

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INTEGRACIÓN  
DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL  
SISTEMA ELÉCTRICO**

**TRABAJO FIN DE MÁSTER**

***SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y  
PROTOCOLO DE PRUEBAS EN VACÍO  
DE UNA SUBESTACIÓN***

**Estudiante** *Gómez, Solís, Jorge M<sup>a</sup>*  
**Director/Directora** *Zamora, Belver, Inmaculada*  
**Departamento** *Ingeniería Eléctrica*  
**Curso académico** *1º*

## ÍNDICE

1.	Introducción .....	1
2.	Antecedentes .....	3
3.	Elementos y características de una subestación.....	5
3.1.	Interruptor.....	5
3.2.	Seccionador.....	6
3.3.	Transformador de potencia .....	7
3.4.	Transformador de medida y protección .....	8
3.4.1	Transformador de intensidad.....	9
3.4.2	Transformador de tensión.....	9
3.5.	Relés de protección.....	10
4.	Necesidades de protección .....	12
4.1.	Sobreintensidad .....	12
4.1.1	Sobreintensidad instantánea .....	12
4.1.2	Sobreintensidad temporizada .....	13
4.2.	Sobretensión .....	14
4.3.	Frecuencia .....	15
4.4.	Diferencial .....	15
4.5.	Direccional.....	16
4.6.	Distancia.....	17
5.	Equipos de pruebas de protecciones .....	19
5.1.	Maleta Ómicron .....	19
5.2.	Switch.....	20
5.3.	CPC 100 .....	21
5.3.1	Resistencia de contactos.....	22
5.3.2	Relación de transformación y polaridad .....	23
6.	Pruebas funcionales de una subestación .....	26
6.1.	Caja de centralización .....	27
6.2.	Seccionadores .....	27
6.2.1	Posición de los seccionadores.....	31
6.2.2	Alarmas, señales, motores y calefacciones.....	32
6.3.	Interruptor.....	34
6.3.1	Posición de los seccionadores de aislamiento .....	34
6.3.2	Cierre y disparos monofásicos .....	35
6.3.3	Antibombeo.....	36
6.3.4	Bloqueo por resortes (muelles destensados).....	37

6.3.5	Circuitos de apertura del interruptor: Circuitos de apertura por bobinas 1.....	38
6.3.6	Circuitos de apertura del interruptor: Circuitos de apertura por bobinas 2.....	40
6.4	Circuitos de tensiones e intensidades.....	42
7.	Pruebas de ajustes de protecciones.....	45
7.1	Test Universe.....	45
7.2	Sobreintensidad (50/51) .....	47
7.3	Distancia (21).....	58
8.	Conclusiones.....	63
9.	Bibliografía .....	64

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Polaridad del transformador de intensidad .....	9
Figura 2. Curva t/I sobreintensidad temporizada .....	13
Figura 3. Esquema protección diferencial.....	15
Figura 4. Zonas de protección direccional .....	16
Figura 5. Zonas protección de distancia.....	17
Figura 6. Característica Mho y cuadrilateral .....	18
Figura 7. Características maleta Ómicron CMC353.....	20
Figura 8. Switch .....	21
Figura 9. CPC100 .....	22
Figura 10. Esquema de conexión de resistencia de contactos.....	23
Figura 11. Esquema de conexión de relación de transformación .....	24
Figura 12. Resultados en el display de la prueba relación de transformación .....	25
Figura 13. Enclavamientos externos .....	28
Figura 14. Circuito cierre/apertura del seccionador .....	29
Figura 10. Enclavamiento del seccionador de tierra con el seccionador de línea .....	30
Figura 11. Enclavamiento del seccionador de tierra con la tensión de barras .....	30
Figura 12. Posición de los seccionadores .....	31
Figura 13. Alarma señalización motores .....	33
Figura 14. Apertura interruptores automáticos de calefacción de los seccionadores .....	34
Figura 15. Posición de los seccionadores de aislamiento .....	35
Figura 16. Circuito de antibombeo.....	36
Figura 17. Bloqueo por resortes del interruptor.....	37
Figura 18. Bloqueos y disparos por baja presión de SF6.....	38
Figura 19. Alarma baja presión de gas    Figura 20. Bloqueo disparo por baja presión de gas ..	39
Figura 21. Discordancia de polos .....	40
Figura 22. Bloqueo por vigilancia de bobinas .....	41
Figura 23. Circuito de tensiones.....	43
Figura 24. Circuito de intensidades.....	44
Figura 30. Pantalla principal Test Universe 4.20 .....	46
Figura 31. Ajustes generales del equipo .....	47
Figura 32. Ajustes de la protección .....	48
Figura 33. Arranque instantáneo de fases .....	48
Figura 34. Ajuste de arranque instantáneo de fases.....	49

Figura 35. Rampa de arranque instantáneo de fases .....	49
Figura 36. Ejecución de la prueba de arranque instantáneo de fases .....	50
Figura 37. Resultados prueba arranque instantáneo de fases.....	50
Figura 38. Estados tiempo de disparo .....	51
Figura 39. Ejecución de la prueba de disparo instantáneo .....	52
Figura 40. Resultados prueba disparo instantáneo .....	52
Figura 41. Ajuste arranque temporizado .....	53
Figura 42. Rampa arranque temporizado .....	53
Figura 43. Ejecución de la prueba arranque temporizado .....	54
Figura 44. Resultado prueba arranque temporizado .....	54
Figura 45. Ajuste del índice de tiempo e intensidad de arranque .....	55
Figura 46. Factor de índice de tiempo.....	55
Figura 47. Ajuste de la característica de la curva .....	56
Figura 48. Magnitudes y tiempos de la curva característica .....	57
Figura 49. Ejecución de la curva característica .....	57
Figura 50. Configuración de la línea .....	58
Figura 51. Parámetros de la protección de distancia.....	59
Figura 52. Ajustes de la zona de protección .....	60
Figura 53. Zonas de protección .....	60
Figura 54. Configuración del dispositivo .....	61
Figura 55. Configuración de las entradas binarias .....	61
Figura 56. Ejecución de la prueba de distancia .....	62
Figura 57. Resultados de la prueba de distancia.....	62

# 1. Introducción

El ciclo de la energía eléctrica comienza en las centrales de generación eléctrica, donde las fuentes de energía primaria, que pueden ser puramente renovables o basadas en combustibles fósiles y/o nucleares, se convierten en energía eléctrica a través de diferentes procesos de generación de energía. La mayor parte de la energía primaria fósil debe transportarse desde donde se extrae a una planta de energía, para convertirla en electricidad, mientras que la energía renovable pura suele ser un recurso directo, como la energía solar o eólica. Una vez que se genera la electricidad, se transporta a través de líneas de transmisión de alta tensión a grandes centros de consumo, a varios kilómetros de distancia de las centrales eléctricas, formando lo que se conoce como red de transporte de energía eléctrica. El uso final de la electricidad tiene lugar en los hogares, la industria y, en menor medida, en el transporte de vehículos eléctricos. Para dar cobertura a los millones de consumidores finales de electricidad distribuidos en una geografía nacional, se utilizan redes altamente ramificadas denominadas redes de distribución. Las conexiones entre líneas eléctricas de diferentes tensiones, frecuencias o magnitudes se realizan a través de las denominadas estaciones de conversión, subestaciones eléctricas y centros de transformación. Existen tres niveles de tensión, según los cuales, se utiliza la energía eléctrica para un uso determinado:

1. Alta tensión: las instalaciones de alta tensión superan los niveles de 36 kV de tensión. Por norma general, en España, los voltajes de alta tensión son de 132 kV, 220 kV y 400 kV. En otras partes del mundo, puede llegar a haber tensiones de hasta 1000 kV. Se utiliza esta elevada tensión para transportar la energía y evitar así grandes pérdidas.
2. Media tensión: las instalaciones de media tensión, comprenden tensiones de entre 1 y 36 kV. Este tipo de instalaciones se utilizan para distribuir la electricidad desde el lugar donde se ha generado (centrales de generación) hasta los consumidores, pasando por una subestación transformadora para adecuar los niveles de tensión.
3. Baja tensión: las instalaciones de baja tensión alcanzan un valor máximo de 1 kV, aunque, por lo general, esta tensión suele ser de 230 y 400 V. Es la tensión utilizada para el consumo de hogares y fábricas. Para poder adecuar la tensión y que sea apta para su consumo, la electricidad tiene que pasar por centros de transformación.

La generación de energía en el sistema eléctrico español está formada por múltiples energías. El sistema se basa en la combinación de energías no renovables (nuclear, ciclo combinado, carbón...) con energías renovables (eólica, solar térmica, solar fotovoltaica...). El sistema actual tiende, cada vez más, a la implementación de mayores aportes de energías renovables, lo que supone un beneficio medioambiental importante

y una amortización de los costes de producción en menor tiempo. Por otro lado, la demanda energética se va incrementando año tras año (a excepción del año 2020 donde se produjo un pequeño decremento provocado por la pandemia del Covid-19), lo que supone un constante desarrollo de instalaciones de generación, transporte y distribución, con sus consecuentes elementos y equipos de protección. Pese al incremento constante de la demanda, España puede generar el doble de lo que se consume, lo que conlleva a que ciertas centrales eléctricas deben permanecer paradas mientras otras funcionen. Estos problemas de exceso de producción se traducen en pérdidas para las empresas que no pueden cubrir los gastos de mantenimiento y operación.

Un sistema eléctrico (S.E.) puede definirse como un conjunto de máquinas convertidoras, transformadores, líneas eléctricas y muchos otros componentes, convenientemente conectados y coordinados, a través de los cuales se genera, transporta, distribuye y utiliza la energía eléctrica. Dentro de estos componentes, las subestaciones eléctricas son las encargadas de establecer los niveles de tensión adecuados para el transporte y distribución de la energía.

El objetivo del presente Trabajo Fin de Master es exponer las necesidades de protección de una subestación eléctrica, desde el cableado que llega a los diferentes elementos que lo componen, hasta la realización de diversas pruebas funcionales de los relés de protección. Los relés de protección deben ser capaces de despejar las faltas que puedan aparecer de la forma más rápida posible, para garantizar la continuidad del suministro y una buena calidad de la forma de onda de la red. Ante la aparición de cualquier falta o incidencia en la subestación, los relés de protección deben enviar, de forma prácticamente instantánea, la orden de desconexión de los elementos afectados, para así salvaguardar y proteger al sistema eléctrico.

Una subestación eléctrica es una instalación encargada de transformar la tensión para poder transportar y distribuir la energía eléctrica. Se ubican cerca de las centrales de generación eléctrica y son uno de los pilares del sistema eléctrico de potencia. Principalmente, existen dos tipos de subestaciones:

- Subestaciones de transformación: son las encargadas de transformar la tensión mediante uno o más transformadores, por ello, pueden ser subestaciones elevadoras o reductoras de la tensión.
- Subestaciones de maniobra: estas subestaciones se encargan de conectar dos o más circuitos y realizar las maniobras oportunas para ello. A diferencia de las subestaciones de transformación, en este tipo, no se modifica la tensión eléctrica.

## 2. Antecedentes

Desde la implantación de la Ley del sector eléctrico 54/1997, la electricidad pasa de ser un servicio público a convertirse en un producto de consumo. Debido a ello, la electricidad está obligada a pasar unos controles de calidad que satisfagan al consumidor final. El sistema eléctrico se caracteriza por tener una buena calidad de suministro, lo que conlleva a tener menos pérdidas económicas y sociales. Para garantizar dicha calidad del suministro, se deben tener en cuenta aspectos tanto de continuidad del suministro, como de la calidad de la onda de la red. La continuidad del suministro está cuantificada por el número y la duración de interrupciones del suministro, mientras que la calidad de la onda se cuantifica por los valores de alimentación establecidos en la norma UNE-EN 50160.

En el sistema eléctrico pueden aparecer una serie de perturbaciones que ocasionen serios problemas en la instalación. Las principales perturbaciones que se pueden dar son:

1. Cortocircuitos: se producen por una conexión accidental entre conductores de una misma fase o entre una fase y tierra. Ocasionan una elevación de la corriente en un periodo muy corto de tiempo.
2. Sobrecargas: se producen cuando se exceden los valores nominales de la corriente por exceso de carga en la línea.
3. Sobretensiones: se producen cuando se exceden los valores nominales de la tensión. Puede ocasionar cortocircuitos, daños en las personas y en los aparatos conectados a la red.
4. Subtensiones: se produce un descenso de la tensión por debajo del valor nominal. Puede llegar a producir sobrecargas si la potencia demandada es constante.
5. Variación de la frecuencia: se producen por exceso o decremento de la frecuencia con respecto a la nominal (50 Hz).
6. Oscilación de la potencia: se produce por un avance o retroceso de los ángulos relativos entre generadores.

La integración de las energías renovables en el sistema eléctrico es otro aspecto a tener en cuenta a la hora de desarrollar un sistema de protección. Debido a las limitaciones del interconexionado del sistema eléctrico actual, y a la demanda de energía, aparece el problema de exceso de energía generada sin la posibilidad de consumirla o de venderla a terceros países. Esto puede suponer una sobrecarga del sistema si no se tienen grandes equipos de almacenamiento. Además, la producción de energía renovable está asociada a las condiciones climáticas, lo que es una variable a tener en cuenta en el futuro, sobre todo, debido al cambio climático existente a día de hoy. Con todo ello, es



necesario un desarrollo y refuerzo de los dos puntos débiles del sistema: mejorar la interconexión con terceros países y mejorar las herramientas de predicción climáticas.

En el sistema eléctrico español es importante que exista una coordinación de los sistemas de protecciones, debido a la diversidad de empresas que participan en él. Los relés de protección garantizan el equilibrio del sistema eléctrico enviando señales de disparo para evitar que se produzcan faltas en el sistema. Se ubican en la subestación, dentro de las casetas con bastidores, donde cada bastidor pertenece a una línea o posición diferente. Las líneas se protegen con tres relés de protección, uno para la protección primaria, otro para la secundaria y el tercero es el de la protección del interruptor. Las tres protecciones están comunicadas entre sí para poder enviar y recibir órdenes de disparo, en el caso que se produzca una falta en el sistema. Es importante que actúen de forma rápida, para despejar la falta en el menor tiempo posible y para evitar posibles daños en los equipos eléctricos. Para poder verificar el correcto comportamiento de los relés, se establecen una serie de funciones recogidas en la normativa ANSI. Las funciones más comunes utilizadas en protección de líneas son: protección de sobrecorriente instantánea y temporizada (50/51), protección direccional (67), protección diferencial (87) y protección de distancia (21).

En resumen, los relés de protección son importantes para asegurar la continuidad del sistema eléctrico durante la aparición de faltas o eventos indeseados y, también, para proteger a los equipos eléctricos y a las personas que se encuentren trabajando en las subestaciones en operación.

### 3. Elementos y características de una subestación

En este apartado se van a describir los principales elementos que componen una subestación de maniobra y que se pueden ver involucrados en el desarrollo del presente Trabajo de Fin de Master.

#### 3.1. Interruptor

Es un dispositivo mecánico, encargado de energizar o desenergizar una parte del sistema eléctrico, en condiciones normales de trabajo. Tiene la capacidad de interrumpir las corrientes de falta de forma segura y rápida, con lo que se limitan los daños que se pudiesen producir en el resto de elementos de la subestación. La tipología de los interruptores se puede dividir en las siguientes clasificaciones:

- Según su medio de extinción: se encuentran los interruptores de aceite, los de sople de aire, de extinción de vacío y los de hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>).
- Según el tipo de mecanismo: los más habituales son de resorte o muelles tensados, neumáticos e hidráulicos.
- Según la ubicación de cámaras: se clasifican en interruptor de potencia de tanque vivo y tanque muerto.

A la hora de comprobar el correcto funcionamiento del interruptor, se deben verificar los siguientes circuitos relacionados con el sistema de protección y control:

- Circuitos de cierre
- Circuitos de apertura y disparo
- Supervisión de las bobinas de disparo
- Contactos auxiliares de señalización
- Calefacción, iluminación y toma de corriente alterna
- Alimentación del motor y muelles tensados
- Alarma y bloqueo por baja densidad de SF<sub>6</sub>

Un interruptor puede llevar implementadas las siguientes funciones de protección y control:

- Función de fallo de interruptor (50S-62): es un sistema de protección de respaldo que garantiza la eliminación de una falta. Su principio de funcionamiento consiste en comprobar si continúa el paso de corriente, después de un intervalo de tiempo tras el arranque de la protección principal.

- Vigilancia de la continuidad del circuito de disparo: es una función de monitorización que comprueba constantemente el correcto estado del circuito de disparo del interruptor
- Discordancia de polos (2): esta función se encarga de vigilar que los tres polos del interruptor estén en la misma posición, o los tres abiertos o los tres cerrados.
- Reenganchador (79): la función del reenganchador está diseñada para corregir fallos transitorios y semipermanentes. Esta función genera automáticamente órdenes de cierre de los disyuntores para realimentar las líneas después de un fallo.

El presente Trabajo Fin de Master se va a centrar en los interruptores de aislamiento por SF6 y de mecanismo de muelles tensados.

En cuanto al SF6, se trata de un compuesto químico con muy buenas propiedades aislantes, pero muy contaminante y perjudicial para la salud. Por eso, es necesario tener un control en todo momento de su nivel y presión dentro del interruptor. Para ello se instalan diferentes sensores, para poder llevar a cabo estas mediciones y evitar así posibles pérdidas y fugas. Se analizará en cada una de las fases o polos el estado constante de la presión del SF6.

Al igual que con el gas SF6, se tendrá que revisar el comportamiento de los muelles. Se comprobará que cuando el interruptor ha disparado, los muelles se encuentran destensados, mientras que, si el interruptor está cerrado, los muelles deben permanecer tensados.

### 3.2 Seccionador

Es el dispositivo utilizado para aislar física y visiblemente los diferentes elementos que componen la instalación. La principal diferencia que existe con respecto a los interruptores, es que los seccionadores deben operar sin carga, ya que, de lo contrario, se podría producir un arco eléctrico peligroso para la instalación y las personas que estén en ese momento en la subestación.

Los circuitos de los seccionadores que están relacionados con el sistema de protección y control son los siguientes:

- Circuito de mando. En estos esquemas se encuentran los circuitos de cierre y apertura del seccionador.
- Contactos auxiliares de señalización. Son los circuitos que reflejan las posiciones del seccionador y las alarmas correspondientes a los leds de señalización.

- Calefacción, iluminación y toma de corriente. Esquemas en los que aparece la alimentación de los circuitos de calefacción, iluminación y el enchufe de toma de corriente. Normalmente, estos circuitos se alimentan con corriente alterna.
- Alimentación del motor. En estos esquemas se encuentran las alimentaciones de los motores, que proceden de los magnetotérmicos ubicados en las casetas de bastidores. La alimentación de los motores, por lo general, se alimenta con corriente continua.

A la hora de realizar la comprobación del cableado de los seccionadores se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Los seccionadores tienen una serie de enclavamientos que evitan que se puedan maniobrar si el interruptor está cerrado. Estos enclavamientos se explican en el apartado 5.2
- Tienen una maneta con tres posiciones: local, remoto y bloqueo. Se debe verificar el correcto funcionamiento de apertura y cierre en cada una de las posiciones de la maneta. La posición de local hace referencia a la maniobra desde el mando del seccionador, mientras que la de remoto, se maniobra desde la caseta de bastidores por medio de las órdenes enviadas a través de la m.U.L.C (Unidad Local de Control tipo mini). Con la maneta en bloqueo, tanto la apertura como el cierre no deben ejecutarse.
- Los seccionadores de línea y tierra tiene un enclavamiento entre ellos. Si el seccionador de tierra está cerrado, el de línea no se puede maniobrar.

### 3.3 Transformador de potencia

El transformador de potencia es una máquina estática que permite variar la tensión o corriente, manteniendo fija la frecuencia y la potencia (en el caso de tratarse de un transformador ideal). Para ello, transforma el nivel de tensión del devanado primario para adecuarlo a las condiciones específicas del devanado secundario.

El transformador de potencia es el elemento de mayor coste de la subestación, por ello es imprescindible protegerlo frente a todo tipo de fallos que se puedan ocasionar en el sistema. Los principales fallos que pueden producirse en un transformador son los siguientes:

- Descargas parciales: son descargas dieléctricas que aparecen en un área determinada del sistema de aislamiento eléctrico. Estas descargas, cuando se producen en un transformador de potencia, deterioran su aislamiento y pueden llegar a provocar un fallo en el transformador. La detección de este tipo de fallo se lleva a cabo mediante la emisión de ultrasonidos, de forma que se identifica el fallo a través de las frecuencias de rastreo.

- **Sobretensiones:** pueden aparecer sobretensiones como consecuencia de maniobras de conexión dentro de la subestación, descargas de rayos y descargas electrostáticas. El peligro que pueden ocasionar se debe a la magnitud y la forma de onda de la sobretensión. Por ello, se deben descargar a tierra lo más rápidamente posible por medio de descargadores de sobretensión.
- **Cortocircuitos:** los cortocircuitos pueden provocar deformaciones por tensiones mecánicas, calentamiento del material con posibilidad de daños peligrosos y averías importantes si el interruptor no actúa a tiempo. Para poder eliminarlos, se utiliza el interruptor automático que dispara cuando se produce una sobrecarga de intensidad.
- **Faltas en la cuba:** se producen por la pérdida de aceite debido a posibles fugas que aparecen en la cuba. Estas pérdidas, suponen situaciones de peligro por no mantener los niveles de aislamiento establecidos por el fabricante, pudiendo provocar situaciones de sobrecalentamiento del transformador. Para evitarlo, la cuba debe estar rígidamente conectada a tierra.
- **Averías en el intercambiador de tomas en carga:** el cambiador de tomas es un accesorio del transformador que permite ajustar la relación de transformación por medio de la instalación de unas tomas en uno de los dos devanados para cambiar el número de espiras y así poder variar la tensión. Al ser un dispositivo mecánico, está expuesto a los desgastes y envejecimiento propios. Para prevenir este fallo, se debe llevar un control y registro de los consumos de corriente del motor y de la resistencia de contactos de cada toma.

Para una mayor protección del transformador, se instalan relés de protección que se encarguen de disparar el interruptor en caso de la aparición de alguna falta en el sistema. Estos relés, contarán con las funciones de protección diferencial de transformador y sobreintensidad, las cuales se detallarán en el capítulo 6 de este Trabajo Fin de Master.

### 3.4 Transformador de medida y protección

Los equipos de medida y los relés de protección, utilizados en las subestaciones eléctricas, no están diseñados para soportar elevadas tensiones e intensidades, por ello, estos equipos se conectan a través de los transformadores de medida y protección. Estos dispositivos de medida y protección, son los encargados de detectar los niveles de tensión e intensidad que circulan por el sistema, para, en caso de que se produzca una falta, enviar la orden de actuación a los elementos de corte.

### 3.4.1 Transformador de intensidad

El transformador de intensidad es el equipo utilizado para reducir la intensidad proveniente de alta tensión (primario), a valores proporcionales y manejables por los equipos de protección y medida (conectados en el secundario). También proporciona una separación galvánica entre el circuito de alta tensión y los instrumentos de medida, contadores, relés, etc.

