

Proyecto Fin de Master
Master en Sistemas de Energía Eléctrica

“Ajuste de las protecciones principales y de respaldo de una subestación 66/20 kV”

Autor: Juan José Báez González

Tutor: Antonio de la Villa Jaén

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



Proyecto Fin de Master
Master en Sistemas de Energía Eléctrica

"Ajuste de las protecciones principales y de respaldo de una subestación 66/20 kV"

Autor:

Juan José Báez González

Tutor:

Antonio de la Villa Jaén

Dpto. Ingeniería Eléctrica

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020

Trabajo Fin de Master: “Ajuste de las protecciones principales y de respaldo de una subestación 66/20 kV.”

Autor: Juan José Báez González

Tutor: Antonio de la Villa Jaén

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El secretario del tribunal:

Agradecimientos

Agradezco en primer lugar a mi tutor Antonio de la Villa Jaén, por estar presente en cada momento que lo necesité, por su dedicación y conocimiento a la hora de desarrollar todos los temas abordados en este proyecto.

Debo agradecer también a la empresa “Ametel”, de la cual formo parte, y en particular a Manuel Alonso Pantoja (Director Técnico), por haberme dado la posibilidad de desarrollar este proyecto en conjunto con la empresa y por brindarme todos sus conocimientos

Agradezco profundamente a mi familia, por haberme dado la posibilidad de cursar este master, por su apoyo incondicional en todo momento, por la exigencia y comprensión.

3.2.8.2.- PUESTA A TIERRA DE PROTECCIONES.....	39
3.2.8.3.- PUESTA A TIERRA DE SERVICIO.....	39
3.2.8.4.- INTERCONEXIONES DE LAS PUESTAS A TIERRA (DE SERVICIO Y DE PROTECCIÓN).....	39
3.2.8.5.- RED DE TIERRA AÉREA.....	40
3.2.9.- SISTEMAS DE SEGURIDAD.....	40
3.2.9.1.- PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS.....	40
3.2.9.2.- PROTECCIÓN ANTINTRUSISMO.....	40
3.3.- Características de la aparamenta.....	40
3.3.1.- PARÁMETROS BÁSICOS DE DISEÑO (66kV).....	41
3.3.1.1.- INTERRUPTOR.....	43
3.3.1.2.- SECCIONADOR.....	44
3.3.1.3.- TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD Y TENSIÓN.....	45
3.3.1.3.1- TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD.....	45
3.3.1.3.2- TRANSFORMADORES DE TENSIÓN.....	47
3.3.1.5.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	48
3.3.1.6.- PARARRAYOS.....	48
3.3.1.7.- RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.....	49
3.3.2.- PARQUE DE 20 kV.....	49
3.3.2.1.- DESCRIPCIÓN.....	49
3.3.2.2.- PARÁMETROS BÁSICOS DE DISEÑO (20kV).....	50
3.3.2.3.- BARRAS COLECTORAS.....	51
3.3.2.4.- INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS.....	51
3.3.2.5.- TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD.....	51
3.3.2.6.- TRANSFORMADORES DE TENSIÓN.....	52
3.3.2.7.- PARARRAYOS.....	52
Capítulo 4: Protecciones a utilizar.....	54
4.1.- Introducción.....	54
4.2.- Protecciones para la línea de alta tensión aérea-subterránea.....	55
4.2.1.- Relé principal de línea.....	55
4.2.2.- Relé secundario de línea.....	57
4.2.3.- Funciones utilizadas para la protección de la línea de alta tensión.....	58
4.2.4.- Descripción de las funciones utilizadas.....	59
4.3.- Protección para el transformador de potencia (50 MVA).....	64
4.3.1.- Relé principal del transformador de potencia.....	65
4.3.1.1.- Descripción de las funciones utilizadas en el relé principal.....	66

