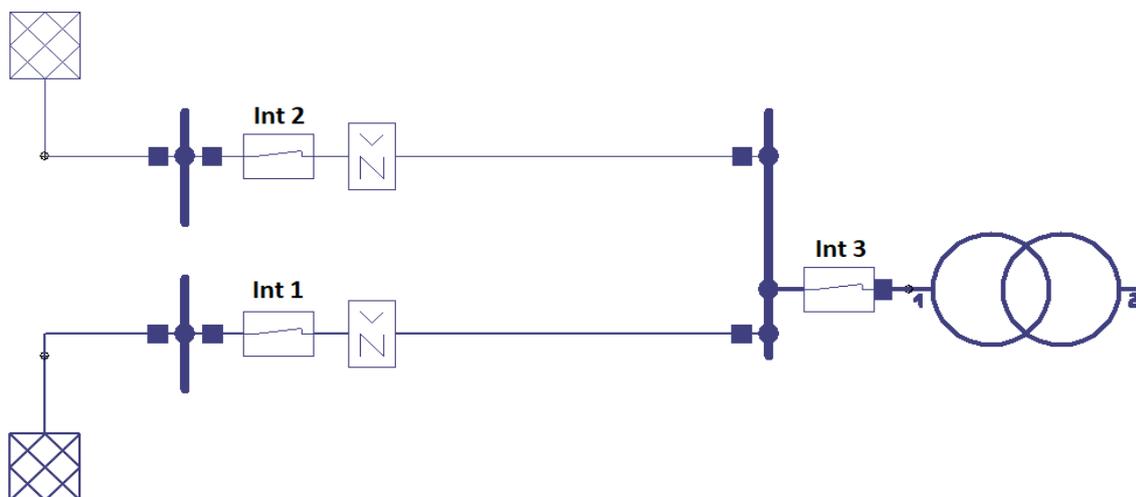


Ilustración 104: Esquema de protecciones zona E [Fuente propia]

Se procede a mostrar la configuración de las protecciones que se observan en la ilustración 87.

Protecciones	In (A)	Ajuste instantáneo		Ajuste a tiempo inverso		Color
		(40) $I_a/I_n$	(41) (s)	(40) $I_a/I_n$	(41) (s)	
Int 1, 2	2000	0,75	0,05	0,1	0,075	Celeste
Int 3	400	5	0,15	1	0,25	Gris

Tabla 24: Resumen configuración protecciones zona E

Para la configuración de los interruptores 1 y 2, los parámetros de corriente nominal [7] y el pertinente ajuste con relación a la corriente máxima [8] que soportarían unos cables a una tensión de 100 kV se han realizado a partir de catálogos de interruptores y cables de esas dimensiones.

## Implementación de la protección de distancia

Este elemento de protección se encuentra en "Protecciones/Suiches" con el nombre de "Relé de Distancia". Cabe comentar sobre esta protección, al igual que otras utilizadas, que el software ofrece un amplio abanico de posibilidades y funciones de las cuales no se verán todas. En este caso se verán los aspectos explicados en el apartado teórico de este trabajo, el objetivo es conseguir visualizar las curvas de actuación y ver si hay selectividad en ellas.

Para añadirlo, se selecciona y arrastra hasta la posición deseada, seguidamente aparecerá el siguiente panel de parámetros:

Ilustración 105: Ventana 1 de configuración relé distancia [Fuente propia]

Se comienza por seleccionar el tipo de característica de ajuste en (56), en este caso se selecciona “Círculo”. En (57) ha de introducirse la tensión nominal dónde operará el relé de distancia y en (58) la corriente nominal de la línea, este valor se puede obtener del análisis de flujo de carga comentado al inicio del ejemplo.

El paso siguiente para continuar con la configuración del relé de distancia es configurar el arranque de la protección mediante (59), donde aparecerá la siguiente ventana:

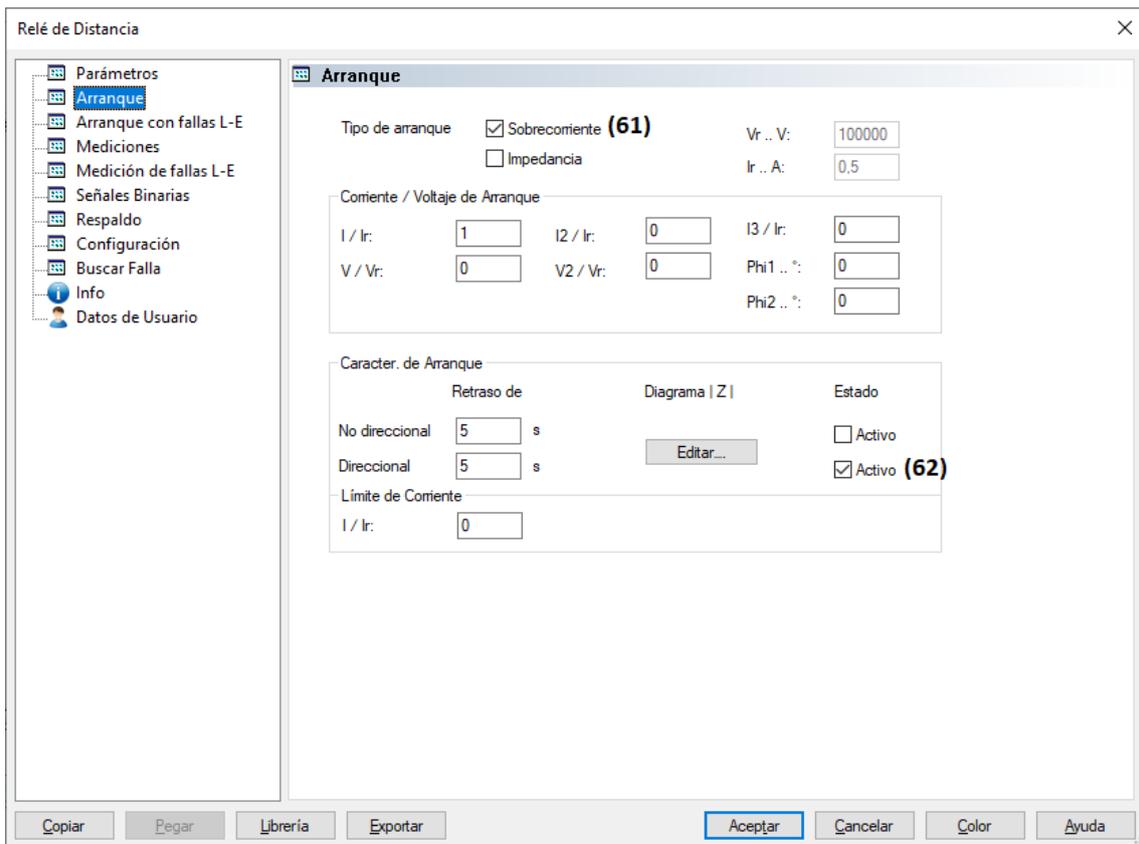


Ilustración 106: Ventana 2 de configuración relé distancia [Fuente propia]

En este ejemplo se utiliza la protección de distancia como un segundo nivel de protección, es por lo que en el arranque se establece en 5 segundos, para dejar actuar a las protecciones principales. De todos modos, el software permite la configuración de la característica de arranque como si fuera una zona más si se desea.

Se selecciona una detección direccional (62) para evitar disparos intempestivos en caso de corrientes provenientes en sentido contrario al sentido del flujo de potencia.

Continuando con la configuración de la protección de distancia se irá a “Mediciones” (60), donde aparecerá la siguiente ventana:

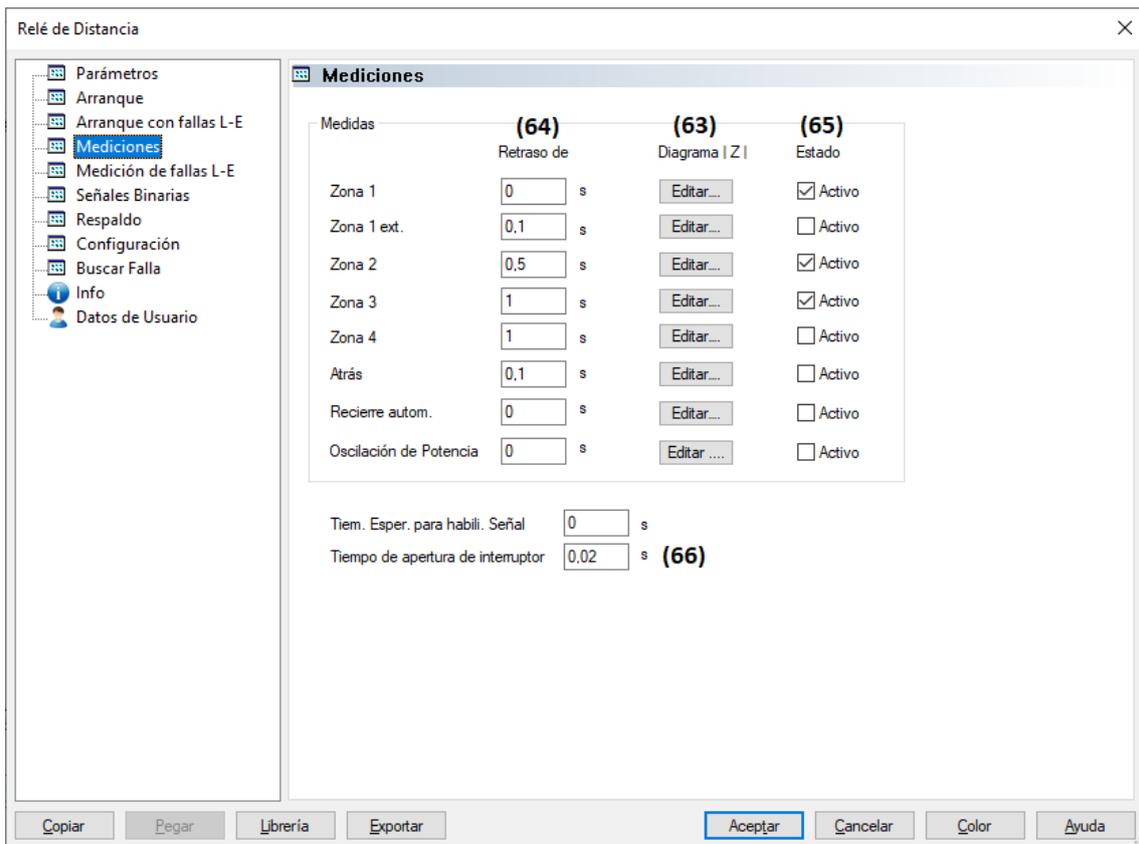


Ilustración 107: Ventana 3 de configuración relé distancia [Fuente propia]