Para seleccionar la relación de los transformadores de corriente, se debe tener en cuenta el rango de corriente continua de los equipos de medida y de los relés de protección, así como el devanado secundario del mismo transformador de corriente. Por lo general, la relación de corriente que se utiliza en los transformadores de intensidad es aquella que, a plena carga en el primario, en el secundario de unos valores de 5 a 1 amperios de corriente.

En el presente Trabajo Fin de Master se va a reflejar una prueba de inyección de transformadores de intensidad, donde se mide la relación de transformación y se comprueba que la polaridad sea la correcta según lo estipulado por el fabricante. La polaridad de los transformadores de intensidad viene determinada por marcas visibles (P1 y P2) en su propia estructura. La intensidad que entra por el terminal P1 del devanado primario, sale por el S1 del devanado secundario. Se puede observar en la Figura 1

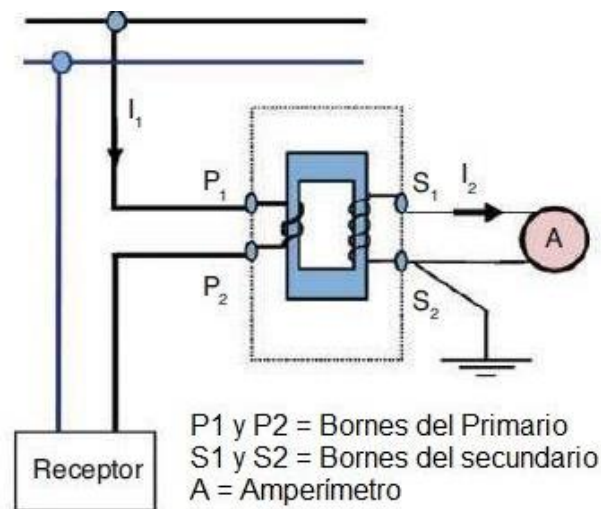


Figura 1. Polaridad del transformador de intensidad

### 3.4.2 Transformador de tensión

El transformador de tensión es el equipo utilizado para reducir el valor de alta tensión, a unos valores manejables para los equipos de protección y medida. También aseguran

una separación galvánica entre la parte de alta y baja tensión, con lo que aumenta la seguridad. El devanado primario se conecta en paralelo con el circuito de tensiones primarias a medir y el devanado secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los aparatos de medición y protección que se quieren energizar. Los transformadores de tensión se fabrican generalmente con el núcleo rectangular y los devanados secundarios se bobinan sobre ese mismo núcleo. Como consecuencia, los devanados secundarios tienen el mismo núcleo y, por ello, la carga de un secundario influye en la precisión de otro.

Existen dos tipos de transformadores de tensión, los inductivos que responden rápidamente a cambios de tensiones, y los capacitivos que son utilizados en instalación de muy alta tensión (a partir de 132 kV) y se utilizan para teleprotección ya que, al disponer de un divisor de tensiones capacitivo, permiten filtrar y sintonizar determinadas frecuencias. En el presente Trabajo Fin de Master se va a hacer referencia a los transformadores de tensión capacitivos.

### 3.5 Relés de protección

Los relés de protección son los equipos encargados de enviar la orden de disparo al interruptor, para aislar cualquier elemento del sistema eléctrico de potencia, ante la presencia de un cortocircuito o un funcionamiento inadecuado, ya que podría causar daños o interferir en el correcto funcionamiento del sistema.

Los relés deben cumplir una serie de características funcionales, propias de todo sistema de protección. Las características son las siguientes:

- **Sensibilidad:** es la característica que reconoce las corrientes de falta que pueden afectar al correcto funcionamiento del sistema. Para poder determinar cuándo se ha producido una falta, en los equipos de protección se deben ajustar las magnitudes mínimas necesarias, así como los valores límite para los cuales la protección debe despejar la falta. El sistema de protección y los elementos asociados a él, deben ser capaces de operar una vez que se ha producido una variación en uno de los parámetros establecidos en la protección (intensidad, tensión, frecuencia...).
- **Selectividad:** La selectividad es la característica del relé de protección que debe permitir diferenciar si la falta se ha producido dentro o fuera de la zona de protección y, en consecuencia, dar orden de disparo a los interruptores automáticos que controla. Es muy importante que una protección actúe cuando tiene que actuar y que no actúe cuando no tiene que actuar. En el caso de que la falta aparezca dentro de la zona de protección, el relé debe enviar la orden de disparo del interruptor. Por el contrario, si la falta se produce fuera de la zona de

protección, el relé deberá dejar que las otras protecciones actúen para despejar la falta, ya que, si se produjese una orden de disparo, podría producir un fallo en el sistema.

- **Rapidez:** La rapidez es la cualidad por la cual el equipo de protección debe ser capaz, una vez detectada la falta, de despejarla lo más rápidamente posible. Cuanto menor sea el tiempo de reacción, menores serán los daños producidos por la falta en los diferentes equipos del sistema.
- **Fiabilidad:** Los equipos de protección deben actuar siempre de forma correcta. Esto significa que deben responder con seguridad y efectividad ante cualquier situación que se produzca.

Hay que diferenciar entre la respuesta de la protección con su actuación u operación. El equipo de protección está siempre vigilante de los flujos del sistema y, en consecuencia, está respondiendo en cada instante a las exigencias que el sistema demanda. Por ello, la respuesta de la protección puede ser tanto de actuación como de no actuación. Cuando se produce una falta, es imprescindible que todos los procesos de despeje de la falta actúen adecuadamente. El fallo en cualquiera de las etapas de despeje implicaría el fallo de la protección y, por lo tanto, una mala fiabilidad.

- **Economía y simplicidad:** Los relés de protección, al actuar a tiempo frente a faltas producidas en el sistema, permiten reducir los costes de reparación provocados por los daños en los diferentes elementos, así como los tiempos en los que el sistema queda fuera de servicio. Por ello, cuanto mejor sea el sistema de protección, menores pérdidas económicas se producirán.

Finalmente, tiene relevancia el hecho de diseñar protecciones que no supongan una complejidad innecesaria, ya que derivarían en fuentes de riesgo que pondrían en compromiso las propiedades de funcionamiento de protección.

El objetivo del presente Trabajo de Fin de Máster se basa en comprobar el correcto funcionamiento de los relés de protección. En este proyecto, se van a utilizar los relés de la compañía ZIV, los cuales cuentan con una interfaz de comunicaciones con sistemas de acceso seguros (SSH, SFTP, HTTPS), y soportan distintos protocolos incluyendo el estándar de comunicaciones IEC61850 ED 2.



## 4. Necesidades de protección

Los sistemas de protección de una subestación eléctrica son los elementos que protegen los equipos de cualquier falta que aparezca o afecte a éstos, por ejemplo, sobrecorrientes, sobretensiones, corrientes inversas, corrientes diferenciales, etc. Los principales elementos a proteger son: generadores, motores, transformadores, barras, líneas de transmisión, interruptores de potencia, etc.

Dependiendo del uso del equipo y de la configuración de la subestación, se pueden implementar diferentes necesidades de protección.

El presente Trabajo Fin de Master se va a centrar en las siguientes unidades de protección:

1. Sobreintensidad (50/51)
2. Sobretensión (59)
3. Sobrefrecuencia (81M)
4. Subfrecuencia (81m)
5. Derivada de la frecuencia (81D)
6. Diferencial (87)
7. Direccional (67)
8. Distancia (21)

### 4.1 Sobreintensidad

Las protecciones de sobreintensidad se emplean en múltiples elementos de la red como protección generalmente ante sobrecargas, cortocircuitos, etc. Este tipo de protecciones analizan la intensidad y si se supera el valor de arranque ajustado la unidad emite la señal de disparo.

Las unidades de sobreintensidad actúan de acuerdo con el valor eficaz de las intensidades de entrada. La actuación se produce cuando el valor eficaz supera el valor de 1,05 veces el arranque ajustado en el equipo, realizándose la reposición a 1 vez el valor ajustado.

#### 4.1.1 Sobreintensidad instantánea

Esta unidad de protección actúa ante una falta de forma instantánea. Cuando el nivel de intensidad es superior al nivel de arranque, la protección dispara automáticamente, produciéndose un desfase de tiempo prácticamente nulo.

- Sobreintensidad instantánea de fase (50F): estas unidades de sobreintensidad son trifásicas y actúan sobre el valor eficaz de la componente fundamental de la intensidad de fase.
- Sobreintensidad instantánea de secuencia homopolar (50N): estas unidades son monofásicas y actúan sobre el valor eficaz de la componente fundamental de la intensidad de neutro, calculada como suma de las intensidades de fase.
- Sobreintensidad instantánea de puesta a tierra (50G): las unidades de sobreintensidad de puesta a tierra son monofásicas y actúan sobre el valor eficaz de la componente fundamental de la intensidad que circula por la puesta a tierra del elemento que se protege.

#### 4.1.2 Sobreintensidad temporizada

Las protecciones de sobreintensidad temporizada se suelen utilizar como protecciones ante sobrecargas y el tiempo de disparo de estas unidades depende del tipo de curva característica con la que está ajustada la unidad. El tiempo de disparo depende de varios factores: la intensidad de falta, la curva seleccionada y el índice de curva ajustado.

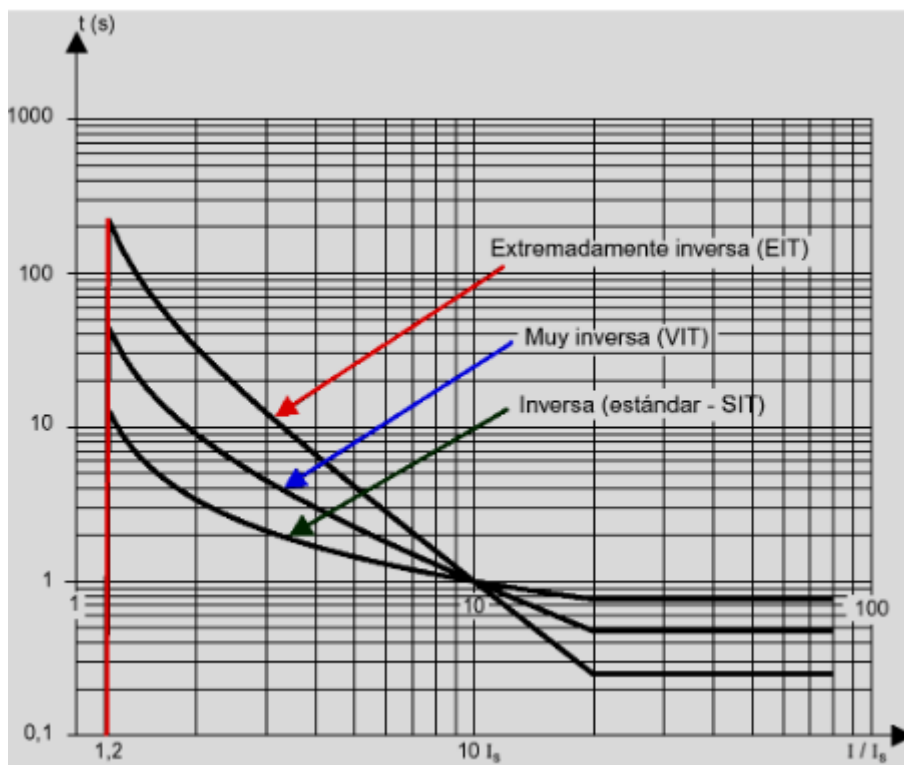


Figura 2. Curva  $t/I$  sobreintensidad temporizada

En la Figura 2, se pueden observar las tres principales curvas características normalizadas por IEC: extremadamente inversa, muy inversa y estándar. La curva representa el tiempo de que tarda en disparar la protección en relación al valor de la intensidad que lo atraviesa.

Cada uno de los tres tipos de curvas está regido por las siguientes ecuaciones:

$$\text{Estándar} \quad t = TMS \cdot \frac{0,14}{I_r^{0,02}-1} \quad [1]$$

$$\text{Normalmente inversa} \quad t = TMS \cdot \frac{13,5}{I_r^1-1} \quad [2]$$

$$\text{Extremadamente inversa} \quad t = TMS \cdot \frac{80}{I_r^2-1} \quad [3]$$

Donde:

$t$ : Tiempo de operación del relé

$TMS$ : Time Dial. Índice de la curva de tiempos. Constante de ajuste del relé

$I_r$ : múltiplo de la intensidad de ajuste:  $I_r = \frac{I}{I_s}$

$I_s$ : Intensidad de arranque o pick-up

$I$ : Intensidad que mide el relé

## 4.2 Sobretensión

Las sobretensiones transitorias son el aumento de tensión de muy corta duración, medidas entre fases o entre fase y tierra. La actuación se produce cuando los valores de las tensiones medidas alcancen un determinado valor, el ajustado en la unidad correspondiente. Se han implementado diferentes unidades que actúan contra estas subidas de la tensión:

- Unidades de máxima tensión (59): se ajustan para actuar sobre el valor eficaz de la tensión de fase o línea. Cuando esta tensión supera el valor máximo ajustado en la unidad, se activa la señal de disparo.
- Unidades de sobretensión de neutro calculado (59N): se ajustan para actuar sobre el valor eficaz de la tensión de neutro calculada a partir de las tres tensiones de fase. Si aparece una tensión de secuencia homopolar superior al valor ajustado se activa la señal de disparo.

### 4.3 Frecuencia

Los relés cuentan con un módulo de protección que actúa frente a variaciones de la frecuencia. En esta protección se distinguen tres tipos de unidades diferentes:

- Protección de máxima frecuencia (81M): se ajustan para actuar cuando detecten aumentos de la frecuencia. En el momento en que la frecuencia supere el valor ajustado, la protección dará la orden de disparo.
- Protección de mínima frecuencia (81m): se ajustan para actuar cuando detecten disminuciones de la frecuencia. En el momento en que la frecuencia disminuya del valor ajustado, la protección dará la orden de disparo.
- Protección de derivada de frecuencia (81D): se ajusta para actuar cuando se produce una disminución de la frecuencia por segundo muy elevada. En esta unidad se ajusta un valor de gradiente negativo de frecuencia y si se detecta un gradiente de frecuencia superior al ajustado en la unidad, se activa la señal de disparo.

### 4.4 Diferencial

La protección diferencial es una de las protecciones más selectivas que actúan, especialmente, frente a cortocircuitos. Se basa en la comparación de la corriente de entrada al elemento a proteger y la corriente a la salida del mismo. Es una zona comprendida entre dos transformadores de intensidad.



Figura 3. Esquema protección diferencial

Si la intensidad que entra en dicha zona no es la misma que la que sale, significa que existe una fuga de corriente, con lo que la protección actuará. Si, por el contrario, la corriente que entra es igual a la que sale, la protección no actuará. En la Figura 3, se representa el esquema correspondiente a la protección diferencial. Los dos relés representados en los extremos de la línea son los encargados de verificar que la corriente que pasa por ellos no entra en discordancia con la del extremo opuesto, de lo contrario, enviarán la orden de disparo.

Existen tres tipos de protecciones diferenciales que se utilizan en las subestaciones:

- Protección diferencial de línea (87L). Se compara la corriente medida en cada uno de los extremos de la línea.
- Protección diferencial de barras (87B). Se suma la corriente de cada posición conectada a barras, la cual debe ser cero según la primera ley de Kirchoff
- Protección diferencial de transformador (87T). Se compara la corriente medida a ambos lados de un transformador.

#### 4.5 Direccional

La protección direccional tiene en cuenta tanto el módulo como el valor fasorial de la intensidad que circula por la línea. Gracias a ello, la protección es capaz de identificar, mediante el uso de una magnitud de referencia, si la falta se ha producido en dirección a la línea o en contraposición a ésta.

Si el valor de intensidad supera el valor de arranque ajustado pero la dirección no es correcta, la protección no actúa. Sin embargo, si el desfase entre la intensidad y la magnitud de polarización está dentro de un determinado rango de valores, la protección dará la orden de disparo. En la Figura 4 se puede apreciar un esquema gráfico del funcionamiento de la protección. En la zona de desconexión, el relé no actúa, puesto que no está configurado para ello. Sin embargo, en la zona de no desconexión, cuando el relé observa que, o bien el módulo, o bien el ángulo no entran dentro de los límites del ajuste, la protección actúa y envía la orden de disparo.

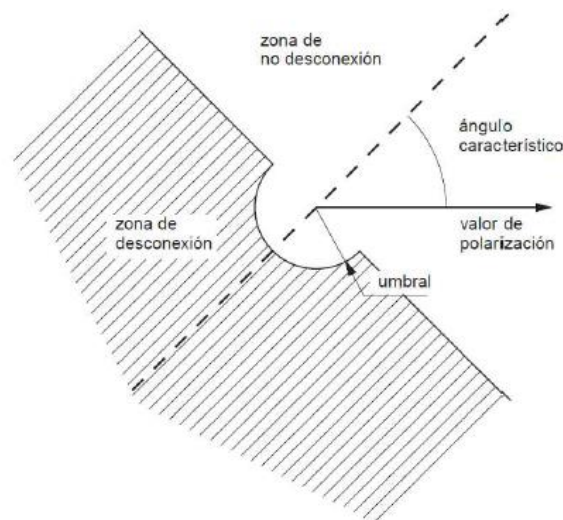


Figura 4. Zonas de protección direccional

## 4.6 Distancia

La protección de distancia posee una gran selectividad, lo que hace que sea muy utilizada en líneas de alta tensión. La protección calcula la distancia a la que se ha producido la falta, por medio de los transformadores de medida que recogen la intensidad y la tensión. Con el cociente tensión-intensidad, se calcula la impedancia a la cual se ha producido la falta.

Al relé de protección se le asigna una zona de actuación, por medio de la cual se establecen unos límites de impedancias. Si la impedancia medida se encuentra dentro de esos límites, la protección debe actuar. En la Figura 5 se representan las diferentes zonas, las cuales tienen los siguientes alcances:

- Zona 1: protege el 80% de la longitud total de la línea. Una falta en esta zona, hace que la protección actúe de forma instantánea.
- Zona 2: protege el 100% de la línea y un 50% de la siguiente línea más corta. La actuación en esta zona lleva consigo un retraso de unos 400 ms
- Zona 3: protege el 100% de la línea y un 150% de la siguiente línea más larga. El tiempo de actuación en esta zona es de unos 800 ms.

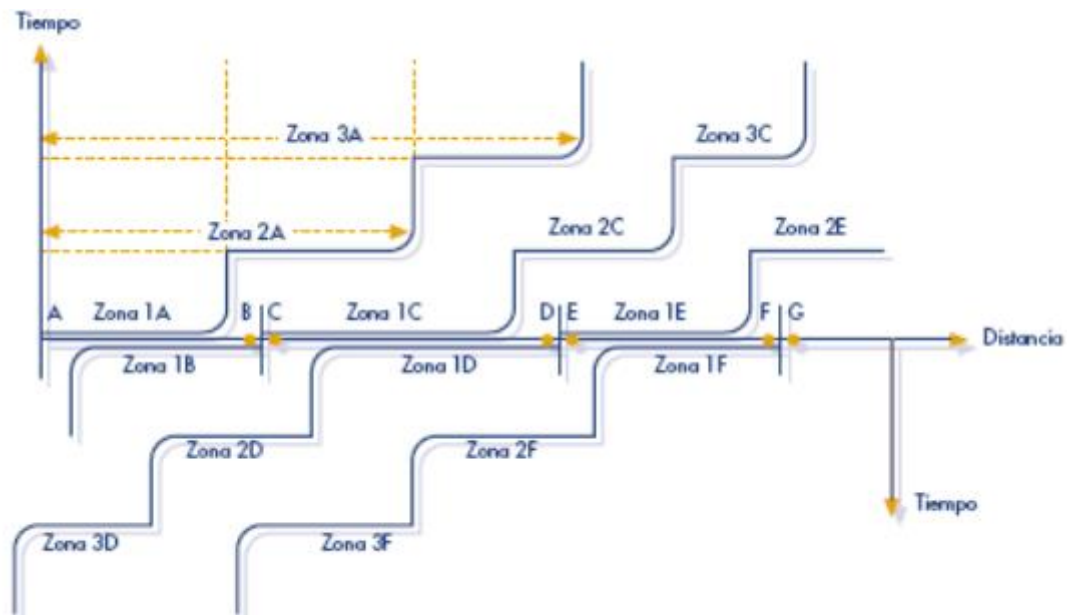


Figura 5. Zonas protección de distancia

Para ajustar esta función en los relés de protección, se utilizan fundamentalmente dos características de delimitar las zonas: la característica Mho y la cuadrilateral. Estas características se muestran en la Figura 6.

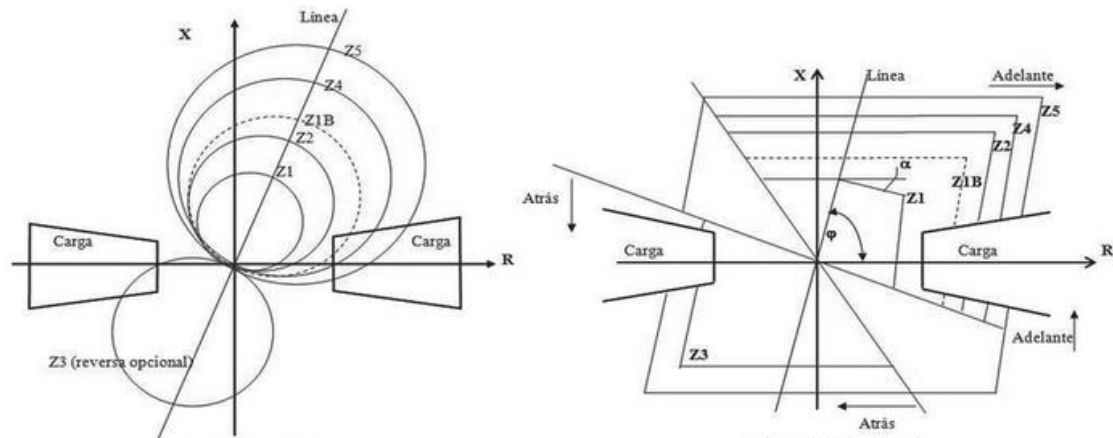


Figura 6. Característica Mho y cuadrilateral

La característica Mho es una circunferencia que pasa por el origen y cuyo centro se ubica sobre la línea de impedancia característica, cuyo ángulo es el característico de la línea. El relé de protección opera ante cualquier impedancia de falta que se encuentre ubicada dentro de las zonas delimitadas por las circunferencias. Si la carga se encuentra fuera de esas zonas, el relé no es capaz de visualizar la falta y no enviará la orden de disparo. En ocasiones, se coloca una zona de reverse (hacia atrás) para disparos rápidos y sin retardo, ya que, para defectos en la dirección opuesta, esta zona tiene garantías de disparar en el menor tiempo posible.