4.3.2.- Relés de media tensión para las líneas de 20 kV.....	69
Capítulo 5: Cálculos	71
5.1.- Introducción.....	71
5.2.- Método utilizado para el cálculo de cortocircuitos.....	72
5.2.1.- Método de las componentes simétricas.....	73
5.2.2.- Herramienta utilizada para el cálculo de cortocircuito.....	74
5.3.- Datos de los elementos que componen la red de la planta fotovoltaica.....	79
5.3.1.- Datos de los transformadores de la planta solar fotovoltaica.....	79
5.3.2.- Datos de los inversores de la planta solar fotovoltaica.....	80
5.3.3.- Datos de los cables aislados de media tensión de la red de la planta fotovoltaica.....	82
5.4.- Cálculo de las intensidades de cortocircuito.....	85
5.4.1.- Cálculo de los cortocircuitos polifásicos.....	88
5.4.2.- Cálculo de los cortocircuitos monofásicos a tierra.....	95
Capítulo 6: Coordinación y ajuste de las protecciones.....	102
6.1.- Generalidades en los criterios de ajustes y coordinación.....	102
6.1.1.- Protección de las líneas de media tensión (cables aislados).....	103
6.1.2.- Protección del transformador de potencia.....	103
6.1.3.- Protección de la línea de alta tensión.....	104
6.2.- Protección de líneas de media tensión 20 kV y acometida del transformador de potencia.....	104
6.2.1.- Criterios de protección, ajustes y coordinación de las funciones de sobreintensidad de fases.....	105
6.2.2.- Criterios de protección, ajustes y coordinación de las funciones de sobreintensidad de neutro.....	109
6.2.3.- Criterios de protección, ajustes y coordinación de las funciones de protección del relé de acometida del transformador de potencia.....	111
6.3.- Protección del transformador de potencia.....	115
6.3.1.- Protección diferencial de transformador-acometida (87T).....	116
6.3.2.- Protecciones de sobreintensidad instantánea y de tiempo dependiente de fases.....	119
6.3.2.- Protección de sobreintensidad de tiempo dependiente de neutro (51N).....	121
6.3.3.- Protecciones de sub/sobretensión (27/59):.....	123
6.3.4.- Protecciones de sub/sobrefrecuencia (81M/m):.....	124
6.3.5.- Protección de fallo del interruptor (50BF).....	125
6.4.- Protección de la línea de alta tensión (66 kV).....	125
6.4.1.- Protección diferencial de línea (87L).....	126
6.4.2.- Protecciones de sobreintensidad de tiempo inverso de fase y neutro (51P/51N).....	129
6.4.2.- Protección de sobreintensidad direccional de neutro de tiempo inverso (67N).....	132

Capítulo 7: Conclusiones.....	134
Bibliografía.....	136
ANEXOS.....	137

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1: Implantación de la subestación.	21
Figura 3.2: Imágenes de ejecución de la obra	22
Figura 3.3: Trazado de la línea de alta tensión.....	23
Figura 3.4: Configuración de la línea aérea de alta tensión.	27
Figura 3.5: Configuración de la línea subterránea de alta tensión.	30
Figura 3.6: Esquema unifilar de protección de la subestación.	31
Figura 3.7: Árbol jerárquico de control de la subestación.	33
Figura 4.1: Ejemplo de aplicación del relé principal de línea (7SL87).....	57
Figura 4.2: Ejemplo de aplicación del relé secundario de línea (SEL-411L).....	58
Figura 4.3: Característica porcentual de la función diferencial de línea (87L)	60
Figura 4.4: Sistema de protección diferencial de línea (87L).	61
Figura 4.5: Comportamiento de una función de tiempo inverso.....	62
Figura 4.6: Zona de actuación de la función 67N.	63
Figura 4.7: Actuación de la función de sobreintensidad direccional a tierra (67N).....	64
Figura 4.8: Ejemplo de aplicación del relé diferencial de transformador 7UT85 de Siemens....	66
Figura 4.9: Alcance de la protección diferencial de transformador (87T).	67
Figura 4.10: Ejemplo de falta donde tienen que respaldar las funciones de sobreintensidad.	68
Figura 4.11: Ejemplo de aplicación de los relés de líneas de media tensión REF615 de ABB . 70	
Figura 5.1: Sistema vectorial de secuencias de fases.	74
Figura 5.2: Interfaz de trabajo de Power Factory DIgSILENT.	75
Figura 5.3: Conexión del transformador de potencia en Power Factory DIgSILENT.	76
Figura 5.4: Configuración de la planta fotovoltaica para una salida de línea desde el embarrado de media tensión de la subestación.	78
Figura 5.5: Pasos para ejecutar un cortocircuito en Power Factory DIgSILENT.	86
Figura 5.6: Ejemplo de cálculo de cortocircuito trifásico máximo en Power Factory DIgSILENT.....	87
Figura 5.7: Pasos para ejecutar un cortocircuito en Power Factory DIgSILENT.	87
Figura 5.8: Cortocircuito polifásico en barra de 66 kV subestación “Don Rodrigo” (extremo remoto)	89
Figura 5.9: Cortocircuito polifásico en salida de línea 66 kV subestación “Don Rodrigo II”	90