En este apartado se definirán los escalones de protección. En (64) se establece el tiempo de actuación para cada escalón y en (65) su estado, si se marca como activo se implementará, de lo contrario no. En (66) se establece el tiempo de apertura del interruptor, coincide con lo comentado en el apartado teórico, dado que para la "Zona 1" dónde se establece un tiempo de 0 segundos no es real, su verdadero tiempo será 0,02 segundos que es el tiempo de apertura del interruptor.

A continuación, se procede a establecer los escalones de protección en (63), donde aparecerá la siguiente ventana:

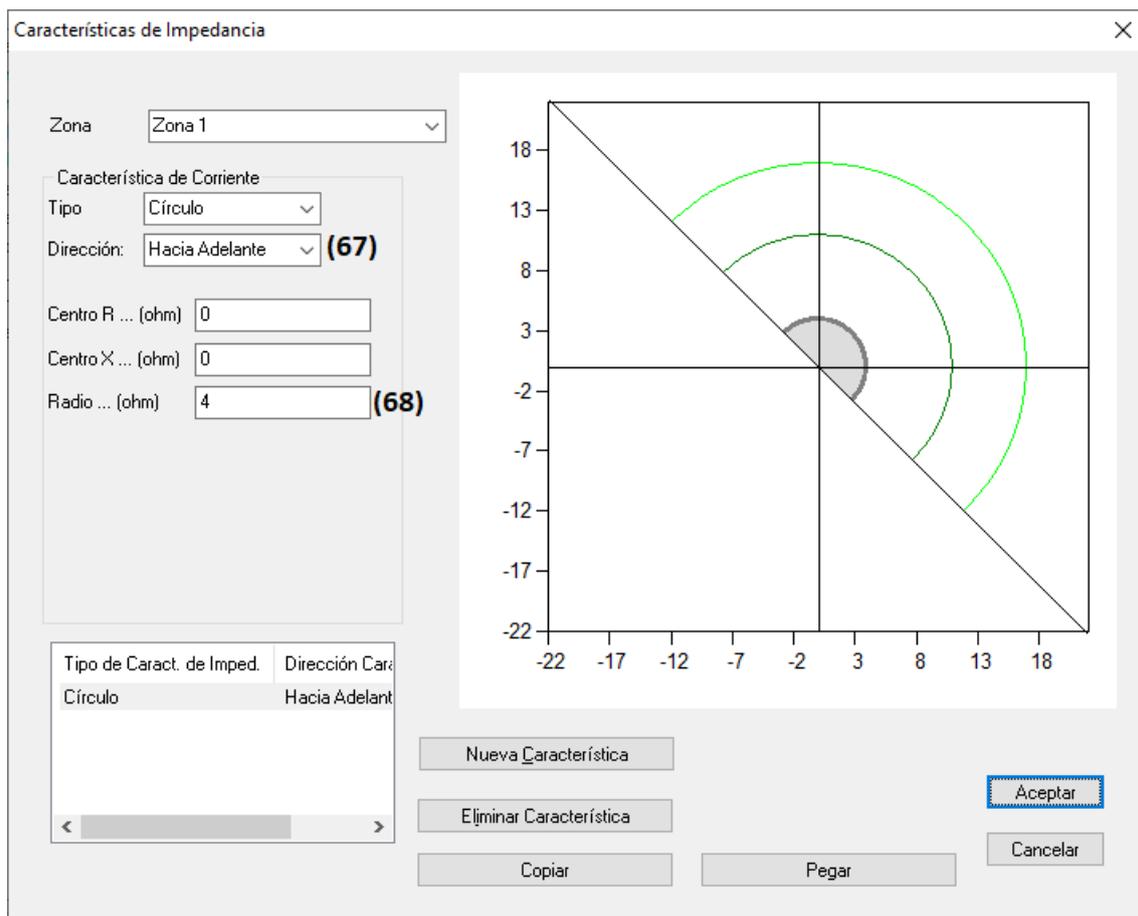


Ilustración 108: Ventana 4 de configuración relé distancia [Fuente propia]

Aquí es dónde se definen los escalones (zonas) de protección, se establece que los valores por debajo (67) del radio de impedancia (68) dispararán la protección en el tiempo (64) establecido.

En este caso, es la configuración del primer escalón de protección de la línea "AT\_A". Esta línea tiene una impedancia de 5 ohmios, se establece el primer escalón de protección al 80 % de este valor para evitar disparos intempestivos. Con esto último se finaliza la configuración de la protección de distancia, por lo que se procede a resumir la implementación de los otros parámetros usados en las siguientes zonas y de la misma manera con la línea "AT\_B":

RELÉ D. A	T. actuación (s) (64)	Radio ( $\Omega$ ) (68)
ZONA 1	0	4
ZONA 2	0,1	11
ZONA 3	0,5	17

Tabla 25: Configuración relé distancia A

RELÉ D. B	T. actuación (s) (64)	Radio ( $\Omega$ ) (68)
ZONA 1	0	9,5
ZONA 2	0,1	14,5
ZONA 3	0,5	17

Tabla 26: Configuración relé distancia B

La zona 2 en ambos relés está configurada teniendo en cuenta la impedancia de la línea propia y el 50 % de la otra. Para la zona 3 se ha considerado la suma de la impedancia de ambas líneas al completo.