La característica cuadrilateral está delimitada por cuatro elementos: los límites superior e inferior son los alcances de reactancia y los límites laterales o blinders que corresponden a los alcances resistivos. Los límites resistivos pueden ajustarse independientemente de los alcances de reactancia, lo que supone una ventaja para proteger líneas cortas ante faltas con alto valor de resistencia de falta. Por lo general, la característica Mho se emplea en faltas bifásicas y trifásicas, mientras que la cuadrilateral se suele utilizar para falta monofásicas, aunque cada vez más se está implementando en faltas bifásicas y trifásicas.

## 5. Equipos de pruebas de protecciones

Para verificar el correcto comportamiento de los equipos de protección, es necesario realizar pruebas que simulan los parámetros típicos de una falta, las condiciones normales de funcionamiento, las operaciones de conmutación de interruptores y los esquemas de protección.

A continuación, se describen los equipos utilizados para poder configurar y determinar el correcto funcionamiento de las protecciones de la subestación.

### 5.1 Maleta Ómicron

Este dispositivo, analiza el funcionamiento de las protecciones eléctricas, ya que cuenta con un software específico para la realización multifuncional de pruebas. Consta de diferentes módulos de prueba adaptados a cada una de las unidades a probar por el usuario.

Dentro de la gama de maletas Ómicron, la escogida para el presente Trabajo Fin de Master es la Ómicron CMC353. Es el equipo de pruebas utilizado para pruebas de protección trifásicas y para la puesta en servicio de sistemas SCADA.

El equipo CMC353 cuenta con tres canales de salida de corriente y cuatro de tensión, los cuales son ajustables en amplitud, fase y frecuencia. Las salidas de corriente (3 x 32 A / 430 VA) soportan de forma óptima pruebas de relés de 5 A. A su vez, cuenta con 10 entradas binarias y 4 salidas binarias, requeridas para la reproducción de señales digitales. En la Figura 7, se presenta una imagen real de la maleta Ómicron CMC353 diferenciando sus diferentes componentes.



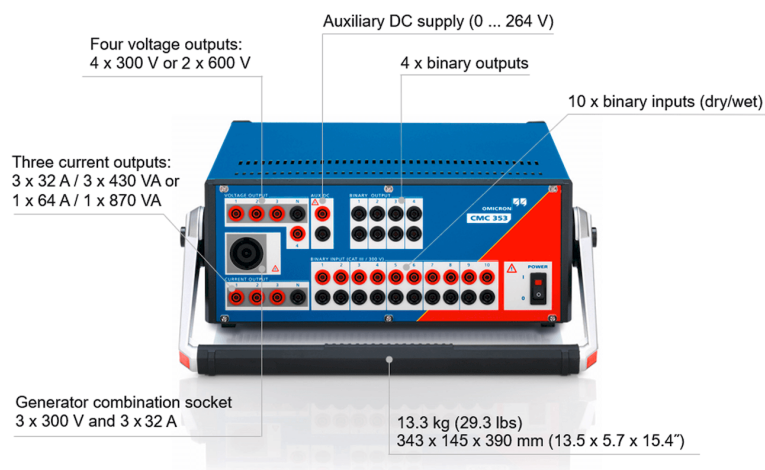


Figura 7. Características maleta Ómicron CMC353

La maleta Ómicron CMC353 tiene 4 salidas de tensión (3 de fases y 1 de neutro), las cuales pueden inyectar una tensión de hasta 600 V. También posee una salida auxiliar de corriente continua capaz de inyectar hasta 264 V.

En cuanto a las intensidades, el equipo tiene 4 canales de intensidad (3 de fases y 1 de neutro), por los cuales es capaz de hacer inyecciones de intensidad de hasta 128 A. A su vez, se ha equipado con un zócalo combinado de tensiones e intensidades, con un poder de inyección de 300 V y 32 A, lo cual lo hace óptimo para realizar las pruebas a los relés de protección.

Con la combinación de 10 entradas binarias (las cuales también pueden funcionar como entradas de medidas analógicas) y 4 salidas binarias, se puede simular, por ejemplo, los disparos del interruptor, así como su posición.

## 5.2 Switch

El switch o conmutador es el dispositivo encargado de interconectar todos los equipos pertenecientes a la misma red de área local (LAN). Sus especificaciones técnicas siguen el estándar conocido como Ethernet (o técnicamente IEEE 802.3). El protocolo IEEE 802.3 es una tecnología utilizada para vincular software y/o hardware entre sí. Se realiza a través de cables de redes LAN, lo que permite el intercambio de datos entre diferentes terminales como ordenadores, servidores, relés de protección, etc.

Existen diferentes switches con diferentes configuraciones de conexión, los cuales pueden utilizar conectores de tipo RJ45 o fibra óptica.

Utilizando los diversos canales que posee, se introducen, por medio de conectores RJ45, todos los equipos de protección y control sobre los cuales se va a proceder a crear una red local para que exista una intercomunicación entre ellos.



*Figura 8. Switch*

### 5.3 CPC 100

El equipo CPC 100 se utiliza para inyectar elevadas corrientes, tanto de alterna como de continua, en los diferentes elementos de la subestación que así lo requieran. Se trata de un equipo capaz de inyectar 400 A de corriente continua u 800 A de corriente alterna. También es capaz de inyectar tensiones de 2 KV con hasta 5 kVA en un rango de frecuencias de 15 Hz a 400 Hz. Las dimensiones del equipo se han reducido en comparación con otras maletas de inyección de similares características, lo que hace que sea fácilmente transportable. En la Figura 9 se puede observar la estructura del equipo y su diseño. Con la unidad CPC 100 se pueden realizar pruebas a los siguientes elementos:

- Transformadores de corriente
- Transformadores de tensión
- Transformadores de potencia
- Seccionadores
- Pararrayos
- Cables de alta tensión
- Sistemas de puesta a tierra
- Máquinas rotativas
- Interruptores de potencia



Figura 9. CPC100

El equipo CPC100 es capaz de realizar las siguientes pruebas:

- Medición de relación de transformación para transformadores de intensidad y de tensión.
- Transformador de inyección de alta corriente.
- Contador eléctrico de potencia activa, reactiva y aparente.
- Comprobación de curva de excitación.
- Comprobación del ángulo de fase.
- Medición de impedancia de línea y de fase.
- Equipo de prueba de cambiador de tomas en carga.
- Medición de resistencia a tierra.
- Comprobación de bobinas Rogowski.
- Medición de resistencia del devanado.
- Comprobación de la polaridad.
- Medición del factor de potencia y de disipación.
- Sistema de verificación de grupo vectorial para transformadores de potencia.

En el presente Trabajo de Fin de Master, se va a hacer referencia a las siguientes pruebas de inyección con el equipo CPC100: cálculo de resistencia de contactos y cálculo de relación de transformación y polaridad de los transformadores de intensidad.

### 5.3.1 Resistencia de contactos

Es la resistencia que se opone al flujo de corriente debido a la unión del dispositivo (interruptor, seccionador) con los elementos de sujeción. Si la resistencia de contactos

es muy elevada, indica que hay una mala conexión, lo que puede provocar problemas en el sistema. Para poder verificar que se establecen unos valores adecuados de resistencia, se debe realizar una prueba con el esquema de conexión que se muestra en la Figura 10.

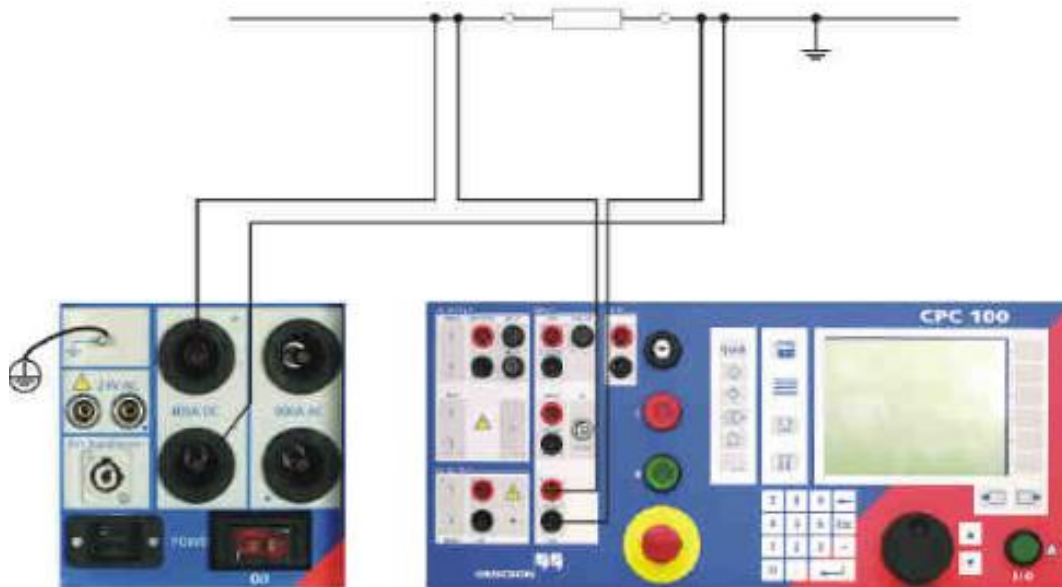


Figura 10. Esquema de conexión de resistencia de contactos

En los extremos del dispositivo a medir (seccionador, interruptor) se colocan las dos pinzas de inyección primaria, y entre ambas, las dos pinzas de medida. Se utiliza el canal de intensidad de 400 A de corriente continua con las pinzas de inyección primaria, y se realiza una primera inyección de 1 A para verificar que el circuito se ha cerrado correctamente. Una vez verificado el estado del circuito, se realiza la inyección correspondiente de 100 A y se recogen los resultados de la resistencia en ohmios por medio de las pinzas de medida. Si el dispositivo se encuentra bien ajustado, los valores obtenidos de resistencia pueden oscilar entre 60 y 100  $\mu\Omega$  (dependiendo del estado del elemento a medir).

### 5.3.2 Relación de transformación y polaridad

La relación de transformación es la relación inversa que guardan las intensidades nominales del devanado primario y secundario con respecto al número de espiras de ambos devanados.

$$rt = \frac{N_1}{N_2} = \frac{I_2}{I_1} \quad [4]$$

Para poder obtener la relación de transformación correcta, se precisa de una prueba de inyección con el esquema eléctrico reflejado en la Figura 11.

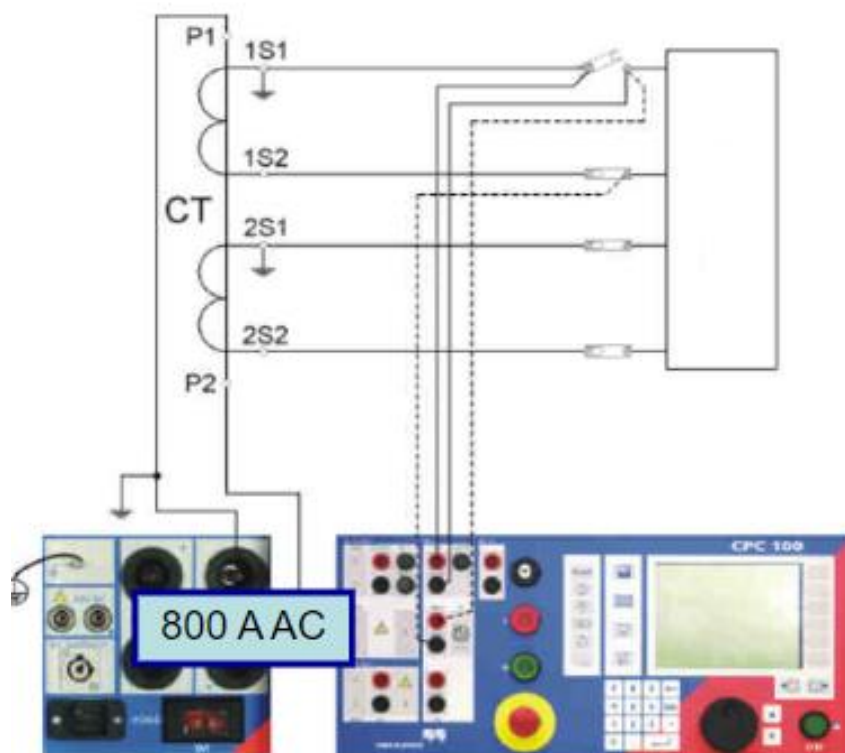


Figura 11. Esquema de conexión de relación de transformación

En esta prueba, la colocación de las pinzas de inyección tiene que ir acorde a la polaridad, ya que se va a realizar una inyección de corriente alterna. Una de las pinzas se coloca en el terminal P1 del transformador, y se debe introducir en el polo positivo del equipo CPC100. La otra pinza se coloca en el terminal P2 del transformador y se introduce en el polo negativo.

Para poder comprobar la relación de transformación y la polaridad, se comienza haciendo la inyección en uno de los devanados (1S1-1S2) y cortocircuitando el otro devanado (2S1-2S2). Al igual que en el caso anterior, se realiza una primera inyección de 1 A de corriente alterna para comprobar que el circuito está correctamente cerrado. Una vez cerciorado este aspecto, se procede a realizar una inyección de cierto amperaje, dependiendo del tipo de transformador del que se disponga. Por ejemplo, para un transformador con una relación 2000/5, se realiza una inyección de 200 A, con la posibilidad de ejecutar una segunda prueba al doble de intensidad.

El display del equipo CPC100, indica los resultados de la prueba, y se puede comprobar si la relación de transformación aportada por el fabricante es la misma que la ejecutada durante las pruebas. En la Figura 12 aparece el display obtenido tras la realización de una prueba. Se puede observar que se ha hecho una inyección primaria de 199,98 A y se ha obtenido una inyección por el secundario de 5,012 A. La relación de transformación obtenida es de 200/5,0125 con una desviación del 0,25%, lo que hace

que la prueba sea correcta. También indica que la polaridad es correcta, por lo tanto, el resultado global de la prueba es satisfactorio.

Relación_TC 1		Relación_TC 2		Carga_TC 1		◀ ▶			
Rango:	AC 800A			<input checked="" type="checkbox"/> Auto				Insertar tarjeta	
I prim.:	200.0 A	I sec.:	5.000 A					Borrar tarjeta	
I pru.:	200.0 A	f:	50.00 Hz					Renom. tarjeta	
I prim.:	199.98 A	<input type="checkbox"/> I sec con pinza						Borrar result.	
I sec.:	5.0120 A	0.15 °	<input type="checkbox"/> Ent. manual					Guardar por defecto	
Rel.:	200.0:5.0125		0.250 %					Ajustes	
Pol.:	Correcto	<input checked="" type="checkbox"/> Medir carga							
V sec.:	1.7340 V	34.15 °	<input type="checkbox"/> Ent. manual						
Carga:	8.6492 VA	cos φ:	0.829						
Evaluada:	n/a								

Figura 12. Resultados en el display de la prueba relacion de transformación

## 6. Pruebas funcionales de una subestación

Se denominan pruebas funcionales a todas aquellas pruebas necesarias para verificar el correcto funcionamiento de los elementos de una subestación. Estas pruebas incluyen, desde la comprobación del correcto cableado que se establece entre el equipo y la caseta de bastidores, hasta las diferentes maniobras de apertura y cierre desde todos los niveles (en local, en remoto y desde el centro de control). Los diferentes tipos de pruebas funcionales que se realizan en una subestación de alta tensión, se pueden clasificar en tres apartados:

1. Seccionadores
2. Interruptores
3. Circuitos de tensión e intensidades

Se debe tener en cuenta una serie de generalidades que afectan a casi todos los apartados, como son:

- Por lo general, la línea se entrega sin ninguna alimentación, con lo que se debe alimentar a los equipos desde la caseta de alimentaciones donde suelen colocarse las baterías.
- Con el fin de no alimentar ningún circuito de forma errónea, se ha de corroborar que todos los elementos de corte (manetas generales y magnetotérmicos) posteriores a la alimentación general, estén en posición "OFF" y que todas las bornas del bastidor integrado, caja de centralización, cajas de tensiones e intensidades, etc. estén abiertas.
- A continuación, se debe timbrar los circuitos de alimentación desde las baterías hasta el bastidor integrado de relés.
- Una vez que esté todo comprobado, se puede alimentar el cuadro de control que alimenta a los equipos de la subestación.

De forma general, los circuitos de una subestación eléctrica siguen el siguiente esquema de conexionado:

1. En la sala de servicios auxiliares se colocan las baterías que alimentarán a los circuitos.
2. El primer sitio al que llegan es al bastidor de relés, ubicado en la caseta de relés.
3. Seguidamente, el conexionado sale hacia campo a la caja de centralización.
4. De la caja de centralización distribuye a los diferentes circuitos de seccionadores e interruptores.

En el presente Trabajo Fin de Master se va a proceder a analizar las diferentes partes de la subestación. En primer lugar, se comprueba que los circuitos de la caja de centralización están correctamente cableados y distribuidos. Una vez comprobado, se

procede a examinar los seccionadores. Se verifica que los mandos de control de cada seccionador funcionan correctamente (los cierres y aperturas son correctos y se puede visualizar su posición desde la caseta de bastidores). También se verifica que los circuitos de señales, alarmas y calefacción se han efectuado acorde a lo establecido en los esquemas. Para comprobar el estado del interruptor, se realiza el mismo proceso que en el seccionador, añadiendo los circuitos de disparo por ambas bobinas, el antibombeo y los circuitos de muelles destensados. Por último, se verifican los circuitos de tensiones e intensidades correspondientes a los transformadores de medida.

La comprobación de todos estos circuitos no tiene un orden establecido, ya que se trata de circuitos independientes.

### 6.1 Caja de centralización

Por lo general, todos los circuitos correspondientes al interruptor y a los seccionadores que salen del bastidor de relés, pasan por una caja de centralización, que se encuentra en el parque junto a la posición correspondiente y colocada de manera que la parte del interruptor permita tenerlo de frente para la realización de las pruebas.

La caja de centralización tiene dos puertas. Por un lado, se encuentran todas las bornas correspondientes a los seccionadores, incluyendo el circuito de fuerza y la calefacción. Por el otro lado, se localizan las bornas del interruptor, junto con las manetas, pulsadores y relés.

Es imprescindible revisar que todo el cableado esté correctamente colocado en su posición y de forma segura. Se ha de comprobar que los cables no estén sueltos ni defectuosos.

### 6.2 Seccionadores

Con el fin de comprobar el correcto funcionamiento de los seccionadores, es imprescindible alimentarlos para poder comprobar que la tensión va llegando a las bornas correspondientes. Para ello, se timbran todos los cables que salen del bastidor de relés a la caja de centralización.

Una vez cumplida esta primera parte, se procede a energizar el circuito mediante el magnetotérmico, o bien, desde la borna del bastidor que conduce a campo. Se debe



tener en las bornas de entrada del circuito de control de seccionadores 125 Vcc con polaridad correcta.

Se empieza alimentado todo el circuito referido al positivo, siempre comprobando antes de cerrar ninguna borna que no hay tensión proveniente de otro circuito independiente. Una vez que el mando del seccionador recibe el positivo (cerrando las bornas correspondientes de la caja de centralización), se comienza a verificar la polaridad negativa realizando la misma operación. Si ambas polaridades son correctas, se comprueba que, en el mando, se cumple la lógica operacional de las manetas y pulsadores.

Una vez cumplido el paso anterior, es necesario asegurarse que se salvan los enclavamientos externos, referidos al interruptor, a las distintas posiciones de los demás seccionadores, el referido al acoplamiento realizado y el de fallo de interruptor (OUT 206). Seguidamente, se comprueban los enclavamientos internos tal y como se muestra en la Figura 13.

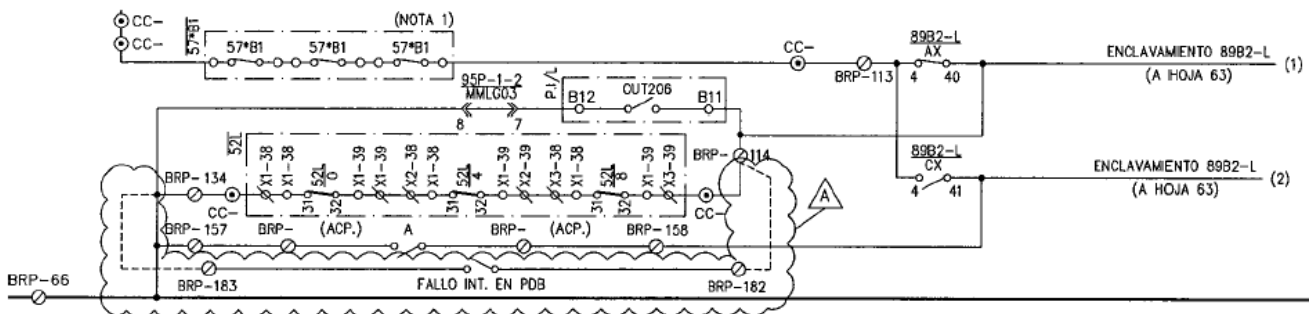


Figura 13. Enclavamientos externos

Para maniobrar un seccionador de barras, es necesario que se cumplan los siguientes criterios:

1. Tener el interruptor abierto. En este caso, al inicio de las pruebas siempre estará el interruptor abierto y sus bornas de interconexión abiertas.
2. La salida 206 (fallo de interruptor) activada. Si se ha producido un fallo de interruptor, es decir, si el interruptor debería haber disparado por una orden y, sin embargo, se encuentra cerrado debido a un fallo mecánico.
3. Acoplamiento realizado. Con el acoplamiento realizado, la diferencia de potencial entre las barras se anula, teniendo en cuenta que los seccionadores no están diseñados para maniobrar en carga

Con cualquiera de los tres criterios, la polaridad negativa procedente de la borna BRP-66, puede continuar hasta la bobina de accionamiento de cualquiera de los seccionadores, la cual aparece descrita en la Figura 14 como Y1.

Finalmente, se deben probar los enclavamientos propios de cada seccionador. Para ello, como muestra la Figura 14, la tensión positiva proveniente de la polaridad PMS debe continuar por la maneta de Local-Bloqueo-Remoto (LR), y la tensión negativa por el

magnetotérmico de motores (Q1), la manivela extraída (CM) y el contacto 4-7 que depende del fabricante del mando (27).

Para poder ejecutar una maniobra de cierre/apertura del seccionador, es necesario que la polaridad positiva continúe por la maneta Local-Bloqueo-Remoto en posición de Local (LR/L), y que la polaridad negativa continúe por el magnetotérmico de motores (Q1) en posición "ON", la manivela extraída (CM) y el contacto 27 se encuentre cerrado.