Figura 5.10: Cortocircuito polifásico en barra 20 kV	91
Figura 5.11: Cortocircuito polifásico en salida de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica	92
Figura 5.12: Cortocircuito polifásico en final de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica	93
Figura 5.13: Cortocircuito polifásico en el lado 0.8 kV transformadores de Planta Solar Fotovoltaica.....	94
Figura 5.14: Cortocircuito monofásico en barra de 66 kV subestación “Don Rodrigo” (extremo remoto)	96
Figura 5.15: Cortocircuito monofásico en salida de línea 66 kV subestación “Don Rodrigo II”	97
Figura 5.16: Cortocircuito monofásico en barra 20 kV.....	98
Figura 5.17: Cortocircuito monofásico en salida de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica	99
Figura 5.18: Cortocircuito monofásico en final de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica	100
Figura 5.19: Cortocircuito monofásico en el lado 0.8 kV transformadores de Planta Solar Fotovoltaica.....	101
Figura 6.1: Curvas de operación del relé 51 del transformador de la planta solar fotovoltaica y de la línea de media tensión.	107
Figura 6.2: Curvas de operación de los relés 51 del feeder 3 y relés 51 de la acometida del transformador de potencia.....	113
Figura 6.3: Curvas de protección 51N de las líneas de media tensión y 51N de la acometida.	115
Figura 6.4: Característica de la intensidad diferencial.	116
Figura 6.5: Pendiente de operación de la protección diferencial.....	119
Figura 6.6: Curvas de protección 51P del transformador de potencia en el lado de alta tensión y 51P de la acometida.	121
Figura 6.7: Curvas de protección 51N del transformador de potencia en el lado de alta tensión y 51N de la acometida.....	122
Figura 6.8: Hueco de tensión que debe ser soportado por la instalación en el momento de conexión a red.	123
Figura 6.9: Curvas de protección 51P de la línea de alta tensión y 51P de la acometida.....	130
Figura 6.10: Curvas de protección 51N de la línea de alta tensión y 51N de la acometida.	131
Figura 6.11: Ángulo característico de la función direccional.....	132

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1: Datos principales de la línea de alta tensión.	23
Tabla 3.2: Datos principales del conductor aéreo de la línea de alta tensión.	24
Tabla 3.3: Datos principales del cable de protección de la línea aérea de alta tensión.	25
Tabla 3.4: Datos principales del cable subterráneo de la línea de alta tensión.	28
Tabla 3.5: Composición del cable subterráneo de la línea de alta tensión.	28
Tabla 3.6: Características principales del transformador de servicios auxiliares.	34
Tabla 3.7: Características principales del conjunto Cargador-Batería.	36
Tabla 3.8: Criterios iniciales de diseño para la malla de puesta a tierra.	38
Tabla 3.9: Características básicas de diseño de la aparamenta de 66 kV.	41
Tabla 3.10: Características principales del interruptor de 66 kV.	43
Tabla 3.11: Características principales del seccionador con puesta a tierra de 66 kV.	44
Tabla 3.12: Características principales del transformador de intensidad de alta tensión.	45
Tabla 3.13: Características principales del transformador de tensión de alta tensión.	47
Tabla 3.14: Características principales del transformador de potencia.	48
Tabla 3.15: Características principales de los pararrayos de alta tensión.	48
Tabla 3.16: Características principales de la resistencia de puesta a tierra.	49
Tabla 3.17: Parámetros básicos de diseño de la aparamenta de 20 kV.	50
Tabla 3.18: Características principales de los interruptores automáticos de las celdas de media tensión.	51
Tabla 3.19: Características principales de los transformadores de intensidad de las celdas de media tensión.	52
Tabla 3.20: Características principales de los transformadores de tensión de las celdas de media tensión.	52
Tabla 3.21: Características principales de los pararrayos de media tensión.	53
Tabla 4.1: Funciones disponibles en el relé principal de línea (7SL87)	56
Tabla 4.2: Funciones activas en los relés de protección principal y secundario de la línea de alta tensión.	59
Tabla 4.3: Funciones propias del transformador de potencia.	65
Tabla 4.4: Funciones empleadas en el relé del transformador de potencia 7UT85 de Siemens.	66
Tabla 5.1: Transformadores 1 MVA de la planta fotovoltaica.	79