### Selectividad mediante tiempos de actuación para $I_{cc2}$

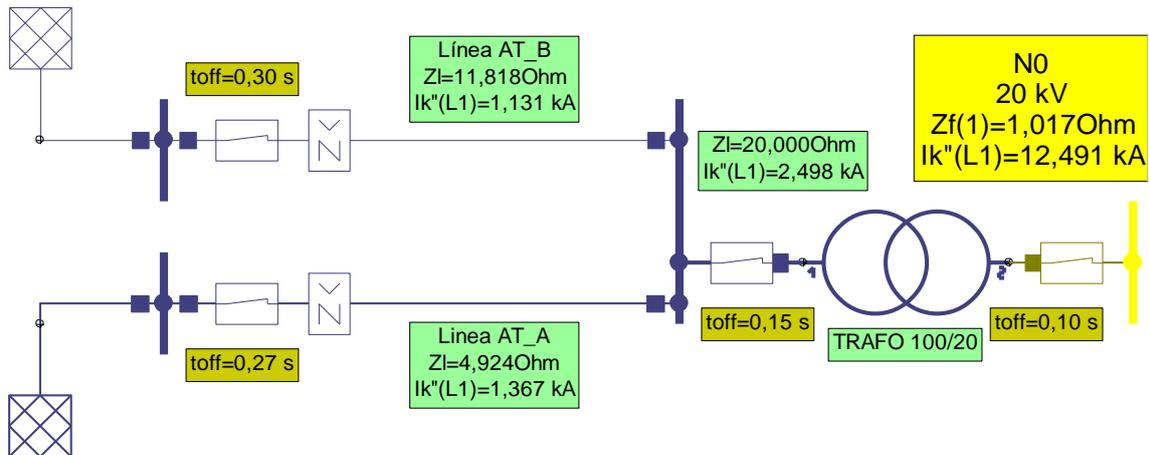


Ilustración 109: Tiempos de actuación para  $I_{cc2}$  zona E [Fuente propia]

Se aprecia perfectamente la selectividad entre todas las protecciones dado que actúan secuencialmente en caso de fallar el interruptor inmediatamente aguas arriba del nodo en fallo. En el caso de fallar este último, pasaría muy poco tiempo en actuar el resto de las protecciones en orden. Incluso se puede apreciar que el "Int 1" abre un poco antes al tener más corriente de cortocircuito en esta línea.

Como resultado de la configuración realizada en la protección de respaldo (protección de distancia), se puede obtener sus curvas de actuación y observar su selectividad de la siguiente manera:

"Análisis" >> "Protección de Distancia" >> "Programación de Disparo", donde aparecerá la siguiente ventana:



Ilustración 110: Obtención curvas protección distancia [Fuente propia]

Se hace clic sobre "Programación de Disparo..." >> "Agregar", donde aparecerá la siguiente ventana:

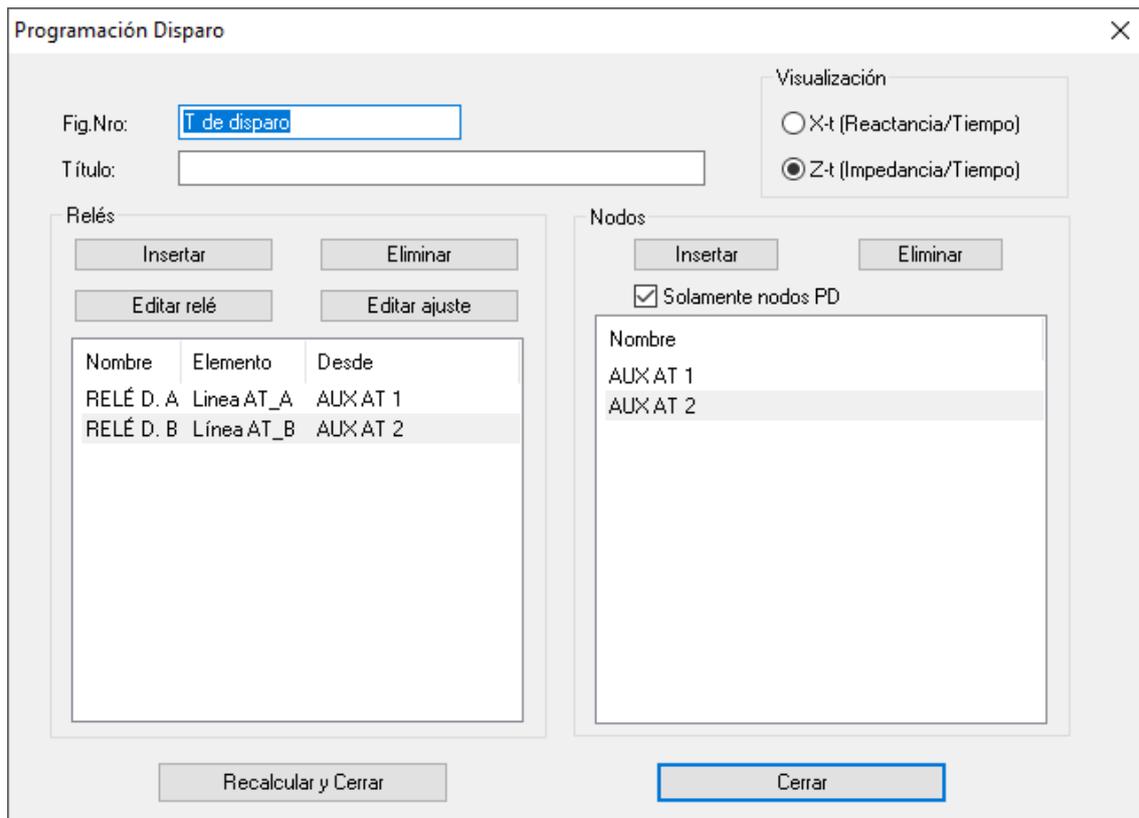


Ilustración 111: Obtención curvas protección de distancia II [Fuente propia]

En esta ventana se ha de hacer clic en el apartado de “Relés” >> “Insertar”, donde aparecerá la siguiente ventana:

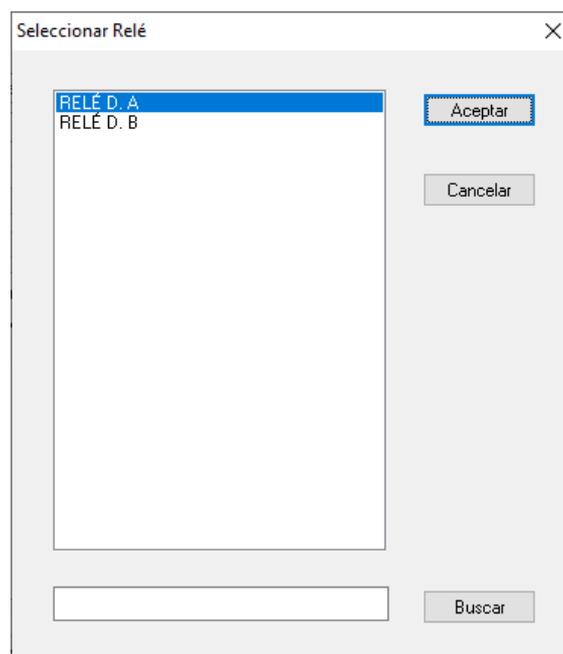


Ilustración 112: Obtención curvas protección de distancia III [Fuente propia]

Se seleccionan los relés implementados, seguidamente se ha de hacer clic en “Aceptar” y posteriormente en “Recalcular y Cerrar” de la ilustración 111. De esta manera se obtendrá:

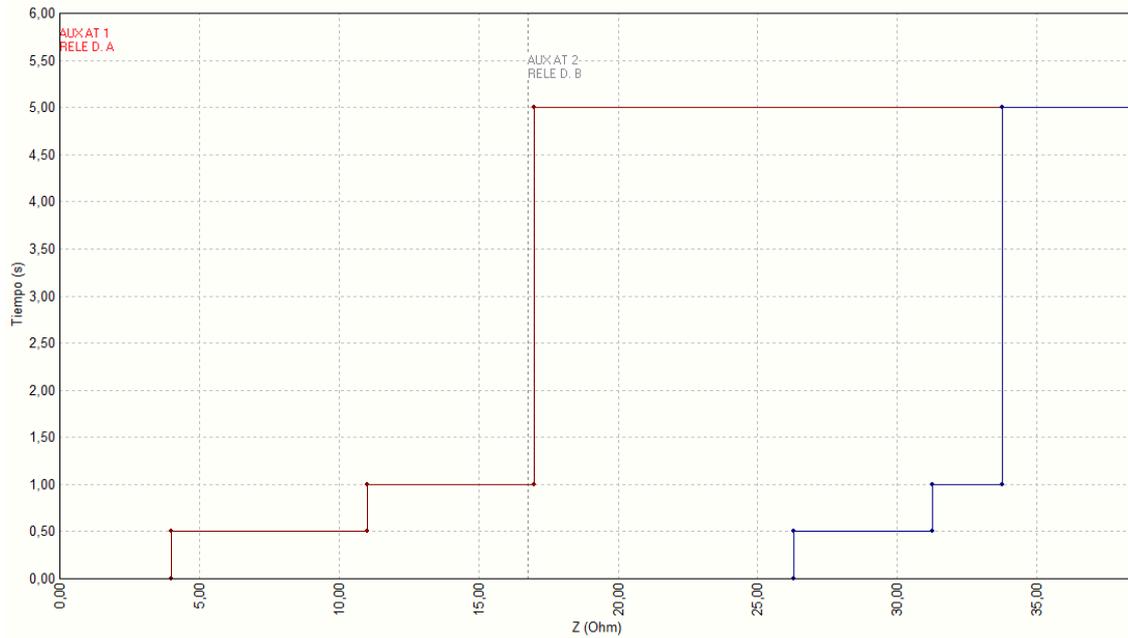


Gráfico 6: Curvas de actuación protección de distancia [Fuente propia]

Se puede comprobar todos los ajustes correctamente implementados, la selectividad que existe entre las protecciones, dado que para una determinada impedancia actuaría una u otra, no se sobreponen. Mediante estas curvas de actuación se puede asegurar la correcta actuación de la protección de distancia dado que de variar la impedancia de cada línea fuera de los valores establecidos se dispara la protección.