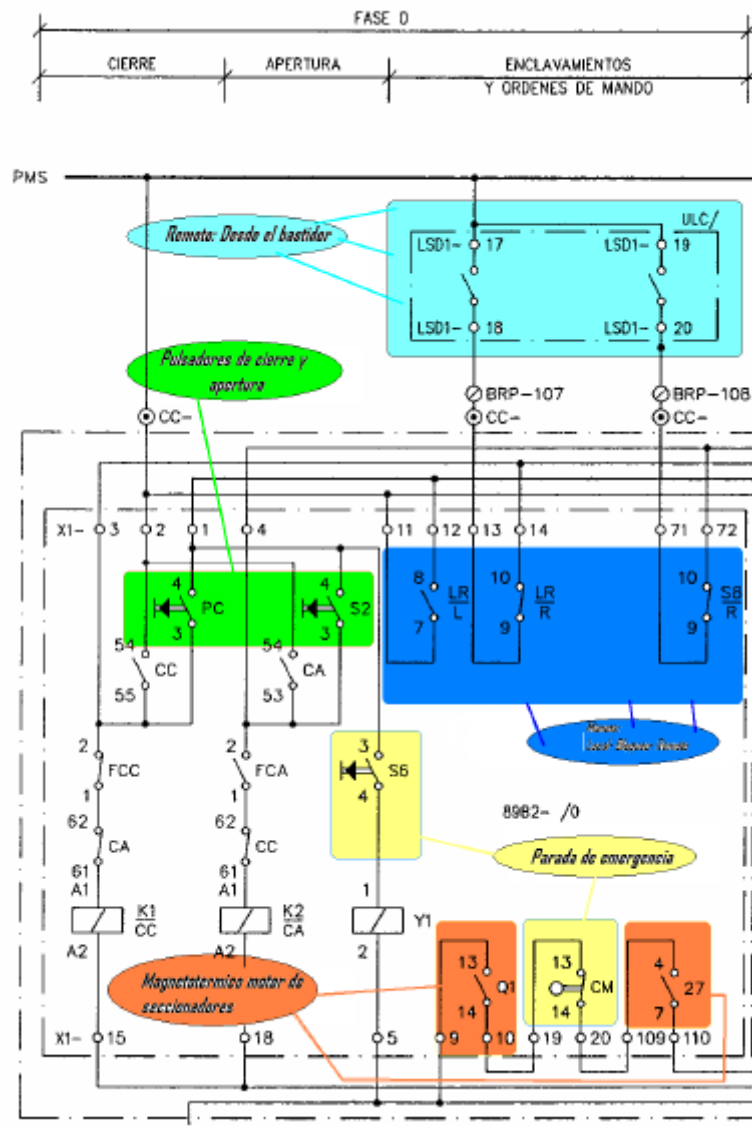


Figura 14. Circuito cierre/apertura del seccionador

Una vez que se ha realizado la operación desde la posición de Local, se realiza la misma operación desde Remoto. Para ello, las bornas correspondientes LSD-17, LSD-18, LSD-19 y LSD-20 deben estar cerradas en el bastidor de relés, así como las BRP-107 y BRP-108. Seguidamente, la maneta LR se debe colocar en la posición de Remoto (LR/R). Con

ello se consigue que la tensión positiva proveniente de PMS continúe hasta los accionamientos del seccionador y se pueda realizar la apertura/cierre desde la caseta de bastidores.

Con respecto al seccionador de tierra, el único enclavamiento que tiene referido al resto de seccionadores es con el de línea (89-L), tal y como se muestra en la Figura 15 .

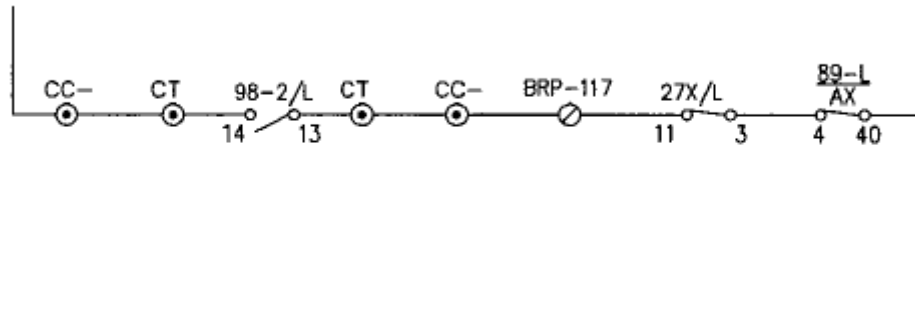


Figura 15. Enclavamiento del seccionador de tierra con el seccionador de línea

Para maniobrar dicho seccionador, es imprescindible tener la línea abierta. A parte, tiene otros dos enclavamientos que hacen referencia a la tensión de barras, así que para maniobrar los seccionadores de tierra, es necesario que el relé de mínima tensión (27X) no esté activo y que el magnetotérmico que lo alimenta (98-2) se encuentre en posición “ON”. Para desactivar el relé de mínima tensión, es necesario abrir las bornas BRP-13 y BRP-15 del bastidor de relés, tal y como se muestra en la Figura 16. Enclavamiento del seccionador de tierra con la tensión de barras Figura 16.

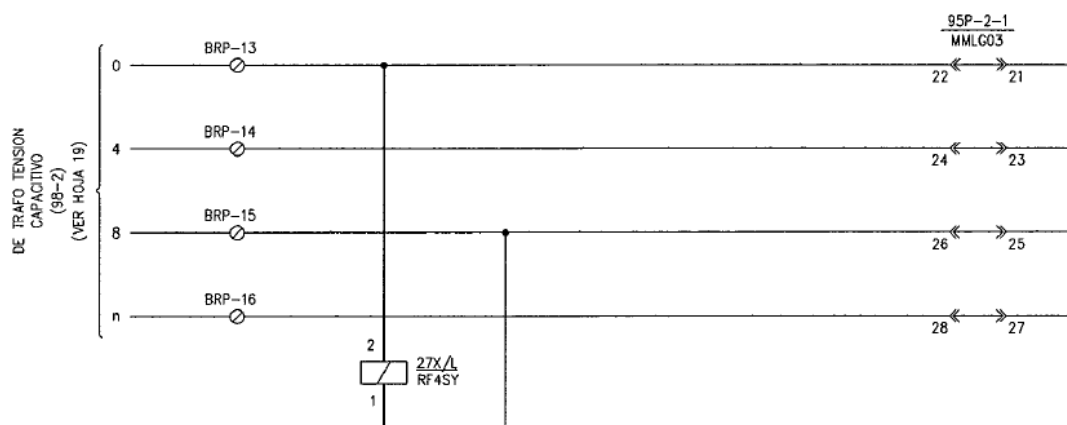


Figura 16. Enclavamiento del seccionador de tierra con la tensión de barras

### 6.2.1 Posición de los seccionadores

Es importante conocer en qué posición se encuentran los seccionadores (abierto, cerrado o indeterminado), ya que son los elementos de corte visibles dentro de la subestación. Las posiciones se registran en las protecciones, en la m.U.L.C. y en el despacho de la compañía.

En la Figura 17 se representa el circuito eléctrico que determina la posición de los seccionadores.

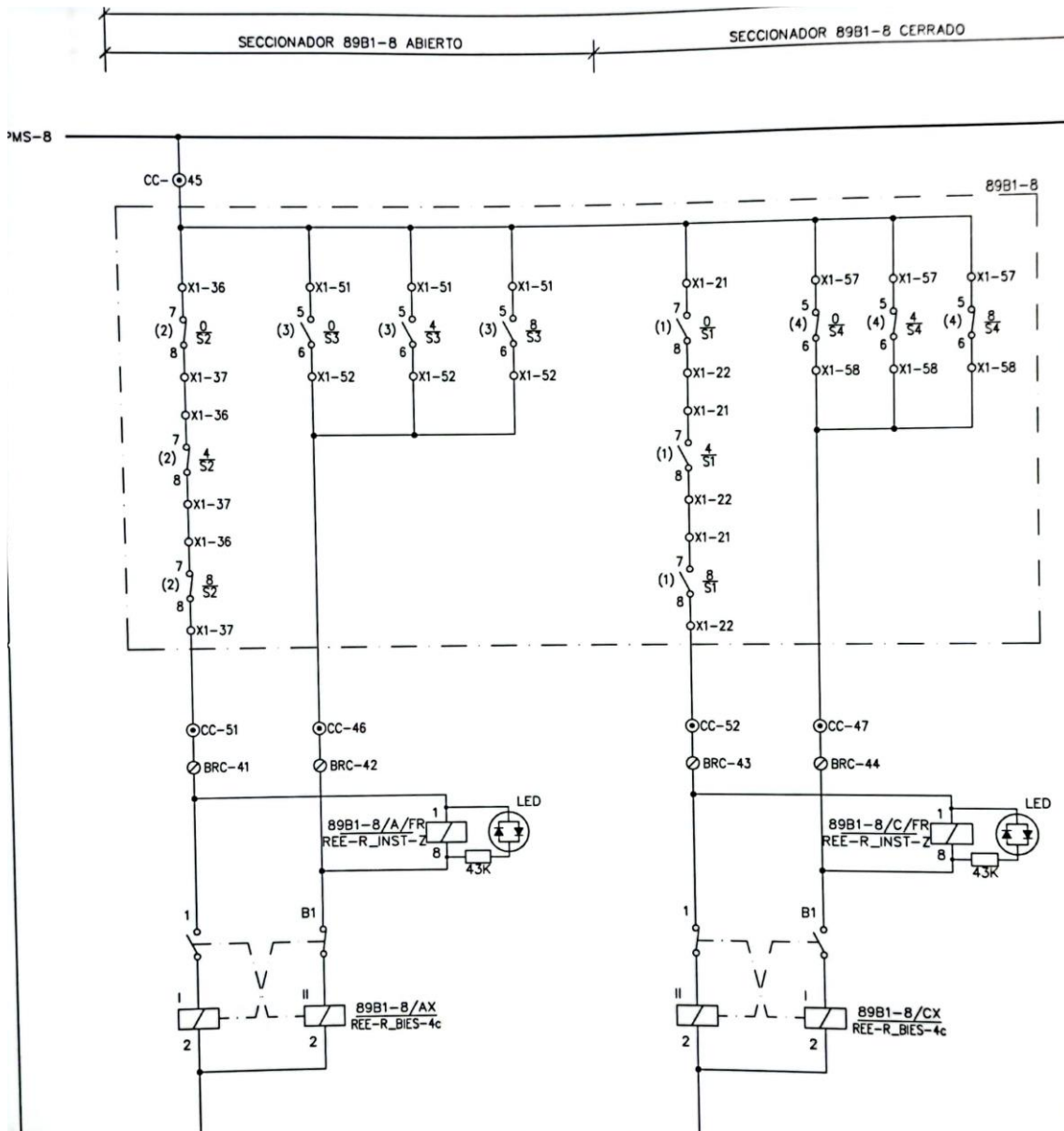


Figura 17. Posición de los seccionadores

El circuito de la Figura 17 se representa sin tensión y con el seccionador en posición de abierto. Con esta premisa, se puede observar que los contactos S2 correspondientes a la posición del

seccionador abierto se encuentran cerrados y energizan el relé 89B1-8/AX, con lo que la posición del seccionador será de abierto. El relé 89B1-8/AX es un relé biestable, con lo que al energizarse el contacto 1, se cierra, y a la vez abre el contacto B1. Los contactos S3 y S4 corresponden a cada polo o fase del seccionador (polo 0, polo 4 y polo 8).

Ocurrirá el proceso inverso con el relé 89B1-8/CX. Cuando el seccionador haya cerrado sus tres fases, el relé se energizará y marcará la posición de cerrado.

## 6.2.2 Alarmas, señales, motores y calefacciones

El último paso que se realiza para confirmar que los seccionadores están en perfecto funcionamiento, es revisar las alarmas, señales, motores y calefacción de estos.

### 6.2.2.1 Alarmas y señales

Las alarmas y señales indican los posicionamientos del seccionador, el estado del magnetotérmico de motores y de calefacción y la posición de la maneta Local-Bloqueo-Remoto. Es necesario comprobar todos estos circuitos.

En estos esquemas, se tiene una polaridad positivo común que procede de una borna "C+", el cual pasará por todos los contactos de la maneta y llegará a un LED que indicará la posición de la maneta. Esta posición también aparecerá en la m.U.L.C.

Tanto los motores como las calefacciones, están alimentados por unos magnetotérmicos individuales y generales, que tendrán sus correspondientes cámaras de señalización de su posición. Al igual que las alarmas y señales, habrá un positivo procedente de una borna "C+" que pasará por los contactos correspondientes y quedará señalizado en los correspondientes LEDs. En la Figura 18 se tiene el esquema correspondiente a las alarmas de la señalización de motores. Se observa que la borna C+13 es la que introduce la polaridad positiva en los diferentes elementos.

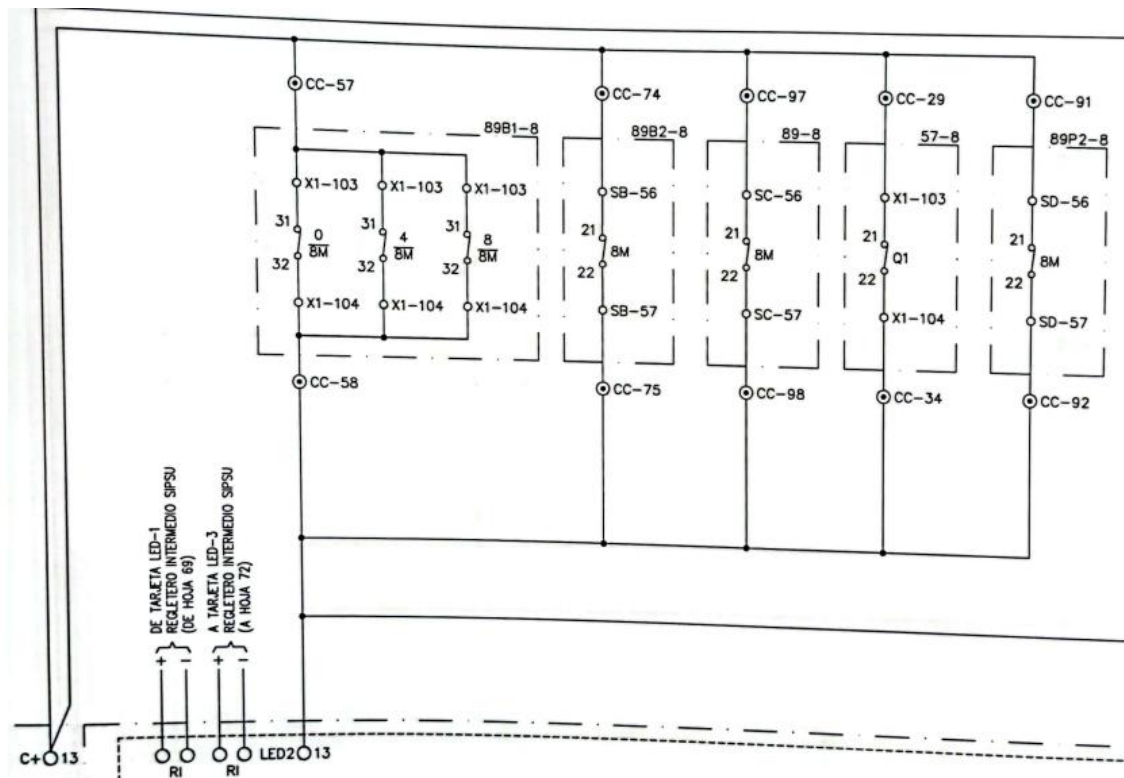


Figura 18. Alarma señalización motores

### 6.2.2.2 Motores

Para verificar el estado de los motores, se prueba que la alimentación sea la correcta. Cuando se ha manipulado la alimentación de corriente alterna de los mismos, es importante comprobar el sentido de giro. Para comprobarlo, se colocan los seccionadores a medio camino de tal forma que al activar el botón de apertura o cierre, el seccionador haga el recorrido hasta la posición final. Finalmente, se comprueba si el sentido de giro es el correcto y es acorde a la orden de apertura o cierre anteriormente ejecutada.

### 6.2.2.3 Calefacciones

Las calefacciones se utilizan para mantener los contactos de la caja de seccionador libres de humedad y a una temperatura adecuada de funcionamiento (normalmente a 20°C). Se comprueban los circuitos correspondientes a las calefacciones de los seccionadores, el correcto funcionamiento de sus resistencias y que los termostatos queden regulados según el protocolo vigente.

En el circuito de la Figura 14, se observa el estado de los magnetotérmicos de los seccionadores. Si alguno de los seccionadores tiene el magnetotérmico en posición OFF, el Led 2:19 se iluminará e indicará dicha incidencia.

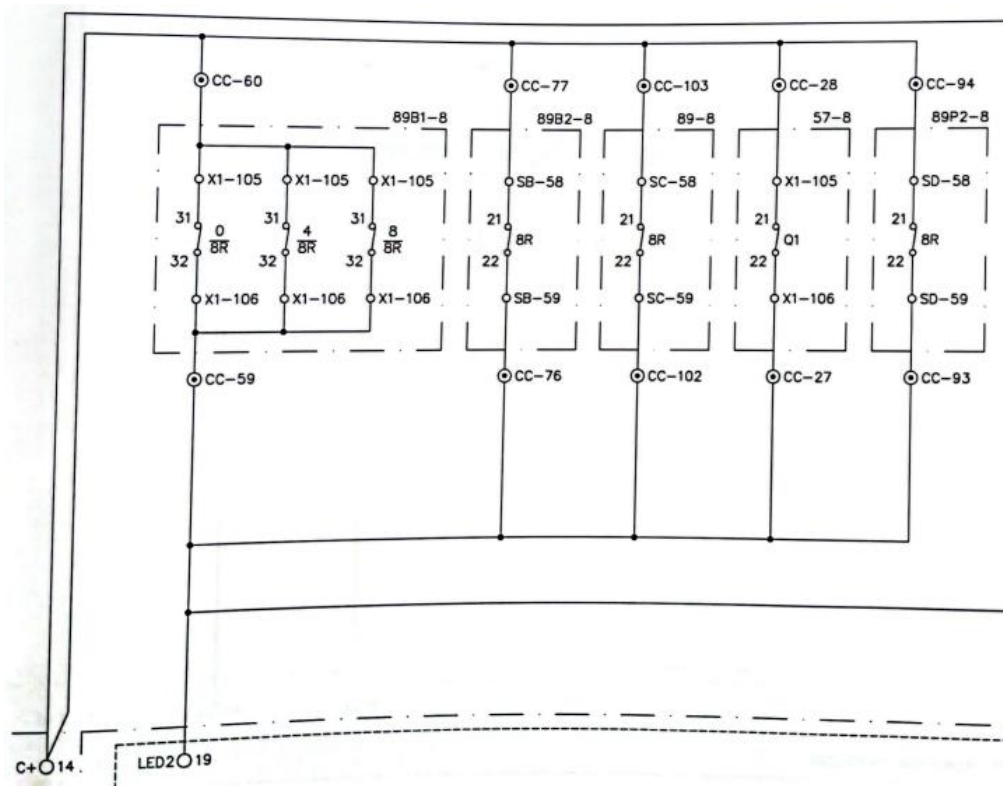


Figura 19. Apertura interruptores automáticos de calefacción de los seccionadores

### 6.3 Interruptor

Al igual que con los seccionadores, es imprescindible comprobar los circuitos que alimentan al interruptor. Se procederá a ir cerrando las bornas correspondientes, según se coteja que los circuitos son correctos, siempre comprobando antes que no hay tensión, y posteriormente se alimentará el circuito verificando que la polaridad es correcta.

#### 6.3.1 Posición de los seccionadores de aislamiento

La posición de los seccionadores de aislamiento afecta a la apertura del interruptor, puesto que, si los seccionadores están cerrados, el interruptor no es capaz de abrir, tal y como se muestra en la Figura 20. El primer enclavamiento que aparece es el de la posición de los seccionadores de aislamiento. Este enclavamiento afecta exclusivamente a la posición de local (posición en la cual se puede maniobrar el interruptor desde la caja de mandos). Debido a ello, solo se podrá cerrar el interruptor con los seccionadores de

barras abiertos, o al menos con el de línea abierto, independientemente de la posición de los otros dos. Esta situación no afectará en remoto (posición en la cual se puede maniobrar el interruptor desde la m.U.L.C.), donde la posición de los seccionadores es indiferente.

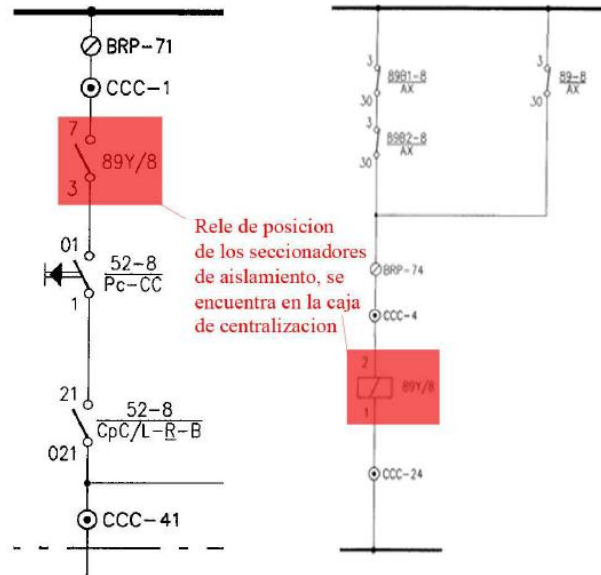


Figura 20. Posición de los seccionadores de aislamiento

### 6.3.2 Cierre y disparos monofásicos

Una vez que se ha comprobado que todos los circuitos implicados están correctos, se procede a efectuar un cierre y una apertura trifásica del interruptor, así como tres aperturas y cierres monofásicos para poder identificar que los tres polos están acordes a las fases expuestas en el plano. Para realizar el cierre trifásico, se debe tener en cuenta la posición de los seccionadores de aislamientos explicados anteriormente.

Otro aspecto a tener en cuenta, es la discordancia de polos. La discordancia de polos se produce cuando uno de los polos del interruptor queda en la oposición opuesta a los otros dos, por ejemplo, que uno de los polos esté abierto y los otros dos cerrados. Esta discordancia, la realiza el relé propio de discordancia de polos TJ44 (2-2). Para realizar las aperturas y cierres monofásicos es necesario quitar el relé de discordancia de polos TJ44 (2-2) del bastidor de relés para que no se produzca un disparo indeseado. Una vez que se ha quitado dicho relé, se procede a buscar un positivo en la caja de centralización y siguiendo los planos de cierre y disparos, se realizan pulsos en la borna correspondiente de cada polo.



### 6.3.3 Antibombeo

El siguiente enclavamiento que es necesario verificar es el del antibombeo. El antibombeo es una función que evita el cierre continuo y la apertura del interruptor. Si las órdenes de encendido y apagado están permanentemente presentes en el interruptor, al mismo tiempo, el interruptor llevará a cabo una secuencia de cierre. Permanece en la posición de abierto hasta que se suspenda la orden de cierre y luego se reactive esa orden para cerrar el interruptor.

En la Figura 21, se puede observar el circuito de antibombeo del interruptor. La prueba en si consiste en realizar un cierre y mantener el pulsador de cierre (Pc-CC) presionado. Con el pulsado activo, se realiza una apertura y se comprueba que el cierre está enclavado (se abren los contactos 14-6 y se cierran los contactos 9-5 del 52y, lo que hace que se activen las bobinas de antibombeo 52y1, 52 y2 y 52y3) y no actúa.