Tabla 5.2: Transformadores 1.25 MVA de la planta fotovoltaica.....	79
Tabla 5.3: Transformadores 1.6 MVA de la planta fotovoltaica.....	79
Tabla 5.4: Inversores 95 kW de la planta fotovoltaica.....	80
Tabla 5.5: Inversores 60 kW de la planta fotovoltaica.....	80
Tabla 5.6: Relación de cantidad y tipos de inversores conectados a cada transformador en la planta fotovoltaica.	81
Tabla 5.7: Relación de los datos de los cables de media tensión de la planta fotovoltaica.	83
Tabla 5.8: Cálculo de las intensidades capacitivas de los cables de media tensión de la planta fotovoltaica.....	84
Tabla 5.9: Resultado de cortocircuito trifásico en barra de 66 kV subestación “Don Rodrigo” (extremo remoto).....	89
Tabla 5.10: Resultado de cortocircuito trifásico en salida de línea 66 kV subestación “Don Rodrigo II”.....	90
Tabla 5.11: Resultado de cortocircuito trifásico en barra 20 kV.....	91
Tabla 5.12: Resultado de cortocircuito trifásico en salida de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica.....	92
Tabla 5.13: Resultado de cortocircuito trifásico en final de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica.....	93
Tabla 5.14: Resultado de cortocircuito trifásico en el lado 0.8 kV transformadores de Planta Solar Fotovoltaica.	94
Tabla 5.15: Resultado de cortocircuito monofásico en salida de línea 66 kV subestación “Don Rodrigo II”.	97
Tabla 5.16: Resultado de cortocircuito monofásico en barra 20 kV.	98
Tabla 5.17: Resultado de cortocircuito monofásico en salida de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica.....	99
Tabla 5.18: Resultado de cortocircuito monofásico en final de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica.....	100
Tabla 5.19: Resultado de cortocircuito monofásico en el lado 0.8 kV transformadores de Planta Solar Fotovoltaica.	101
Tabla 6.1: Rangos de operación de frecuencia de la Unión Europea.....	125
Tabla 6.2: Ajustes de frecuencia para el relé de protección del transformador de potencia.	125

Capítulo 1: Resumen

Las subestaciones eléctricas son un pilar fundamental en las plantas generadoras, y en particular, en el caso específico de las plantas solares fotovoltaicas, temática de este proyecto. De ellas depende que la energía que se genere en la planta llegue en óptimas condiciones a la red de transporte, pasando por el transformador de potencia, el cual será el equipo por excelencia de la instalación y elevará la tensión desde valores inferiores (20 kV), hasta una tensión donde se pueda conectar a la red de transporte.

En este proyecto se abordarán cuáles serán los ajustes de las protecciones que fiscalizarán la subestación que da salida a la planta solar fotovoltaica “Don Rodrigo II”, también se tendrán en cuenta las protecciones de la línea que conecta la subestación con la red de transporte en la subestación “Don Rodrigo”, propiedad de Endesa, además de los ajustes para las protecciones de las líneas de media tensión que conectan la planta fotovoltaica con la subestación “Don Rodrigo II”.

El proyecto contará con dos capítulos introductorios; el primero (Capítulo 3) expondrá cuales son las características principales de todos los equipos que componen el sistema, desde la planta fotovoltaica (transformadores, líneas de media tensión, inversores, etc.), la subestación eléctrica (transformador de potencia, interruptor, seccionador, celdas de media tensión, transformadores de intensidad y tensión para la medida, etc.), hasta la línea de alta tensión con las características de los conductores y las torres que los soportan; además de tener en cuenta las características de los transformadores de intensidad y tensión de la posición remota en la subestación “Don Rodrigo”.