Por último, se terminará este apartado con el esquema del ejemplo al completo implementado en NEPLAN.

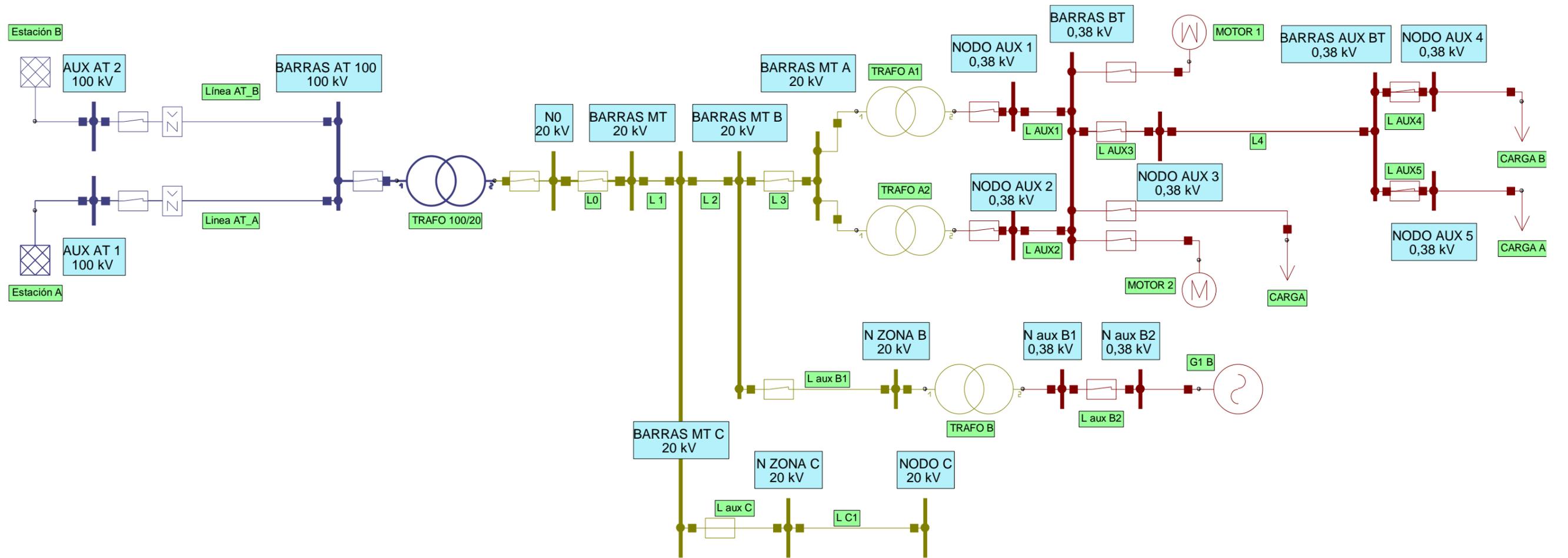


Ilustración 113: Esquema final implementado en NEPLAN [Fuente propia]

## 7. Conclusiones y recomendaciones para futuros proyectos

Se comenzarán las conclusiones de este trabajo haciendo un breve resumen de lo visto hasta ahora.

Se ha comenzado definiendo los distintos tipos de faltas más comunes que afectan a los sistemas eléctricos de alta tensión, es necesario saber el origen de las protecciones dado que, si no existieran faltas, una vez implementados los sistemas eléctricos no haría falta protegerlos.

Conocidas las principales faltas que afectan al sistema eléctrico, se procedió a explicar las distintas formas de protección existentes más comunes frente a las faltas comentadas. Se hizo una definición de su funcionamiento y las variantes del mismo tipo de protección que se pueden ver.

Una vez se conocen las principales formas de protección se procede a explicar su aplicación en los distintos sistemas eléctricos que se pueden encontrar en alta tensión (generadores, transformadores, líneas y cables).

Se ha creído necesario explicar todo lo comentado anteriormente para definir y comentar que es la coordinación de protecciones en sistemas de alta tensión. Solo así se puede llegar a comprender a un nivel más amplio y hacerse una buena idea de en qué consiste esta coordinación.

Por último, se ha implementado un ejemplo de coordinación entre las protecciones de un sistema que va de alta a baja tensión mediante un software de simulación. En este ejemplo se pueden apreciar todos los conocimientos citados en este trabajo y los aprendidos durante la carrera de ingeniería eléctrica.