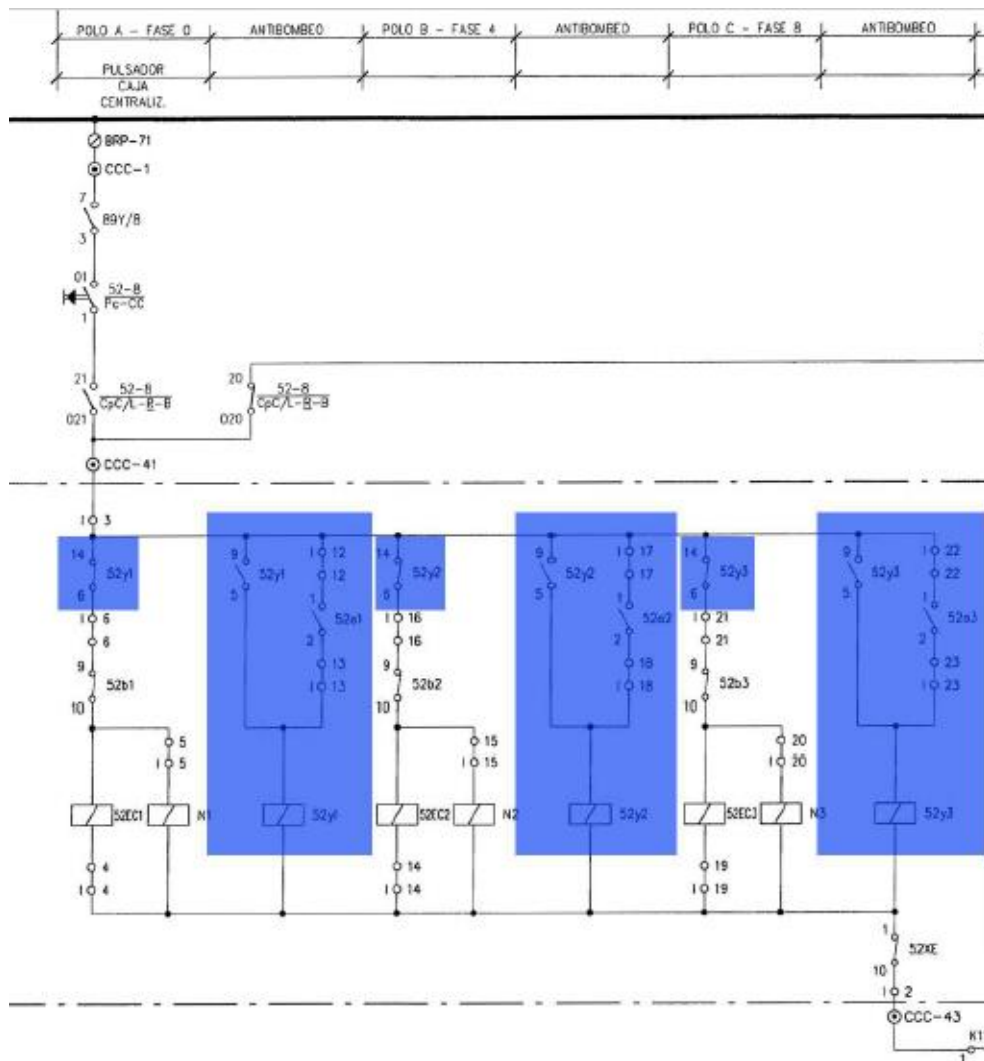


Figura 21. Circuito de antibombeo

### 6.3.4 Bloqueo por resortes (muelles destensados)

En cada cierre del interruptor, se produce la carga o tensado de los muelles que facilitarán la apertura del mismo. Para ello, en cada fase del interruptor habrá un magneto-térmico que alimente el motor de tensado de los muelles.

En el caso de que no se produjese el tensado, el cierre del interruptor debe quedar bloqueado. Por tanto, se comprueba que, con los magnetotérmicos de cada una de las fases en posición OFF, se bloquea el cierre del interruptor.

Para que el interruptor pueda realizar una maniobra de apertura y cierre es necesaria una cantidad de energía proporcionada por los muelles. Con los muelles cargados, el interruptor puede disparar y los muelles quedarían destensados. Dentro del interruptor, hay un motor que se encarga de volver a tensar los muelles. Para que se pueda volver a realizar otra apertura del interruptor, es necesario que pase el tiempo suficiente para que los muelles queden tensados. En la Figura 22, el contacto If es el encargado de bloquear el disparo por muelles destensados.

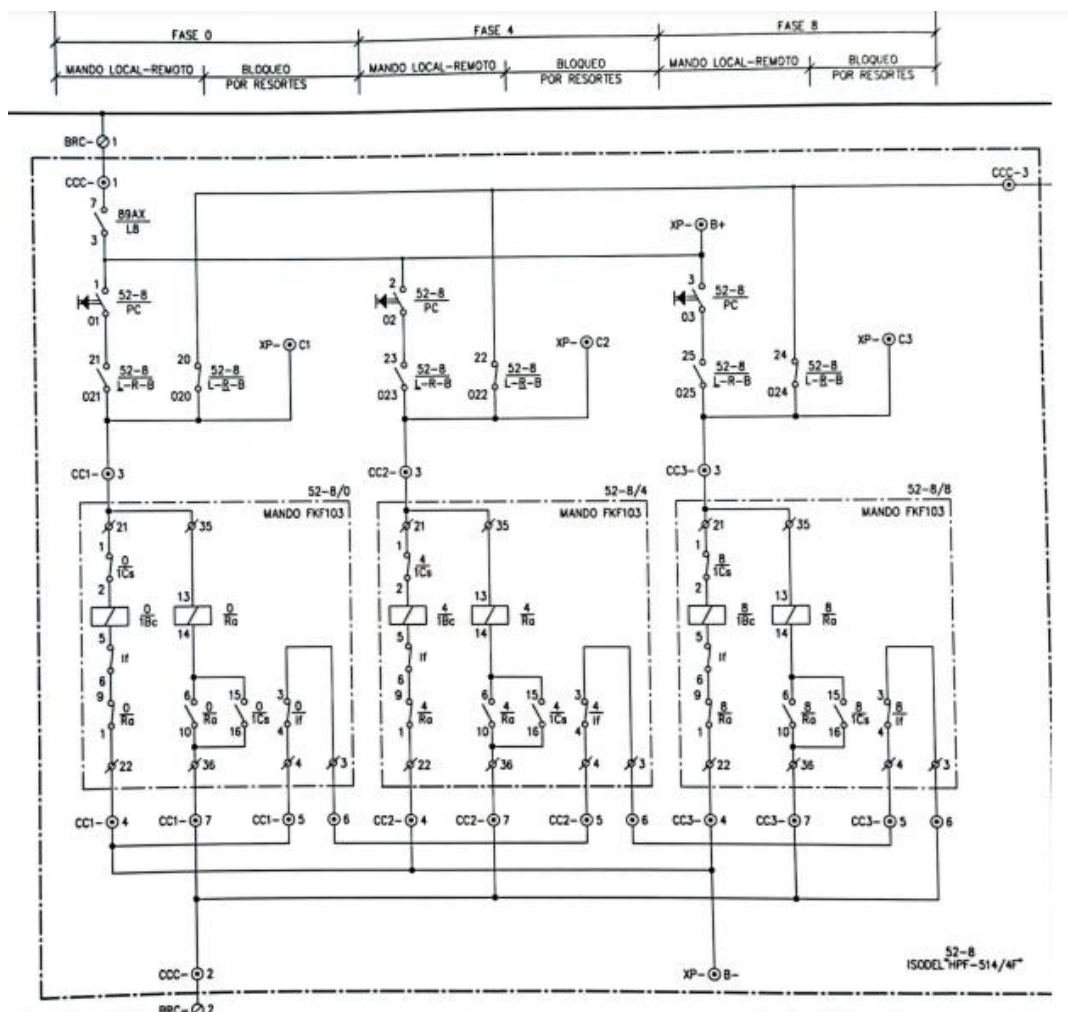


Figura 22. Bloqueo por resortes del interruptor

### 6.3.5 Circuitos de apertura del interruptor: Circuitos de apertura por bobinas 1

En las subestaciones eléctricas, se contempla la posibilidad de abrir el interruptor por medio de dos bobinas diferentes de esta forma, en caso de que exista algún problema en una de ellas, la otra pueda reaccionar a tiempo y disparar el interruptor. Cuando se han verificado todos los circuitos del interruptor, se procede a alimentarlos hasta tener todas las bornas correspondientes cerradas.

#### 6.3.5.1 Bloqueos y disparos por baja presión de gas y aire

En la Figura 23 se dispone del circuito de disparo por bobinas 1, de un interruptor con corte en SF6. Es importante verificar el correcto funcionamiento de los bloqueos y disparos por baja presión de gas, debido a que, como se ha comentado anteriormente, el SF6 es un gas muy contaminante y peligroso para el ser humano. Cualquier fuga podría ocasionar graves problemas en el sistema eléctrico y en el medio ambiente.

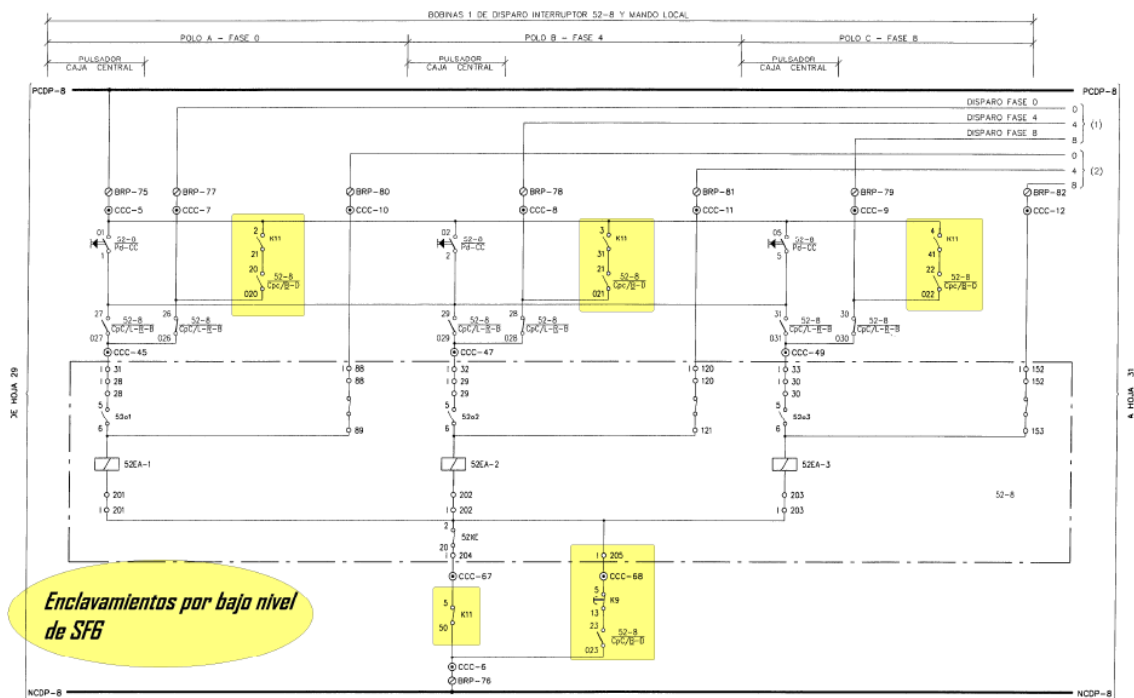


Figura 23. Bloqueos y disparos por baja presión de SF6

Se puede observar que existen una serie de enclavamientos, referidos a los niveles de SF6 que impiden la apertura, como son los temporizados (K9) y los directos (K11).

En el caso de interruptores con SF6, es necesario estudiar las posibles anomalías que pueden aparecer por la falta de gas. Para ello, se excitarán los relés correspondientes a los contactos de falta de gas con las dos posibilidades que ofrece la maneta de Bloqueo-Disparo.

Para excitar el relé correspondiente a “alarma de baja presión de gas”, se realiza un puente entre las bornas 11 y 37, de cada uno de los presostatos de las tres fases (63GAL) tal y como aparecen en la Figura 24.

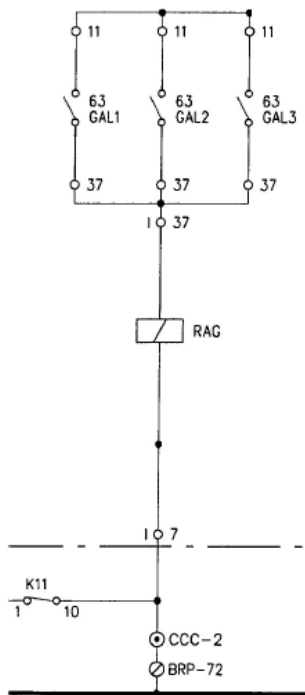


Figura 24. Alarma baja presión de gas

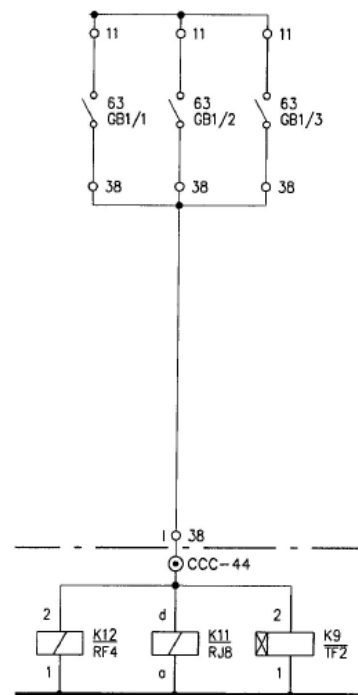


Figura 25. Bloqueo disparo por baja presión de gas

En la Figura 2420, se observa el bloqueo y disparo por baja presión de gas tiene 3 relés, los cuales corresponden a la actuación por bobinas 1 (K11), por bobinas 2 (K12) y el común de ambas bobinas (K9). Para excitar los relés de “bloqueo y disparo por baja presión de gas” se efectuarán puentes entre las bornas 11 y 38 de los presostatos (63GB) y se comprueba que se excitan los relés K11, correspondientes al disparo por bobinas 1, y los K12, que efectúan el disparo por bobinas 2. También se debe excitar por ambas bobinas el relé temporizado K9, dando como resultado que, si la maneta está en bloqueo, se bloqueará el interruptor, y si está en disparo, disparará y seguidamente bloqueará el interruptor.

### 6.3.5.2 Discordancia de polos

La discordancia de polos se produce cuando uno de los polos o fases queda en posición diferente a las demás. Este fenómeno se debe corregir instantáneamente, porque de lo contrario, ante una falta, una de las fases quedaría cerrada y la falta podría progresar por ella, ocasionando daños en los diferentes equipos del sistema.

Para poder realizar el análisis pertinente, es necesario comprobar que el interruptor está cerrado y que, en el bastidor de relés, el relé temporizado de discordancia, se encuentra colocado y en funcionamiento.

Con el interruptor cerrado, los contactos correspondientes a cada polo estarán abiertos (contactos 33 y 34) y los otros cerrados (31 y 32), tal y como se muestra en la Figura 26. En esta situación, si se realiza un puente en las bornas de cada polo, de manera consecutiva se irán disparando los tres polos del interruptor.

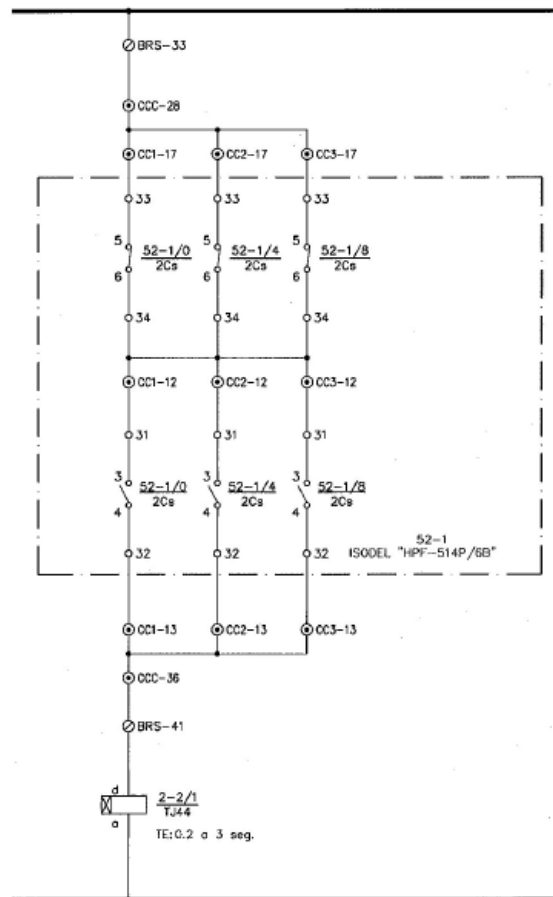


Figura 26. Discordancia de polos

Seguidamente, con los tres polos cerrados, se irán realizando aperturas polo a polo, lo que hará que cada vez que se abre uno, se disparen los otros dos por discordancia de polos. Esta prueba se realiza tanto por bobinas 1 como por bobinas 2, para comprobar que ambos circuitos cumplen con las condiciones indicadas por el cliente.

### 6.3.6 Circuitos de apertura del interruptor: Circuitos de apertura por bobinas 2

El procedimiento es el mismo que el utilizado en bobinas 1, con la particularidad de que, en este caso, las únicas posibilidades de disparo son en remoto y a través de un disparo debido a una falta o provocado por un teledisparo.

### 6.3.6.1 Bloqueo por vigilancia de bobinas

El vigilante de bobinas es un relé de protección, colocado en el bastidor de relés, que debe comprobar el estado de la bobina de disparo del interruptor tanto si se encuentra abierto como cerrado. Para ello, se procede a verificar la continuidad en los circuitos de disparo y el bloqueo al cierre por pérdida de continuidad. Las etapas son las siguientes:

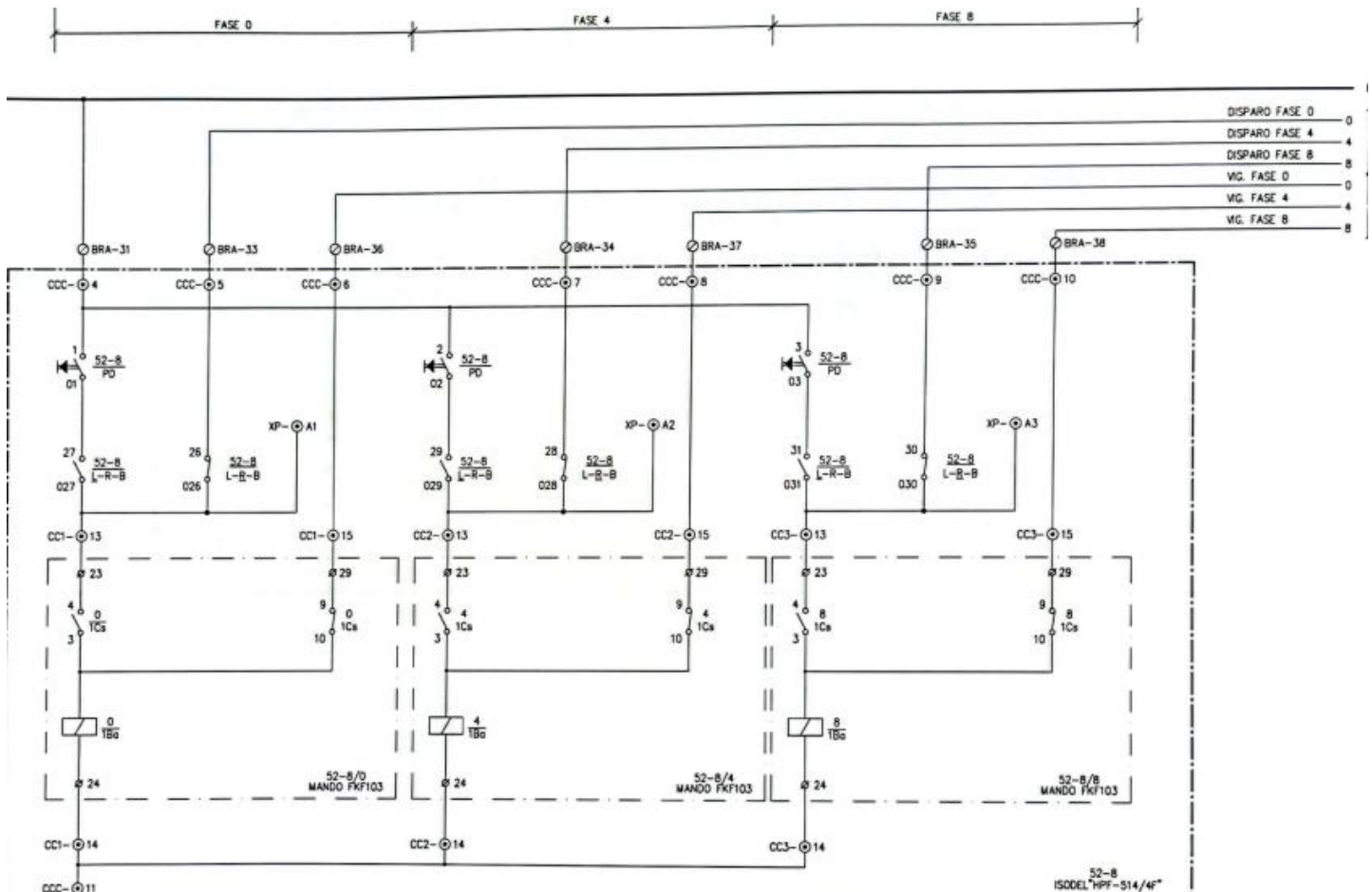


Figura 27. Bloqueo por vigilancia de bobinas

1. Continuidad en los circuitos de disparo: en la situación marcada por la Figura 22 (con el interruptor abierto), al relé vigilante de bobinas le llega la tensión proveniente de las bornas CCC:6, CCC:8 y CCC:10. Con el interruptor cerrado, la tensión se la envían las bornas de disparo CCC:5, CCC:7 y CCC:9. Si se procede a abrir las bornas BRA de cada uno de los polos, se podrá ver físicamente en el relé el led que indica la alarma de cada una de las fases. Con esta comprobación, se puede verificar que el circuito está correctamente cableado.

2. Bloqueo al cierre por pérdida de continuidad en los circuitos de disparo: El bloqueo al cierre por pérdida de continuidad en los circuitos de disparo se produce cuando hay una pérdida de continuidad en ambos vigilantes de bobinas. Por lo tanto, para realizar la

prueba se provocará una pérdida en una sola bobina cada vez y se comprobará que no bloquea el cierre. Si se provoca la pérdida en las dos bobinas, se bloquea el cierre por completo.

#### *6.3.6.2 Alarmas, señales, motores y calefacciones*

La comprobación de las alarmas, las señales, los motores y las calefacciones se realizan de la misma forma que la explicada en el apartado de seccionadores, ya que la forma de proceder es la misma y solo cambian los elementos a probar.