En el segundo capítulo introductorio (Capítulo 4), se especificarán cuáles son las funciones de protección que se utilizarán en cada una de las partes del sistema, por cada uno de los relés que se emplean, dando a conocer por qué es que se utilizan y las funcionalidades que cumplen cada una de ellas.

Luego en un 5to capítulo se expondrán los cálculos fundamentales para poder ajustar las protecciones, como son los cálculos de cortocircuito tanto máximos como mínimos, polifásicos y monofásicos, que servirán para conocer cuáles son las peores condiciones en las que se puede ver el sistema y a partir de allí tratar de configurar las protecciones para hacerle frente a estas situaciones.

Como parte final del desarrollo del proyecto y capítulo principal, en el capítulo 6 se ajustarán las funciones de protección desde los niveles más bajos de tensión hasta los más altos, a partir de criterios que permitan tener una instalación segura en todo momento y además que entre todas las funciones se vaya teniendo coordinación y selectividad.

Abstract

Electrical substations are fundamental to generating plants, and particularly in the specific case of photovoltaic solar plants, the topic of this project. It depends on them that the energy that is generated in the plant reaches the transmission network in optimal conditions. From here it is passed through the power transformer, which will be the installation's main equipment, and the voltage will be raised from lower values (20 kV), up until a point where it can be connected to the transmission network.

This project will address the adjustments of the protections that will control the substation that outputs the "Don Rodrigo II" photovoltaic solar plant. The protections of the line connecting the substation with the transmission network in the "Don Rodrigo" substation, owned by Endesa, will also be taken into account, in addition to the adjustments for the protections of the medium voltage lines that connect the photovoltaic plant with the "Don Rodrigo II" substation.

The project will have two introductory chapters; The first (Chapter 3) will outline the main characteristics of all the equipment that make up the system, from the photovoltaic plant (transformers, medium voltage lines, inverters, etc.), the electrical substation (power transformer, switch, disconnector, medium voltage cells, current and voltage transformers for measurement, etc.), to the high voltage line with the characteristics of the conductors and the towers that support them. Furthermore, it will take into account the characteristics of the current and voltage transformers of the remote position in the "Don Rodrigo" substation.

The second introductory chapter (Chapter 4) will outline the protection functions that will be used in each part of the system, for each of the relays that are used, outlining why they are used and the purpose each of them serve.

Then, in Chapter 5, the fundamental calculations will be set out to allow for adjustment of the protections, such as the short-circuit calculations, both maximum and minimum, polyphase and single-phase. This will serve to allow for a recognition of the poorest conditions in which the system can find itself and an understanding of how to configure the protections to deal with these situations.

In Chapter 6, as part of the end of the development of the project and main chapter, the protection functions will be adjusted from the lowest voltage levels to the highest. This is based on criteria that allows for a safe installation at all times, whilst also maintaining coordination and selectivity amongst all functions.

Capítulo 2: Introducción

La energía renovable en España se está convirtiendo en uno de los motores impulsores en la transición ecológica, desde hace alrededor de 2 años, el nivel de energía instalada al sistema eléctrico de potencia de estos tipos de energía ha alcanzado un despunte considerable; y en particular aún más, la energía fotovoltaica. Tanto es así que el nivel de potencia fotovoltaica instalada en el año 2019 fue de casi 4752 MW, más del doble que toda la potencia instalada entre los años 2009 a 2018, que fueron unos 1852 MW. Esto se debió a que cuando se había llegado a un punto importante en este sector (año 2008), comenzó la crisis financiera mundial, y por lo tanto se redujo abismalmente las inversiones en el sector.

La ejecución de plantas fotovoltaicas engloba a muchas empresas de ingeniería y ejecución, tanto civiles, automatización y control como eléctricas, que brindan un servicio indispensable para que se lleve a cabo la instalación de la planta. Entre los pilares fundamentales en la instalación y ejecución de una planta fotovoltaica, se encuentra la subestación eléctrica elevadora que da salida y conecta toda la potencia generada por la planta al sistema eléctrico de potencia. El objetivo de esta subestación es elevar el nivel de tensión al que genera la planta, a niveles propios de las redes de transmisión para que pueda ser conectada en ella, a través de una línea de alta tensión.