Hecho este breve resumen del trabajo realizado se procede a exponer en forma de puntos las conclusiones tanto personales como generales que se han obtenido:

- Tras el desarrollo de este proyecto se ha obtenido un nivel profundo de conocimiento en cuanto a los principales sistemas de protección en alta tensión y la coordinación de éstos.
- La coordinación de sistemas de protección va más allá de la selectividad entre protecciones de sobreintensidad, engloba todos los conocimientos necesarios para proteger adecuadamente un sistema eléctrico mediante distintos tipos de protección.
- Los sistemas de protección han ido evolucionando rápidamente con el desarrollo de la electrónica, las protecciones que se empiezan a utilizar hoy en día distan de las utilizadas hace 50 años y se siguen desarrollando nuevas tecnologías.
- Se ha visto el potencial que tienen los softwares de simulación, en este caso NEPLAN. Es una gran herramienta que ayuda a la coordinación de los sistemas de protección, desarrollando los cálculos necesarios de una manera rápida, reportando errores en el caso de haberlos sin la existencia de pérdidas materiales o correr riesgos laborales si se extrapolara la misma situación a la realidad y además de desarrollar las curvas de actuación de las protecciones permitir su ajuste a fin de tener un sistema de protección selectivo.
- Pese a tener softwares de gran potencial como NEPLAN, si no se tienen los conocimientos necesarios sobre sistemas eléctricos no se puede utilizar siquiera. Para el desarrollo del ejemplo, a la hora de implementarlo en el software se hizo un repaso

de muchos conocimientos adquiridos durante la carrera (líneas, motores, generadores, transformadores, cálculos de cortocircuito, dimensionado de protecciones...), dado que eran necesarios para la correcta implementación y poder pasar a la simulación.

Pasando a las recomendaciones para futuros proyectos, se recomienda partir de un sistema eléctrico definido al que implementar sus pertinentes protecciones o que ya las tenga, pero en este último caso buscar una mejora o verificar si los ajustes de las protecciones están bien dimensionados mediante la ayuda de un software de simulación como NEPLAN. Se recomienda esto debido a que al inicio de este proyecto no se sabía bien que ejemplo desarrollar y ello supuso bastante trabajo. Otra recomendación sería la de desarrollar ejemplos sencillos dónde se visualicen un tipo de protección en concreto a modo de explicar su funcionamiento. También se podría implementar otro tipo de protecciones que no han sido incorporadas en este proyecto como por ejemplo protecciones diferenciales, de comparación de fase, de máximas y mínimas tensiones...

Finalmente decir que la principal y más grande motivación para la realización de este trabajo es bastante lógica, pero lleva muchas experiencias detrás. Me refiero a la culminación de años de estudio, dónde no solo adquieres amplios conocimientos sobre la carrera que has escogido, sino que también aprendes modos de trabajo, empatizar con compañeros y profesores, maduras como persona mediante las experiencias vividas, aprendes a estudiar y a desarrollar métodos de estudio propios que te van mejor... Con ello emprender mi camino como ingeniero eléctrico, no sé dónde acabaré, pero tengo muchas ganas de iniciar el camino teniendo siempre en cuenta el rigor que debe caracterizar a un ingeniero y seguir aprendiendo con los años.

## 8. Bibliografía

- [1] P. T. S. Robert Capella, "Protecciones eléctricas en MT," *Bibl. Tec.*, vol. 1, p. 197, 2003.
- [2] P. Montané, *PROTECCIONES EN LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS*, 2ª edición. Marcombo, 1993.
- [3] Red Eléctrica de España, "Criterios de Ajustes y Coordinación de Protecciones en la red peninsular de alta tensión de transporte y distribución," 2017.
- [4] E. Shneider, "Compact NS," 2013.
- [5] J. I. Candela, "Líneas de Alta Tensión," pp. 1–66, 2017.
- [6] R. Horta Bernús, "Bloc 1. corrents de curtcircuit • TEMA 3: Impedàncies del elements d'una instal·lació," pp. 1–31.
- [7] ABB, "Interruptores de alta tensión para aplicaciones de hasta 800 kV", Ed. 2. Henningsons Tryckeri AB, Sweden, 2008-08.
- [8] Estralin and C. Xlpe, "Y SISTEMAS DE CABLE 6-220 KV," pp. 1–28.
- [9] S. Fidel, "Estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones, parte 1," *julio*, 7, 2013. [Online]. Available: <http://fidelsmc.blogspot.com/2013/01/estudio-de-cortocircuito-y-coordinacion.html>. [Accessed: 28-Dec-2020].
- [10] Direct INDUSTRY, "Fusible cilíndrico - Southern States LLC - de protección contra cortocircuitos / de alta tensión / de potencia." [Online]. Available: <https://www.directindustry.es/prod/southern-states-llc/product-67436-662979.html>. [Accessed: 28-Dec-2020].
- [11] Southern States, "Interruptor seccionador de alta tensión - 38 - 245 kV, 1.2 - 1.6 kA | LSH, LSH-B - Southern States LLC - de exterior / horizontal." [Online]. Available: <https://www.directindustry.es/prod/southern-states-llc/product-67436-662875.html>. [Accessed: 28-Dec-2020].
- [12] Artech, "Transformadores de medida. Alta tensión." [Online]. Available: <https://www.artech.com/es/transformadores-de-medida-alta-tension>. [Accessed: 04-Nov-2020].
- [13] RTHO, "Transformadores de Corriente Alta Tensión." [Online]. Available: <https://www.rtho.com/linea-de-productos/1-ssee/03-transformadores-de-medida/transformadores-de-corriente/>. [Accessed: 28-Dec-2020].
- [14] INSE, "Ingeniería de Máquinas y Sistemas Eléctricos: Protección de máxima corriente de fases (ANSI 50 y 51)." [Online]. Available: <http://imseingenieria.blogspot.com/2016/05/proteccion-de-maxima-corriente-de-fases.html>. [Accessed: 17-Oct-2020].
- [15] R. Horta Bernús, "BLOC 4. PROTECCIONS EN LES INSTAL·LACIONSELÈCTRIQUES D'AT," pp. 1–22.
- [16] V. M. Morales de la Cruz, "ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ATRAVÉZ DEL MÉTODO J MARTI," 2018.
- [17] MOTORTICO, "Corriente de arranque en motores eléctricos." [Online]. Available: <http://www.motortico.com/biblioteca/MotorTico/2013 NOV - Corriente de Arranque en>