En el caso del interruptor, se tendrá que observar la posición del mismo a las distintas protecciones, la discordancia y las alarmas de SF6.

### *6.4 Circuitos de tensiones e intensidades*

Por circuitos de tensiones e intensidades se entiende a aquellos circuitos que van desde cada polo de los transformadores de tensión (TT) e intensidad (TI), hasta las cajas de tensiones e intensidades de dichos transformadores, y de estas al bastidor de relés.

En este apartado se presentan los circuitos correspondientes a los transformadores de tensión e intensidad, donde se puede comprobar su conexionado, las características del transformador y los circuitos a donde van dirigidos cada uno de los devanados.

#### *6.4.1.1 Circuitos de tensiones*

En estos circuitos se deben realizar las pruebas de timbrado de los cables entre las cajas de cada polo de los TT hasta la caja de tensiones, y seguidamente hasta el bastidor de relés.

En la Figura 23, se observa el conexionado de un transformador de tensión con tres devanados, los cuales se distribuyen para llevar la tensión a dos protecciones (sistema A y sistema B) quedando otra posible conexión de reserva para un futuro. Cada uno de los devanados tiene una clase diferente, tal y como se observa en la parte superior izquierda la imagen.

Para poder llevar a cabo estas operaciones, es importante abrir las bornas en la caja de tensiones y desconectar los cables de los polos de los TT para que no se produzca un timbrado erróneo, ya que estos últimos están anclados a tierra.





### 6.4.1.2 Circuitos de intensidades

Al igual que en el caso de los circuitos de tensiones, el principal objetivo es timbrar los cables para comprobar que se ha ejecutado correctamente según los esquemas eléctricos. También será importante tener la precaución de que el re-embornado y el apriete de los cables es el adecuado. En la Figura 24, se observa el conexionado del circuito de intensidades del transformador. El transformador consta de cuatro devanados, dos de ellos se derivan a las protecciones de diferencial de barras y de interruptor, mientras que el tercero, se utiliza para medir las intensidades desde el bastidor de relés.

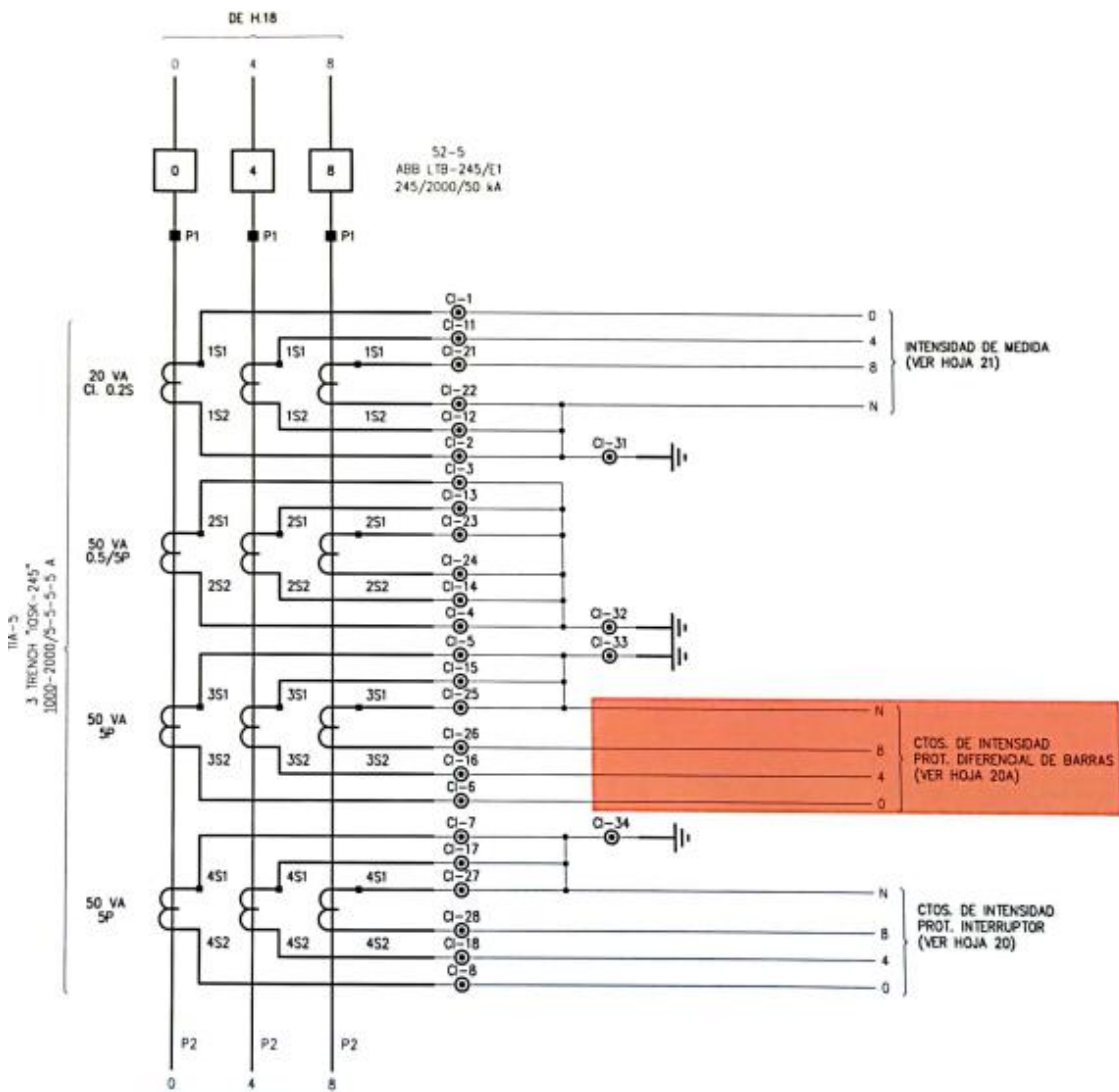


Figura 29. Circuito de intensidades

A diferencia del circuito anterior, en este caso es conveniente comprobar la relación de transformación de los transformadores de intensidad inyectando intensidades con el equipo CPC 100.

## 7. Pruebas de ajustes de protecciones

El objetivo principal de las diferentes protecciones es actuar ante faltas que se puedan producir en el sistema eléctrico. Para poder simular los diferentes tipos de faltas, se utiliza la maleta Ómicron con el software Test Universe 4.20. Con la maleta Ómicron CMC 353 se inyectan tensiones e intensidades secundarias y se monitorea el funcionamiento del equipo en prueba de forma analógica y binaria.

Se van a realizar los ensayos de sobreintensidad y de distancia. El ensayo de sobreintensidad consta de:

- Sobreintensidad instantánea
  - Arranque
  - Tiempo de disparo
- Sobreintensidad temporizada
  - Arranque
  - Curva de disparo

En el ensayo de distancia se va a realizar un ensayo por medio de la característica Mho.

### 7.1 Test Universe

El software Test Universe 4.20 es el programa utilizado por la marca Ómicron para la realización de las simulaciones de la maleta de inyección. En la Figura 30 aparece el menú general del software con sus diferentes elementos.

En su menú principal, se pueden observar diferentes módulos de pruebas, los cuales se van a utilizar para la simulación y verificación de las diferentes funciones de las protecciones.



Figura 30. Pantalla principal Test Universe 4.20

- **QuickCMC:** es el módulo para simulación de inyección de intensidad y tensión. Se pueden modificar los valores de intensidad y tensión estando el equipo operando.
- **Ramping:** con este módulo se pueden verificar las protecciones en las cuales se requiere hacer rampas, en cualquiera de las siguientes magnitudes: amplitud, frecuencia, intensidad y tensión. Se pueden realizar rampas de magnitud independiente.
- **State sequencer:** en este módulo de prueba se programan secuencias de estados para comprobar funciones de protección y aplicaciones, como en los interruptores de potencia. Con este módulo se pueden hacer inyecciones de intensidad y tensión, organizadas por estados definidos en un tiempo determinado o por las entradas binarias procedentes de los equipos de protección. Se simula el cambio de un estado a otro por tiempo transcurrido, por una entrada binaria o por la combinación de ambas.
- **Overcurrent:** es el módulo de prueba para la realización de la simulación de disparos en funciones de sobrecorriente. Contiene librerías de los diferentes tipos de sobrecorrientes (IEC, ANSI, IEEE...) y se pueden modificar las ecuaciones de curvas que no se encuentren dentro de la librería.
- **Distance:** es el módulo para la realización de las pruebas de la función de distancia.
- **Diferencial:** es el módulo de prueba que se utiliza para la simulación de la función diferencial.

A continuación, se procede a explicar de forma más detallada las funciones de sobreintensidad y de distancia que aparecen en los equipos de protección, para proteger líneas, transformadores o elementos importantes de la subestación.

## 7.2 Sobreintensidad (50/51)

Para poder ensayar y validar la función de sobreintensidad, instantánea y temporizada, se van a ejecutar dos módulos de pruebas del software Test Universe. Por un lado, con la función Ramping, se hará una prueba de arranque de la sobreintensidad, para conocer el valor exacto de intensidad sobre el cual la protección debería actuar. Por otro lado, con el módulo de prueba Overcurrent, se efectuará la prueba que marca la curva introducida en los ajustes de la protección, con el fin de verificar que, efectivamente, cumple la dinámica establecida.

En primer lugar, se introducen los ajustes generales del equipo a probar. En este caso, se trata de una protección 7IRV del fabricante ZIV. En la Figura 31 aparecen los ajustes generales, en los cuales se refleja la descripción del equipo y la ubicación de la subestación.

Ajustes generales						
	Est	Nombre	ID exterior	Descripción	Valor	Unidad
▶	✓	Equipo			7IRV	
	✓	Fabricante			ZIV	
	✓	Tipo de disp			50/51F 50Na	
	✓	Nº de Serie			156658	
	✓	Subestación			SE VILLADIEG	
	✓	Celda			Celda 2 Linea	

Figura 31. Ajustes generales del equipo

Seguidamente, el software Test Universe, requiere que se introduzcan los ajustes de protección que se requiere probar. En la Figura 32 se pueden observar los ajustes correspondientes al arranque de la sobreintensidad temporizada e instantánea, los tiempos de actuación de la sobreintensidad, la curva característica y el índice de tiempo denominado por la letra K.

Ajustes protección						
	Est	Nombre	ID exterior	Descripción	Valor	Unidad
▶	✓	Arranque 51			1,67	
	✓	K			0,15	
	✓	Curva			IEC Standar inv	
	✓	Arranque 50			10,00	
	✓	Tiempo 50f			0,00	
	✓	Valta			15,00	
	✓	Vbaja			2,00	
	✓	Ialta			0,03	
	✓	Ibaja			0,02	
	✓	Tiempo NA			1,00	
	✓	Tiempo Insta			15,00	
	✓	1er Reenga			10,00	s
	✓	1er Reengan			10,00	s
	✓	2do reengan			5,00	s
	✓	2do Reenga			5,00	s
	✓	Control de ci			60,00	

Figura 32. Ajustes de la protección

Para introducir los ajustes que se van a ejecutar en la prueba, es necesario acceder a la protección por medio del software proporcionado por el fabricante. Dentro del programa, en el apartado ajustes, se pueden consultar todos los campos requeridos por los ajustes de protección. En la Figura 33, se puede observar que el arranque instantáneo de fases (Arranque 50) es de 10 A y el tiempo instantáneo de fases (Tiempo 50f) de 0 segundos. Estos ajustes deben quedar marcados en los ajustes de la protección, tal y como se muestra en la Figura 32.

<input type="checkbox"/>	Permiso Inst Fase	Sí	Sí	0=No, 1=Sí, def=No
<input checked="" type="checkbox"/>	Arranque Inst Fase	10.00	10.00	A min=0.05, max=150.00, inc=0.01, de...
<input checked="" type="checkbox"/>	Tiempo Inst Fase	0	0	s min=0, max=300, inc=0.01, def=0
<input type="checkbox"/>	Cntr Par Ins Fase	NO	NO	0=NO, 1=Direccion, 2=Contradirec,...

Figura 33. Arranque instantáneo de fases

Como se ha comentado anteriormente, se va a proceder a ensayar el arranque de la sobreintensidad instantánea. Para ello, se utiliza el módulo Ramping creando una rampa en función de los valores aportados por los ajustes. Como se puede apreciar en la Figura 34, la intensidad a la cual está programada la protección para que dispare por sobreintensidad instantánea es de 10 A.

Ajustes proteccion						
Est	Nombre	ID exterior	Descripción	Valor	Unidad	
▶	✓ Arranque 51				1,67	
	✓ K				0,15	
	✓ Curva				IEC Standar inv	
	✓ Arranque 50				10,00	
	✓ Tiempo 50t				0,00	
	✓ Valta				15,00	
	✓ Vbaja				2,00	
	✓ Ialta				0,03	
	✓ Ibaja				0,02	
	✓ Tiempo NA				1,00	
	✓ Tiempo Insta				15,00	
	✓ 1er Reenga				10,00 s	
	✓ 1er Reengan				10,00 s	
	✓ 2do reengan				5,00 s	
	✓ 2do Reenga				5,00 s	
	✓ Control de ci				60,00	

Figura 34. Ajuste de arranque instantáneo de fases

Por ello, se programa la rampa entre los valores 9,9 y 11 A, con el fin de que actúe en ese rango teniendo en cuenta el posible margen de error que pueda existir. En la Figura 35, se muestra el tamaño de la rampa. La señal empieza a los 9,9 A, con un paso de 200 ms y un aumento de 10 mA.

Prueba: Arranque 50 Fase R en CELDA 2 LINEA MELGAR .occ

Estados de rampa **General**

Modo de ajuste:  Tipo de falta:  Tiempo previsto para la prueba:

Señal 1:  Grandeza 1:  Señal 2:  Grandeza 2:

Rampa	Señal 1					Pasos	Tiempo	Condición de parada
	desde	Hasta	Delta	dt	d/dt			
Rampa 1	9,900 A	11,00 A	10,00 mA	200,0 ms	50,00 mA/s	111	22,200 s	Entr.bi. 1 0->1

Figura 35. Rampa de arranque instantáneo de fases

Para poder efectuar la prueba de forma satisfactoria, es importante tener en cuenta los valores de la sobreintensidad temporizada, puesto que, en este caso, son menores que los de la sobreintensidad instantánea. Por ello, la función de sobreintensidad temporizada tiene que deshabilitarse para que no dispare antes del amperaje estimado para la sobreintensidad instantánea. En la Figura 36 se puede apreciar la prueba de arranque por sobreintensidad instantánea aplicada a la fase R.

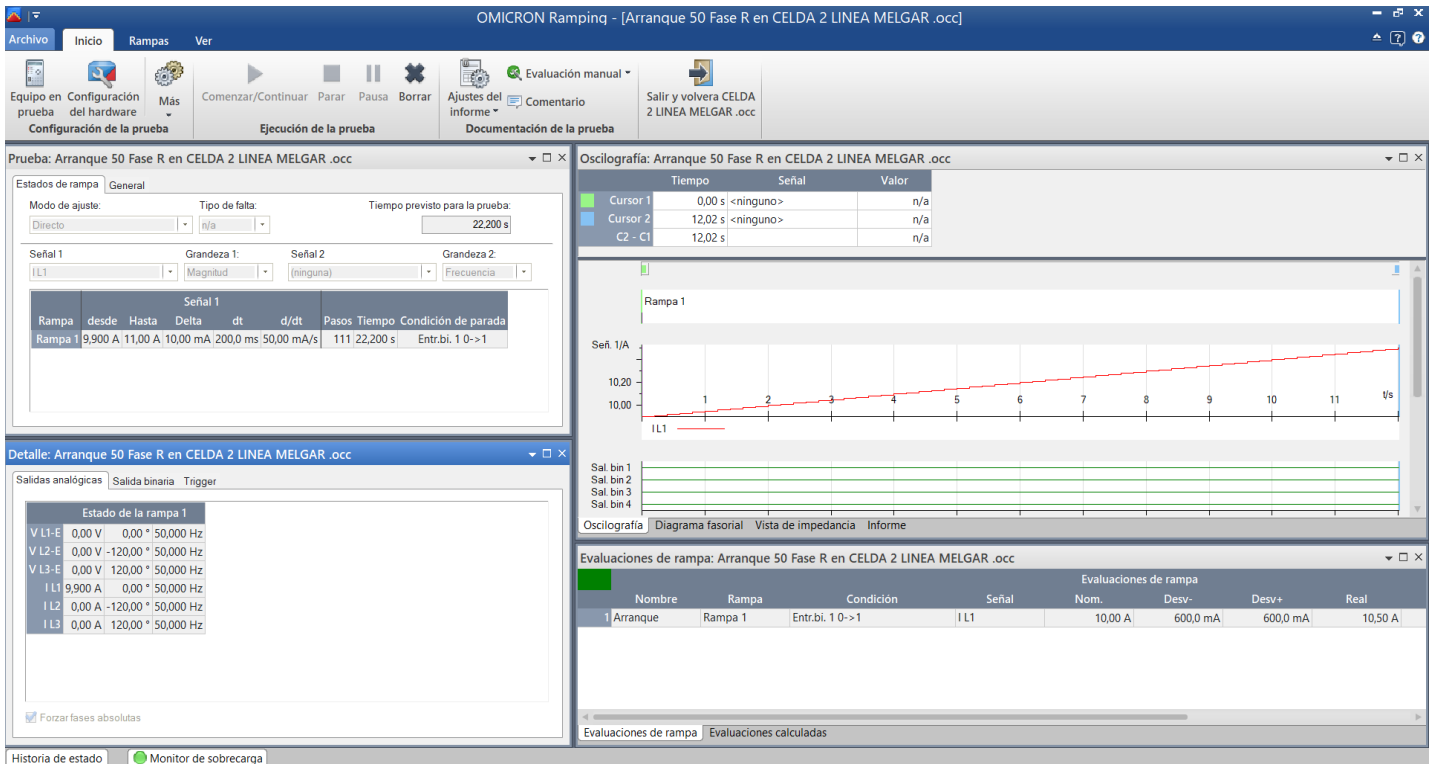


Figura 36. Ejecución de la prueba de arranque instantáneo de fases

Una vez establecida las condiciones de la rampa, se procede a efectuar la prueba. Para ello, se inyectará corriente por una de las fases, en este caso la fase R, y se irá aumentando hasta que la protección entre en su rango de valores de ajuste y dispare.

Al terminar la prueba, se comprueba que, efectivamente, la sobreintensidad instantánea ha disparado a los 10,5 A. Al estar dentro de los márgenes permitidos por la protección (con un rango de  $\pm 600$  mA), la prueba se concluye como satisfactoria tal y como se muestra en la Figura 37.

Evaluaciones de rampa: Arranque 50 Fase R en CELDA 2 LINEA MELGAR .occ											
				Evaluaciones de rampa							
	Nombre	Rampa	Condición	Señal	Nom.	Desv-	Desv+	Real	Desv.	Evaluación	treal
1	Arranque	Rampa 1	Entr.bi. 1 0->1	I L1	10,00 A	600,0 mA	600,0 mA	10,50 A	500,0 mA	✓	22,00 ms

Figura 37. Resultados prueba arranque instantáneo de fases

Una vez que se ha definido el arranque de la prueba de sobreintensidad, se procede a verificar el tiempo en el que actúa dicho arranque. Al tratarse de sobreintensidad instantánea, el tiempo tendrá que ser lo más próximo a 0 segundos.

Para poder realizar la prueba correspondiente al tiempo de disparo, se recurre al módulo de pruebas State Sequencer, donde se implementarán los siguientes estados:

- Estado 1: se introduce una falta por la fase R.
- Estado 2: se deshabilita la falta y se deja 1 segundo de tiempo para que la protección tenga tiempo suficiente para reponerse.
- Estado 3: se introduce una falta por la fase S.
- Estado 4: se deshabilita la falta y se vuelve a dejar 1 segundo de tiempo de reposición.
- Estado 5: se introduce una falta por la fase T.

En la Figura 38 se pueden observar todos los cinco estados anteriormente definidos.

Tabla: Tiempo de Disparo 50F en CELDA 2 LINEA MELGAR .occ															
Nombre	1			2			3			4			5		
Estado 1				Estado 2			Estado 3			Estado 4			Estado 5		
V L1-E	0,00 V	0,00 °	50,000 Hz	0,00 V	0,00 °	50,000 Hz	0,00 V	0,00 °	50,000 Hz	0,00 V	0,00 °	50,000 Hz	0,00 V	0,00 °	50,000 Hz
V L2-E	0,00 V	-120,00 °	50,000 Hz	0,00 V	-120,00 °	50,000 Hz	0,00 V	-120,00 °	50,000 Hz	0,00 V	-120,00 °	50,000 Hz	0,00 V	-120,00 °	50,000 Hz
V L3-E	0,00 V	120,00 °	50,000 Hz	0,00 V	120,00 °	50,000 Hz	0,00 V	120,00 °	50,000 Hz	0,00 V	120,00 °	50,000 Hz	0,00 V	120,00 °	50,000 Hz
I L1	11,00 A	0,00 °	50,000 Hz	0,00 A	0,00 °	50,000 Hz	0,00 A	0,00 °	50,000 Hz	0,00 A	0,00 °	50,000 Hz	0,00 A	0,00 °	50,000 Hz
I L2	0,00 A	-120,00 °	50,000 Hz	0,00 A	-120,00 °	50,000 Hz	11,00 A	-120,00 °	50,000 Hz	0,00 A	-120,00 °	50,000 Hz	0,00 A	-120,00 °	50,000 Hz
I L3	0,00 A	120,00 °	50,000 Hz	0,00 A	120,00 °	50,000 Hz	0,00 A	120,00 °	50,000 Hz	0,00 A	120,00 °	50,000 Hz	11,00 A	120,00 °	50,000 Hz
CMC Rel	0 salida(s) activa(s)			0 salida(s) activa(s)			0 salida(s) activa(s)			0 salida(s) activa(s)			0 salida(s) activa(s)		
Trigger				1,000 s						1,000 s					

Figura 38. Estados tiempo de disparo

Con ello se consigue que la protección tenga que disparar por sobreintensidad instantánea, en las tres fases, de forma consecutiva.



Definidos los estados, se procede a ejecutar la prueba. En la Figura 39 se observa el estado general de dicha prueba. En la parte superior aparecen los estados anteriormente definidos y en la parte inferior, se observa el resultado final de la prueba.