Entre los principales elementos que componen dichas subestaciones se encuentran:

- Transformador de potencia.
- Equipos de maniobras (seccionadores – interruptores de potencia).
- Equipos de medida (Transformadores de tensión y corriente).
- Celdas de media tensión (compuestas por interruptor, seccionador de fase y tierra y equipos de medida) a las cuales llegan las líneas con la potencia generada por la planta fotovoltaica, pasándola posteriormente al transformador de potencia elevador.

Además de los elementos que se han mencionado, estas subestaciones para llevar a cabo con éxito todas sus funciones deberán contar con un sistema de protección y control que evite la destrucción y deterioro de los equipos por causa de faltas que puedan elevar la intensidad a valores inadmisibles y pudiéndose prolongar por tiempos inaceptables, pudiendo llevar consigo desastres en la instalación, como incendios, explosiones y fenómenos que además pueden dañar la salud de las personas que se encuentren en el lugar.

El sistema de protección estará conformado y estructurado de la siguiente manera:

- Equipos de medida: Elementos que se encargan de permitir la lectura de los parámetros de la red a los relés de protección.

- Relés de protección: Equipos inteligentes que supervisan la red a través de los equipos de medida, y actuarán en dependencia de la situación en que se encuentre el sistema y de los ajustes que se le den, con tiempos lo suficientemente rápidos para evitar que las anomalías que puedan ocurrir se prolonguen en el tiempo.
- Interruptores: Elementos que se encargan físicamente de aislar el sistema cuando ocurre una falta o se está produciendo una anomalía, luego de recibir las señales de apertura desde los relés de protección.
- Sistema de comunicaciones: Las comunicaciones serán las encargadas de que los relés que integren el sistema de protección se puedan coordinar (ejemplo: Relés diferenciales), además de poder lograr comunicación entre los equipos de control (UCP: Unidad Central de Procesamiento) y elementos aguas arriba de la subestación (Despachos energía).

Objetivos:

El objetivo del presente proyecto es el ajuste y coordinación de las protecciones de la subestación elevadora “Don Rodrigo II”, que dará salida a la planta solar fotovoltaica con el mismo nombre, con niveles de tensión de 20/66 kV:

- En primer lugar, calcular y determinar las intensidades de cortocircuito, que serán las situaciones donde la instalación se verá en las peores condiciones. Se deberán determinar las intensidades tanto máximas como mínimas, debido a que en dependencia de la coordinación que se quiera lograr se deberá emplear una u otra, además de que se utilizarán para ajustar protecciones tanto de fases como de tierra.
- A partir de conocer las intensidades de cortocircuito, se procederá a ajustar los relés de protección en cada uno de los niveles de tensión, tanto los relés de celdas como los relés encargados de proteger el transformador de potencia y la línea de alta tensión, con todas las funciones que se han empleado para cada caso.
- Además, se deberá lograr selectividad y coordinación, haciendo que cada función de protección despeje el elemento en falta y que nunca actúe una función de protección aguas arriba antes que la función que debe proteger al elemento en falta.

El alcance del presente estudio comprende:

- Descripción de la subestación desde el punto de vista del funcionamiento y coordinación de todas las protecciones.
- Ajuste y coordinación de protecciones.

Capítulo 3: Descripción de la subestación

3.1.- Ubicación de la subestación.

3.1.1.- UBICACIÓN GEOGRÁFICA.

La Subestación proyectada estará situada en la parcela 2, del polígono 27 de Alcalá de Guadaíra (Referencia catastral 41004A02700002)

A continuación, se muestra la planta de la subestación georreferenciada, con un detalle de la ubicación de los elementos más generales que conforman dicha subestación.