- Motores Electricos.pdf. [Accessed: 20-Dec-2020].
- [18] J. kent roda, "IEEE Std C37.2™ -2008 IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations IEEE Power and Energy Society." [Online]. Available: [https://www.academia.edu/15690566/IEEE\\_Std\\_C37\\_2\\_2008\\_IEEE\\_Standard\\_for\\_Electrical\\_Power\\_System\\_Device\\_Function\\_Numbers\\_Acronyms\\_and\\_Contact\\_Designations\\_IEEE\\_Power\\_and\\_Energy\\_Society](https://www.academia.edu/15690566/IEEE_Std_C37_2_2008_IEEE_Standard_for_Electrical_Power_System_Device_Function_Numbers_Acronyms_and_Contact_Designations_IEEE_Power_and_Energy_Society). [Accessed: 13-Nov-2020].
- [19] Bethelca, "Problema N°3: Bajada de tensión / subtensión." [Online]. Available: <https://medium.com/@Bethelca1/problema-nº3-bajada-de-tensión-subtensión-85b2c4c4d1d6>. [Accessed: 16-Nov-2020].
- [20] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGIA, "ANEXO TÉCNICO: Cálculo de Nivel Máximo de Cortocircuito."
- [21] D. Electrotécnica, "Normalización simbología eléctrica," vol. 8, 1996.
- [22] Bibliotècnia UPC, "Com escric el meu TFG/TFM." [Online]. Available: <https://bibliotecnia.upc.edu/estudiants/6-passos-que-teu-tfg/tfm-sigui-exit/escric-meu-tfg/tfm#criteris-grafics>. [Accessed: 28-Dec-2020].
- [23] wikiHow, "Cómo calcular el porcentaje de error: 7 Pasos." [Online]. Available: <https://es.wikihow.com/calcular-el-porcentaje-de-error>. [Accessed: 30-Dec-2020].
- [24] G. R. El, S. Dpto, and S. El, "Informe Anual de la Corriente de Cortocircuito en la red de transporte del Sistema Eléctrico Canario en el año 2018," 2019.
- [25] M. J. Lozada Rincón, "GUÍA PARA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN NEPLAN," 2019.
- [26] Ministerio de Ciencia y Tecnología, "LÍNEAS AÉREAS CON CONDUCTORES DESNUDOS," vol. 01, no. 01, pp. 1–92, 2019.
- [27] J. Iglesias, "Contenidos Didácticos Protección Sistemas Eléctricos," vol. 1, 2012.
- [28] V. M. Perales Gracia, "ESTUDIO DE SISTEMAS PROTECTIVOS EN REDES ELÉCTRICAS EN ALTA TENSIÓN. ESTUDIO Y MEJORA DE PROCEDIMIENTOS PARA EL ANÁLISIS DE INCIDENTES," pp. 1–210, 2011.
- [29] EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGIA DE CORDOBA, "Símbolos gráficos para esquemas eléctricos."
- [30] R. H. Sampieri, "Cálculo de las corrientes de cortocircuito," p. 634.
- [31] C. Iglesias and J. Martinez, "El libro blanco de la instalación | Manual técnico y práctico de cables y accesorios para Media Tensión," pp. 33–92, 2006.
- [32] Ministerio de Ciencia y Tecnología, "ITC-RLAT-07: Líneas aéreas con conductor aéreo desnudo," pp. 1–91, 2013.
- [33] FING, "CURSO DE ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA," pp. 1–31, 2007.
- [34] M. S. Ramirez Alanís, "Protección de sistemas eléctricos de potencia," *Ieee*, pp. 1–134, 2005.
- [35] J. Seymour and T. Horsley, "Los siete tipos de problemas en el suministro eléctrico," *APC Schneider Electr.*, vol. 1, pp. 1–22, 2010.

- [36] Boletín Oficial del Estado, “Reglamento de Alta Tensión,” *BOLETÍN Of. DEL ESTADO Miércoles 30 julio 2014 Sec.*, pp. 60502–60511, 2014.
- [37] J. Figueroa, “Unidad V,” *Control*, pp. 1–30, 1950.
- [38] Red Eléctrica de España (REE), “Criterios generales de protección de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares,” p. 102, 2005.
- [39] M. Poveda Almeida, “Corrientes transitorias de magnetización en transformadores,” QUITO/EPN/1971, 1971.