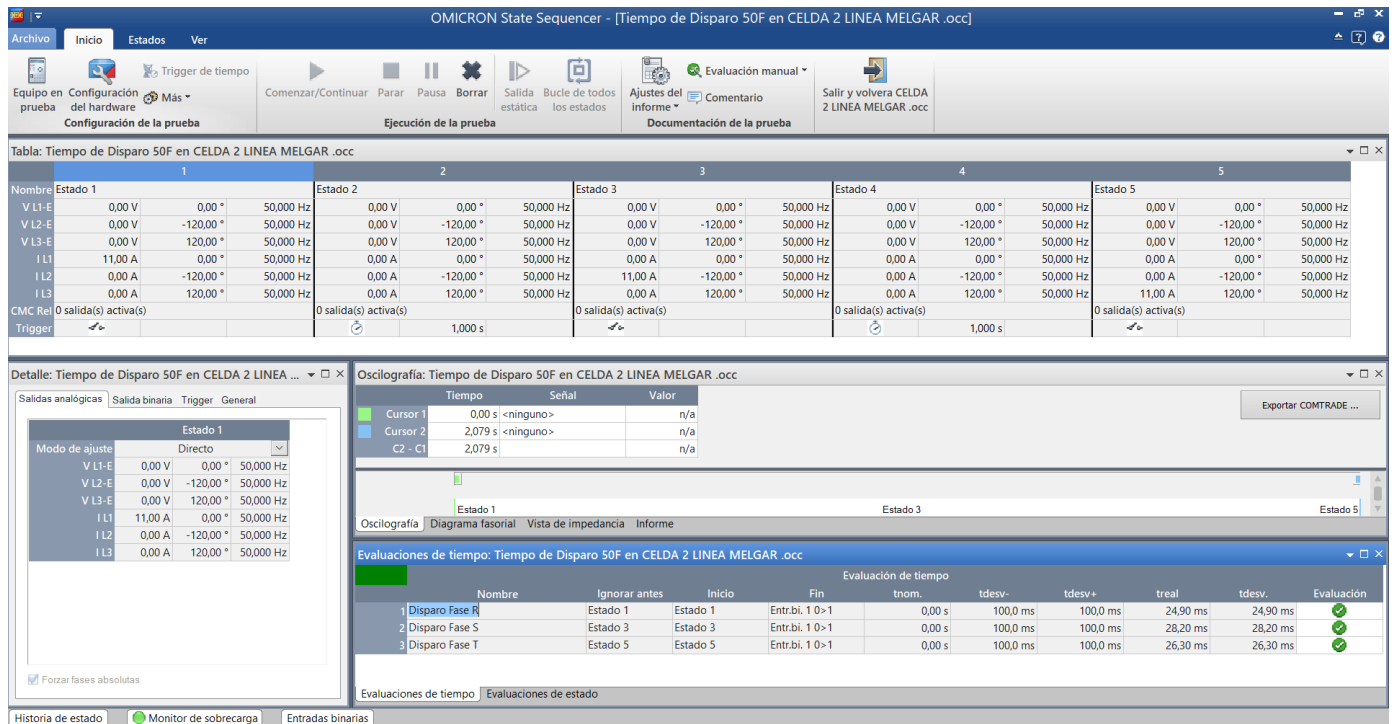


Figura 39. Ejecución de la prueba de disparo instantáneo

Los resultados de los tiempos de disparo se ajustan a lo establecido en los ajustes de la protección, ya que, en las tres fases, no se supera el umbral de los 100 ms. De sobrepasarlo, se consideraría que la protección tiene algún defecto en su disparo instantáneo. En la Figura 40 se puede comprobar que el disparo de la fase R se ha producido a los 24,90 ms, el de la fase S a los 28,20 ms y el de la fase T a los 26,30 ms. Todos ellos se han efectuado dentro de los límites de desviación establecidos ( $\pm 100$  ms).

Nombre	Ignorar antes	Inicio	Fin	tnom.	tdesv-	tdesv+	treal	tdesv.	Evaluación
1 Disparo Fase R	Estado 1	Estado 1	Entr.bi. 1 0>1	0,00 s	100,0 ms	100,0 ms	24,90 ms	24,90 ms	✓
2 Disparo Fase S	Estado 3	Estado 3	Entr.bi. 1 0>1	0,00 s	100,0 ms	100,0 ms	28,20 ms	28,20 ms	✓
3 Disparo Fase T	Estado 5	Estado 5	Entr.bi. 1 0>1	0,00 s	100,0 ms	100,0 ms	26,30 ms	26,30 ms	✓

Figura 40. Resultados prueba disparo instantáneo

Finalizadas las pruebas de la función de sobreintensidad instantánea, se procede a ensayar la función de sobreintensidad temporizada. Al igual que en el caso anterior, el primer paso es comprobar el arranque de la sobreintensidad temporizada. Para probar dicho arranque, se repetiría el mismo proceso, salvaguardando las diferencias entre

ambas funciones. En la Figura 41, se observa que el valor del arranque temporizado es de 1,67 A, tal y como describe los ajustes de la protección entregados por el fabricante.

Ajustes proteccion						
	Est	Nombre	ID exterior	Descripción	Valor	Unidad
▶	✓	Arranque 51			1.67	
	✓	K			0.15	
	✓	Curva			IEC Standar inv	
	✓	Arranque 50			10.00	
	✓	Tiempo 50f			0.00	
	✓	Valta			15.00	
	✓	Vbaja			2.00	
	✓	Ialta			0.03	
	✓	Ibaja			0.02	
	✓	Tiempo NA			1.00	
	✓	Tiempo Insta			15.00	
	✓	1er Reenga			10.00 s	
	✓	1er Reengan			10.00 s	
	✓	2do reengan			5.00 s	
	✓	2do Reenga			5.00 s	
	✓	Control de ci			60.00	

Figura 41. Ajuste arranque temporizado

Debido a ello, la rampa se modificará acorde a un rango de valores suficiente para que la protección actúe. Se ha decidido establecer esa rampa entre 1,5 y 1,837 A, valores que se sitúan en un rango de  $\pm 17$  mA, lo que hace que sea suficiente para poder registrar el arranque en esa escala. En la Figura 42, se presenta la rampa que se va a utilizar para ejecutar la prueba. Al igual que en el caso anterior, los pasos serán de 200 ms y de 10 mA.

Prueba: Arranque 51 Fase R FASES en CELDA 2 LINEA MELGAR .occ

Estados de rampa General

Modo de ajuste: Directo Tipo de falta: n/a Tiempo previsto para la prueba: 7,000 s

Señal 1: IL1 Grandezas 1: Magnitud Señal 2: (ninguna) Grandezas 2: Frecuencia

Rampa	Señal 1					Pasos	Tiempo	Condición de parada
	desde	Hasta	Delta	dt	d/dt			
Rampa 1	1,500 A	1,837 A	10,00 mA	200,0 ms	50,00 mA/s	35	7,000 s	Entr.bi. 1 0->1

Figura 42. Rampa arranque temporizado

Por último, se procede a ejecutar la prueba inyectando intensidad por la fase R, tal y como se muestra en la Figura 43.

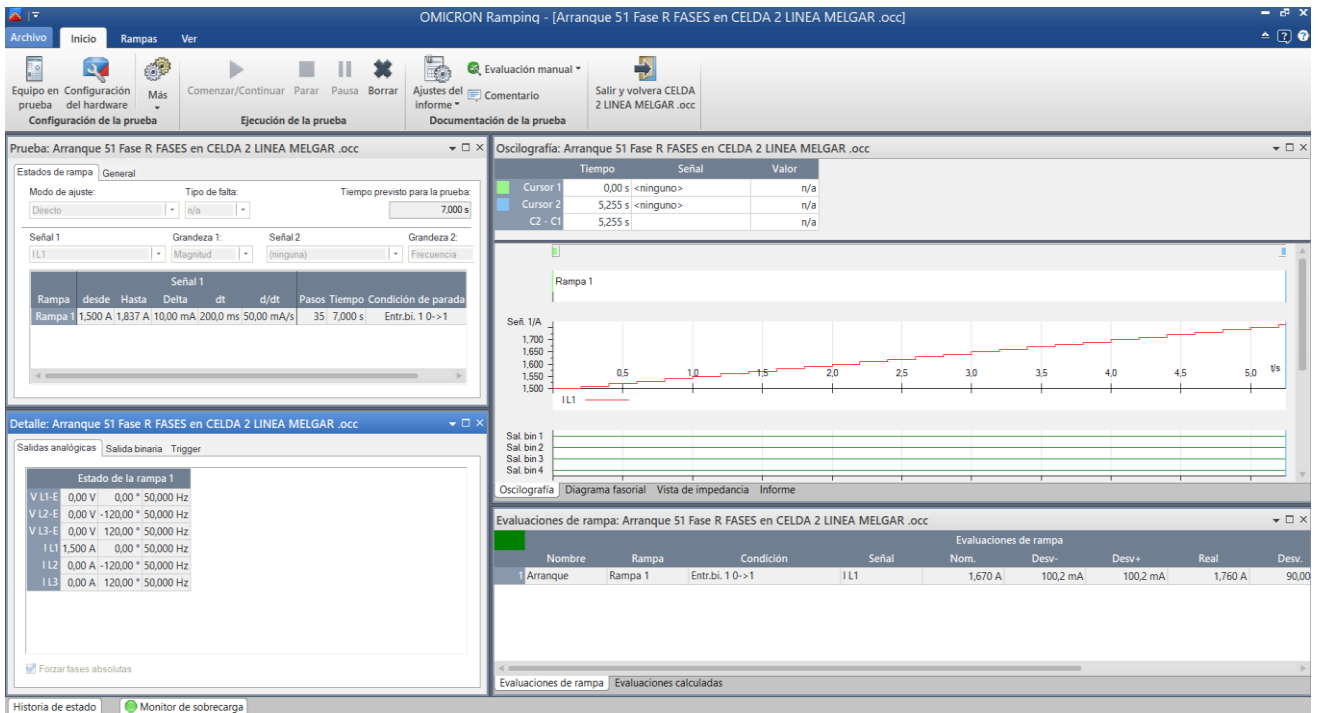


Figura 43. Ejecución de la prueba arranque temporizado

Como se puede observar en la Figura 44, los resultados de arranque de la sobreintensidad temporizada están entre el rango establecido por la protección, y el disparo se produce a los 1,76 A.

Evaluaciones de rampa: Arranque 51 Fase R FASES en CELDA 2 LINEA MELGAR .occ											
Evaluaciones de rampa											
	Nombre	Rampa	Condición	Señal	Nom.	Desv-	Desv+	Real	Desv.	Evaluación	treal
1	Arranque	Rampa 1	Entr.bi. 1 0->1	I L1	1,670 A	100,2 mA	100,2 mA	1,760 A	90,00 mA	✓	54,90 ms

Figura 44. Resultado prueba arranque temporizado

Una vez comprobado el arranque de la protección de sobreintensidad, se procede a efectuar la prueba correspondiente para verificar que la curva introducida en los ajustes de la protección, cumple las condiciones requeridas por el cliente. Para ello, se va a utilizar el módulo Overcurrent, el cual se tendrá que configurar para adaptarlo a la curva IEC Normalmente inversa, tal y como aparece reflejado en los ajustes de la protección (Figura 41).

Teniendo en cuenta los ajustes de la protección, se va a ajustar el índice de tiempo y la intensidad de arranque. En la Figura 45 aparece la ecuación de la curva característica con la intensidad de arranque y el índice de tiempo. Los valores de la ecuación ya vienen establecidos por las características de la curva, por lo que no es necesaria su modificación.

Para calcular la intensidad de arranque de la característica de la curva, se debe tener en cuenta la intensidad de arranque establecida para la sobreintensidad temporizada (1,67 A) y la intensidad de referencia, la cual procede de la relación de transformación (en este caso es de 5 A). Con ello, se obtiene la intensidad de arranque dividiendo la intensidad temporizada entre la de referencia, tal y como se indica en la ecuación 5

$$I_{arranque} = \frac{1,67}{5} = 0,334 \text{ A} \quad [5]$$

Característica

Nombre:

$$t(s) = \frac{A * Td + K1}{M^P - Q} + B * Td + K2$$

M =  $I_{pru} / I_{arranque}$   
Td = Índice de tiempo

A:  B:

P:  Q:

K1:  K2:

I arranque:  Índice de tiempo:

Figura 45. Ajuste del índice de tiempo e intensidad de arranque

El índice de tiempo es un factor que viene establecido en los ajustes de la protección, denominado con la letra K, tal y como se muestra en la Figura 46.

Ajustes protección						
	Est	Nombre	ID exterior	Descripción	Valor	Unidad
▶	✓	Arranque 51				1,67
	✓	K				0,15
✓		Curva				IEC Standar inv

Figura 46. Factor de índice de tiempo

El resto de parámetros vienen definidos por la característica de la curva. En caso de querer tener un mayor ajuste o que la curva especificada en los ajustes de la protección no se encuentre recogida dentro de la base de datos del software, se pueden modificar estos parámetros para adecuar la curva lo máximo posible a la requerida.

Con la característica de la curva definida, se procede a seleccionar el elemento sobre el cual se quiere realizar la prueba. En este caso, al existir solamente un elemento activo,

se selecciona verificando que los valores de la intensidad de arranque y el tiempo son correctos, y a su vez, que la curva característica de disparo está recogida dentro de dicho elemento. En la Figura 47, aparece la ecuación de la curva característica con su respectiva representación gráfica, así como el elemento activo seleccionado.

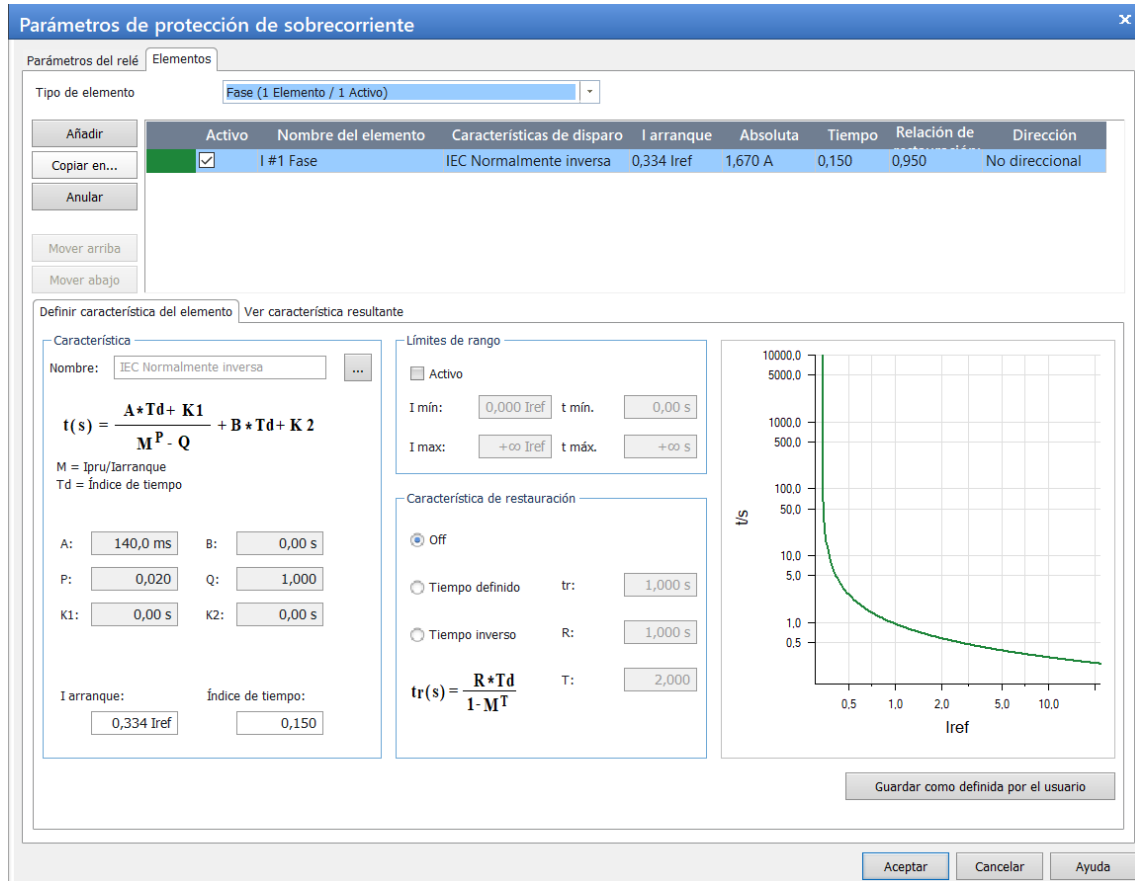


Figura 47. Ajuste de la característica de la curva

El siguiente paso es introducir las magnitudes de las intensidades y los tiempos, a los cuales la curva se debería ajustar. Como la característica de la curva fue definida en el paso anterior, tan solo es necesario referenciar dicha curva e introducir un factor que determine los puntos más relevantes de la curva IEC Normalmente Inversa. En la Figura 48 se puede apreciar que la característica relativa pertenece a la descrita anteriormente, así como los diferentes factores seleccionados, los cuales se seleccionan de tal forma que la mitad de ellos describen el inicio de la curva y la otra mitad los puntos más alejados, con el fin de realizar disparos en la parte característica de la curva. Con ello, los puntos seleccionados van desde 1,1 a 4. El valor de la intensidad y el tiempo de disparo se completan automáticamente.

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	t <sub>nom.</sub>
L1-E	I #1 Fase	1,100	1,837 A	n/a	11,01 s
L1-E	I #1 Fase	1,250	2,088 A	n/a	4,695 s
L1-E	I #1 Fase	1,500	2,505 A	n/a	2,579 s
L1-E	I #1 Fase	2,000	3,340 A	n/a	1,504 s
L1-E	I #1 Fase	3,000	5,010 A	n/a	945,3 ms
L1-E	I #1 Fase	4,000	6,680 A	n/a	747,0 ms

Figura 48. Magnitudes y tiempos de la curva característica

Una vez determinados los puntos a los cuales debería disparar, se procede a ejecutar la prueba y se comprueba que los resultados sean correctos. En la Figura 49 se observa la disposición de la curva y los puntos definidos anteriormente.

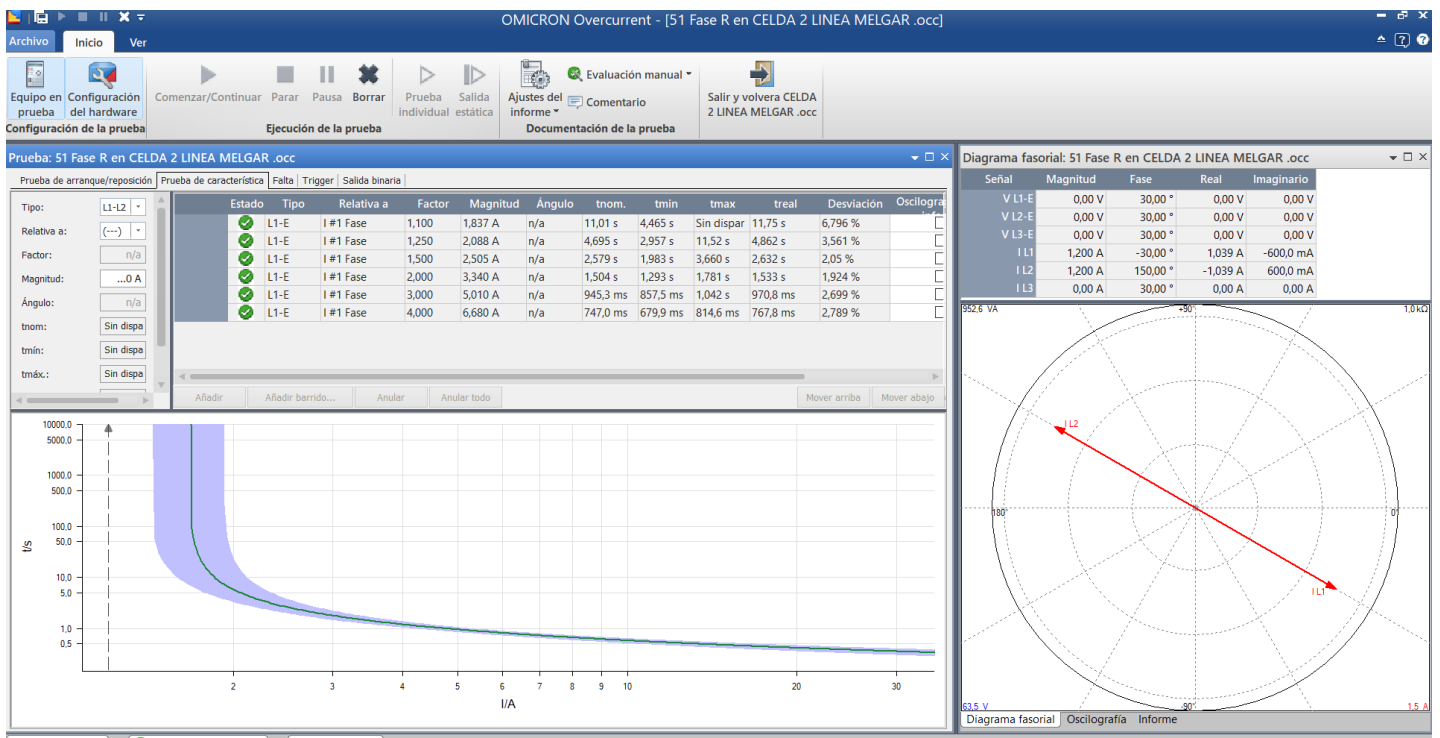


Figura 49. Ejecución de la curva característica

Como era de esperar, en el ensayo de verificación se dibuja la curva característica, ajustándose a la IEC Normalmente Inversa y realizando los diferentes disparos acordes a dicha curva.

### 7.3 Distancia (21)

La protección de distancia es una de las funciones principales del sistema eléctrico y se suele combinar con una protección diferencial, para utilizarla como apoyo a otras posiciones situadas en la propia subestación o en subestaciones remotas. Al no necesitar de un canal de comunicaciones directo, entre los dos extremos de la línea, se reduce el coste la instalación y su complejidad.

La protección de distancia mide la tensión e intensidad del sistema para calcular la impedancia a la cual se ha producido la falta, gracias a ello, se puede coordinar con otras posiciones contiguas y así conseguir selectividad ante las faltas, despejando en primer lugar las que se producen a una menor distancia. Con esto se reduce la extensión de la zona afectada por el defecto y por lo tanto el número de clientes sin servicio.

Con el fin de poder realizar la prueba de distancia en los relés de protección, se presenta en la Figura 50 la configuración de la línea a probar. La impedancia de la línea es 6,85  $\Omega$  con un ángulo característico de 75,93° y una longitud de 80,77 km.

Line Configuration						
	Est	Nombre	ID exterior	Descripción	Valor	Unidad
▶	✓	CTR		Current Transformer Ratio	400.00	
	✓	PTR		Potential Transformer Ratio	2000.00	
	✓	VNOM		PT Nominal Voltage Line-Line secondary	110.00	V
	✓	INOM		Nominal Current	5.00	
	✓	Z1MAG		Positive-Sequence Line Impedance Mag	6.85	Ohm
	✓	Z1ANG		Positive-Sequence Line Impedance Angl	75.93	°
	✓	Z0MAG		Zero-Sequence Line Impedance Magnitu	17.66	Ohm
	✓	Z0ANG		Zero-Sequence Line Impedance Angle s	72.76	°
	✓	LL		Line Length	80.77	

Figura 50. Configuración de la línea

Para comenzar con la prueba, lo primero que se debe hacer es parametrizar el equipo en prueba. Para ello, se tienen en cuenta los parámetros de la línea de la Figura 50. Se introduce la longitud de la línea en ohmios y el ángulo de la línea. Las tolerancias y el factor de puesta a tierra se quedan por defecto tal y como se muestra en la Figura 51.

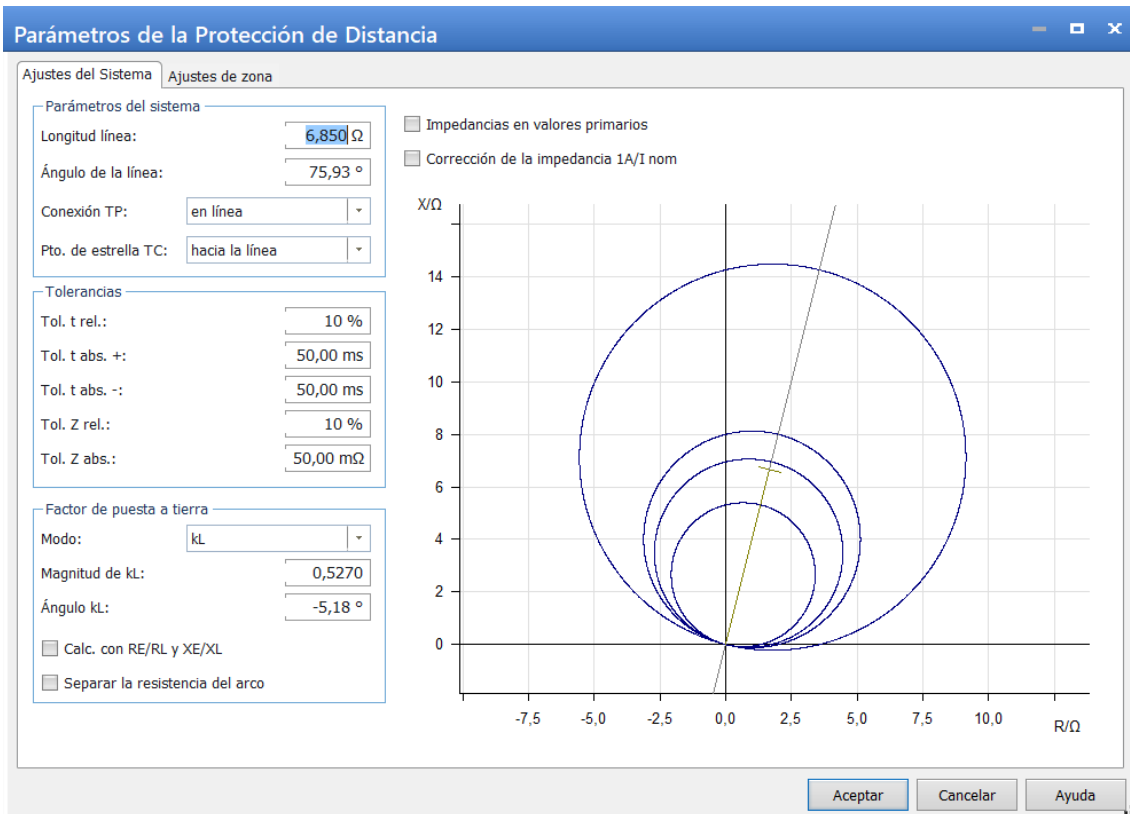


Figura 51. Parámetros de la protección de distancia

En la Figura 52, se muestran los ajustes de zona de la protección. En esta pestaña, se configuran las zonas de protección que deben actuar (en este caso se seleccionan las zonas entre fases), según la configuración del relé de protección. Por lo general, la mayoría de fabricantes facilitan un archivo .rio en el que se incluyen las características del relé de protección, con lo que se importan por medio del software Test Universe y se ajustan las zonas de disparo de forma más sencilla y automáticamente. Al seleccionar las diferentes zonas, automáticamente se puede observar el área de la zona de actuación, el tiempo de disparo y el porcentaje de tolerancia que se estableció en el paso anterior.



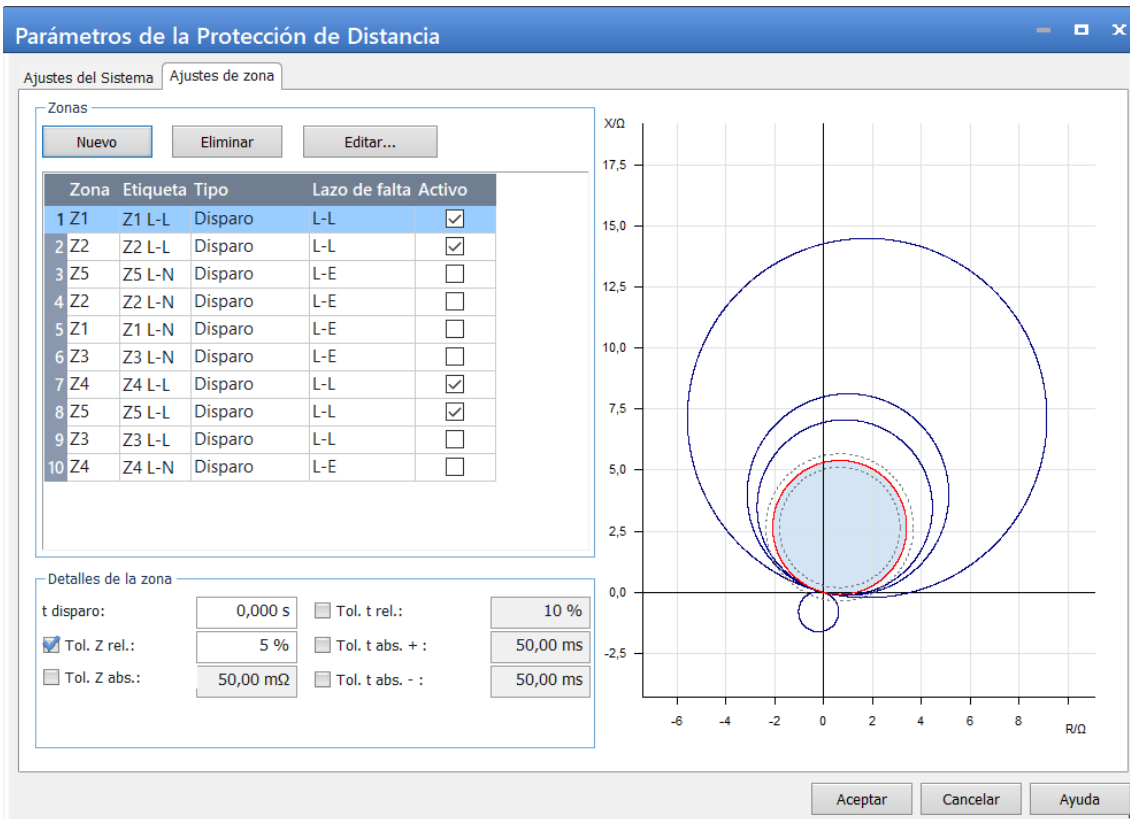


Figura 52. Ajustes de la zona de protección

En la Figura 53 aparecen las impedancias correspondientes a cada una de las zonas. Como se puede observar, el valor de la impedancia va aumentando en función de la zona en la que se encuentre, salvo en la zona 3 que es la zona de reverse.

Mho Phase Distance Element Reach						
	Est	Nombre	ID exterior	Descripción	Valor	Unidad
▶	✓	Z1P		Impedance Reach Zone 1		5.48 Ohm
	✓	Z2P		Impedance Reach Zone 2		8.25 Ohm
	✓	Z3P		Impedance Reach Zone 3		1.64 Ohm
	✓	Z4P		Impedance Reach Zone 4		14.71 Ohm

Figura 53. Zonas de protección

Una vez introducidas todas las zonas y habiendo configurado el equipo en prueba, se deben ajustar las tensiones e intensidades que se van a inyectar al relé de protección para calcular las impedancias y así actuar acorde a lo establecido anteriormente. El configurador del hardware es el expuesto en la Figura 54.

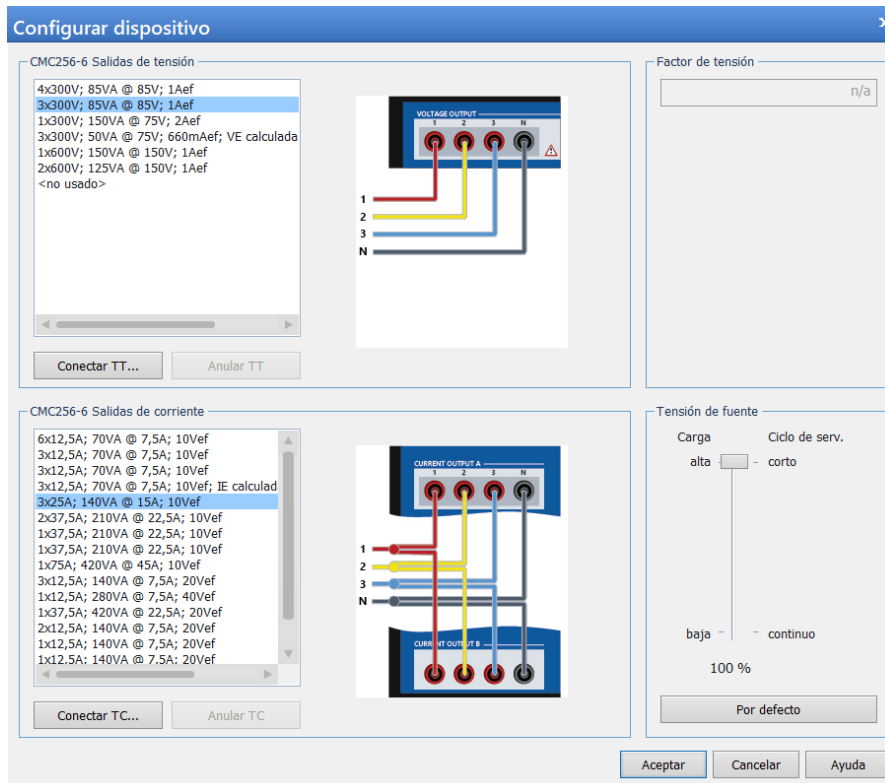


Figura 54. Configuración del dispositivo

Con esta configuración del hardware se consigue inyectar a la protección hasta 25 A y 300 V, valores más que suficientes para efectuar la prueba, ya que la intensidad máxima que necesita es de 5 A y 110 V. Seguidamente, se configuran las entradas binarias, tal como aparece en la Figura 55. Con ello, se consigue hacer un registro de los disparos de las tres fases y contabilizar el tiempo de actuación. La tensión nominal de estas entradas es de 70 V, con una tensión umbral de 49 V, lo que actuará de forma correcta ya que la configuración del hardware del equipo está capacitado para inyectar hasta 300 V.

Configuración del hardware global							
General							
Entradas binarias / analógicas							
Salidas binarias							
Entradas analógicas CC							
Ref							
Función		Binario		Binario		Binario	
Libre de potencial		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Tensión nominal		70 V		70 V		70 V	
Relación de las pinzas de corriente							
Tensión de umbral		49 V		49 V		49 V	
Etiqueta	Terminal de conexión	1+	1-	2+	2-	3+	3-
Disparo F0		X					
Disparo F4				X			
Disparo F8						X	

Figura 55. Configuración de las entradas binarias

Con todo ello, se procede a ejecutar la prueba y comprobar los resultados. En la Figura 56, se puede observar el desarrollo de la prueba. Aparecen reflejados los disparos sobre los límites establecidos para las diferentes zonas.

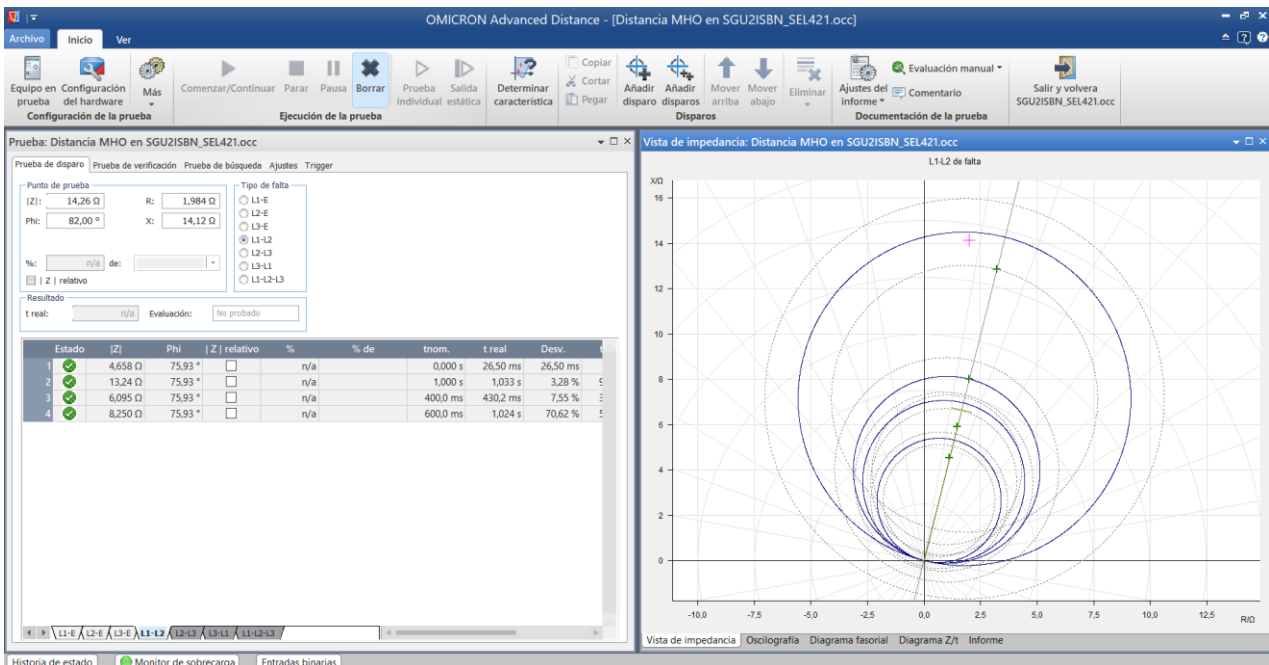


Figura 56. Ejecución de la prueba de distancia

Como se puede observar en la Figura 57, se aprecia que los resultados obtenidos han sido disparados dentro de las zonas establecidas en los ajustes de la protección. El disparo de la zona 1 se produce a los 26,50 ms, el de la zona 2 a los 430,2 ms, sin embargo, en la zona 3, el disparo se ha producido a los 1,024 s, lo que es demasiado tiempo. Este error se debe a que la desviación en los tiempos de disparo estaba programada para poder actuar con unos límites muy superiores (70% de desviación), lo que ocasiona que este resultado sea excluido y no se considere válido para la prueba.

Estado	$ Z $	$\Phi$	$ Z $ relativo	%	% de	t nom.	t real	Desv.	t min.	t max.	I pru
1	4,658 $\Omega$	75,93 $^\circ$	<input type="checkbox"/>	n/a		0,000 s	26,50 ms	26,50 ms	0,000 s	50,00 ms	10,00 A
2	13,24 $\Omega$	75,93 $^\circ$	<input type="checkbox"/>	n/a		1,000 s	1,033 s	3,28 %	900,0 ms	no disparó	4,154 A
3	6,095 $\Omega$	75,93 $^\circ$	<input type="checkbox"/>	n/a		400,0 ms	430,2 ms	7,55 %	350,0 ms	450,0 ms	9,025 A
4	8,250 $\Omega$	75,93 $^\circ$	<input type="checkbox"/>	n/a		600,0 ms	1,024 s	70,62 %	540,0 ms	1,100 s	6,667 A

Figura 57. Resultados de la prueba de distancia

## 8. Conclusiones

El buen funcionamiento del sistema eléctrico se basa en su propia protección ante faltas e imprevistos que puedan surgir. Los problemas pueden empezar a surgir desde el cableado interno del bastidor, hasta un mal ajuste de los relés de protección, por ello, es imprescindible realizar una revisión exhaustiva de cada uno de estos aspectos.

La comprobación del cableado no solo se centra en que dichos cables estén bien conectados, si no también, en que los elementos actúen de la forma estipulada por el fabricante. También hay que tener en cuenta que, en algunas ocasiones, los esquemas desarrollados de los diferentes elementos tienen fallos de concepto, los cuales se deben corregir y cotejar con el comportamiento lógico que deberían tener, para evitar un incorrecto funcionamiento.

Por otro lado, los relés de protección son aparatos capaces de enviar las órdenes de disparo al interruptor para cortar una falta. Se deben realizar las pruebas oportunas para que, en ningún caso, una falta pueda dañar cualquiera de los elementos de la subestación. Los ensayos realizados en este Trabajo Fin de Master han demostrado que, si se ajustan correctamente los relés, las órdenes de disparo se producen dentro del rango de valores establecido. Con ello se consigue cortar las posibles faltas que afectasen a la subestación de forma instantánea, evitando posibles daños en los equipos. Si por el contrario, alguno de los ensayos hubiese demostrado que el relé no envía la orden de disparo, o lo hace en un tiempo excesivo, debería ser retirado y enviado al fabricante para que analizase la anomalía producida en el equipo.

En la actualidad, algunos de estos relés de protección ya se encuentran preparados para hacer el cambio de transición hacia el protocolo IEC 61850, el cual va a ser el estándar a seguir en los próximos años para la configuración de las subestaciones.

## 9. Bibliografía

- [1] Omicron, «Omicron CPC 100,» [En línea]. Available: [https://www.omicronenergy.com/es/search/?tx\\_solr%5Bq%5D=cpc+100](https://www.omicronenergy.com/es/search/?tx_solr%5Bq%5D=cpc+100)
- [2] Omicron, «Omicron CMC 356,» [En línea]. Available: [https://www.omicronenergy.com/es/search/?tx\\_solr%5Bq%5D=cmc+356](https://www.omicronenergy.com/es/search/?tx_solr%5Bq%5D=cmc+356)
- [3] Test Universe, [En línea]. Available: <https://www.omicronenergy.com/es/productos/test-universe/#description>
- [4] Gondres Torné, I., Lajes Choy, S. E., Rodríguez León, N., & del Castillo Serpa, A. (2014). El aprendizaje bajo incertidumbre aplicado al mantenimiento de interruptores de potencia. *Ingeniería Energética*, 35(2), 149–158.
- [5] Krieg, T., & Finn, J. (Eds.). (2019). *Substations* (Ser. Cigre green books). Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-49574-3>
- [6] Queijo García Gumersindo, & ProQuest. (2018). *Fundamentos de tecnología eléctrica*. UNED - Universidad Nacional de Educación a Distancia.
- [7] Gómez, J (2021). *Funcionamiento de relés de protección*, [apuntes propios]
- [8] Gómez, J (2021). *Pruebas funcionales de los elementos de una subestación*, [apuntes propios]
- [9] Wildi Théodore, Wildi, T., Navarro Salas, R., & Ortega González Luis Mauro. (2007). *Máquinas eléctricas y sistemas de potencia* (Sexta edición). Pearson Educación
- [10] Ruiz Barbero, A., Fernández Herrero Elvira. (2009). *Diseño y fabricación de transformador de intensidad*. s.n.
- [11] Trashorras Montecelos Jesús, & Trashorras Montecelos Jesús. (2009). *El interruptor diferencial* (Ser. Maniobra y protección de las instalaciones eléctricas, 2).
- [12] García Burciaga de Cepeda Margarita, & Cepeda Salinas, A. (2010). *Dispositivos electrónicos. tomo ii*. Instituto Politécnico Nacional. Retrieved 2022, from <http://public.ebookcentral.proquest.com/choice/publicfullrecord.aspx?p=4435311>
- [13] Queijo García Gumersindo, & ProQuest. (2018). *Fundamentos de tecnología eléctrica*. UNED - Universidad Nacional de Educación a Distancia. Retrieved 2022
- [14] Horacio, T. S. (n.d.). Estudio teórico-experimental del reencendido. *Ingeniería E Investigación*, (13 A), 3–10. Retrieved 2022.
- [15] Vasco, J., & Aguila, A. (2015). Design of automatic reclosing scheme in distribution feeders. *IEEE Latin America Transactions*, 13(8). <https://doi.org/10.1109/TLA.2015.7332136>

- [16] Trashorras Montecelos Jesús, & Trashorras Montecelos Jesús. (2015). *Subestaciones eléctricas 1ª*, Ser. Transversal (paraninfo).
- [17] Martín José Raúl, & Raúl Martín José. (1992). *Diseño de subestaciones eléctricas*. McGraw-Hill
- [18] Enríquez Harper Gilberto, & Enríquez Harper Gilberto. (2002). *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas* (2a ed.). Limusa.
- [19] Enriquez Harper, G., & Enríquez Harper Gilberto. (2004). *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas* (2. ed.). Limusa.
- [20] Spain. Ministerio de Industria y Energía, Moreno Alfonso, N., & Martínez Lacañina Pedro José. (2002). *Rce : reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación*. Tébar. Retrieved 2022.
- [21] España. Ministerio de Industria y Energía, & España. (2004). *Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación* (Ed. actualizada a Orden Ministerial de 10-03-2000, Ser. Normativa).
- [22] Trashorras Montecelos, J. (2016). *Uf1775, gestión y supervisión de la operación de subestaciones eléctricas* (1ª, Ser. Certificados de profesionalidad). Marcombo.
- [23] Martínez Tomás Pascual. (1998). *Análisis de la corriente de corto circuito : en el sistema eléctrico de potencia*. Instituto Politécnico Nacional. Retrieved 2022, from <http://site.ebrary.com/id/10378322>.
- [24] Hermosa Donate, A., & Hermosa Donate, A. (2009). *Principios de electricidad y electrónica* (3{487}, Ser. Renfe, 4). Marcombo
- [25] Alcázar Ortega Manuel, Cañas Peñuelas César S, & Escrivá Escrivá Guillermo. (2019). *Generación, transporte y distribución de energía eléctrica*. Editorial de la Universidad Politécnica de Valencia. Retrieved 2022, from <https://public.ebookcentral.proquest.com/choice/publicfullrecord.aspx?p=5809634>.
- [26] Colmenar Santos, A. (2015). *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes* (Ed. digital). Universidad Nacional de Educación a Distancia. Retrieved 2022.
- [27] Enríquez Harper Gilberto, & Enríquez Harper Gilberto. (1981). *Fundamento de protección de sistemas eléctricos por relevadores*. Limusa.
- [28] González Pérez Joaquín, & González Jiménez Juan. (2012). *Mantenimiento de centros de transformación*. IC Editorial. Retrieved 2022, from <http://public.ebookcentral.proquest.com/choice/publicfullrecord.aspx?p=4184081>.

[29] Iriondo Barrenetxea, A., & Iriondo Barrenetxea, A. (1997). *Protecciones de sistemas de potencia*. Universidad del País Vasco.

[30] Ravindranath, B., Chander, M., Chander, M., & Ravindranath, B. (1980). *Protección de sistemas de potencia e interruptores*. Limusa.