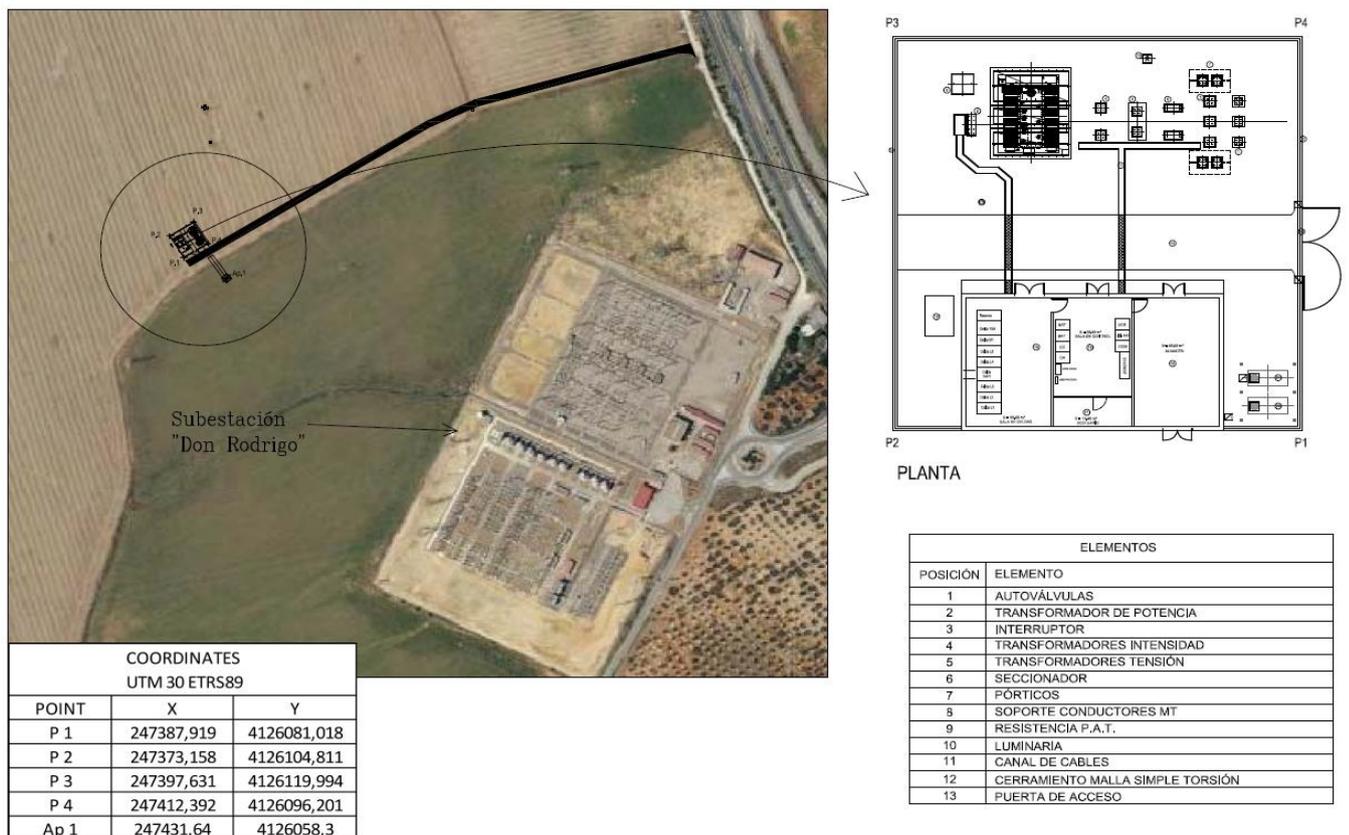


Figura 3.1: Implantación de la subestación.

3.1.2.- UBICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DENTRO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

La ejecución de esta Estación Transformadora 20/66 kV de 50 MVA se ha realizado para la evacuación de energía de la Planta Solar Fotovoltaica “Don Rodrigo II”, la cual inyecta potencia a la subestación objeto de estudio a una tensión de 20kV. La subestación eléctrica “Don Rodrigo II” se ha conectado a través de una nueva línea aérea-subterránea de 66 kV, con la subestación eléctrica existente denominada “Don Rodrigo”, en el parque de 66 kV.



Bahía de la subestación y línea de alta tensión



Pórtico de salida de línea en “Don Rodrigo II”



Tramo aéreo de la línea de alta tensión



Tramo subterráneo de la línea de alta tensión

Figura 3.2: Imágenes de ejecución de la obra

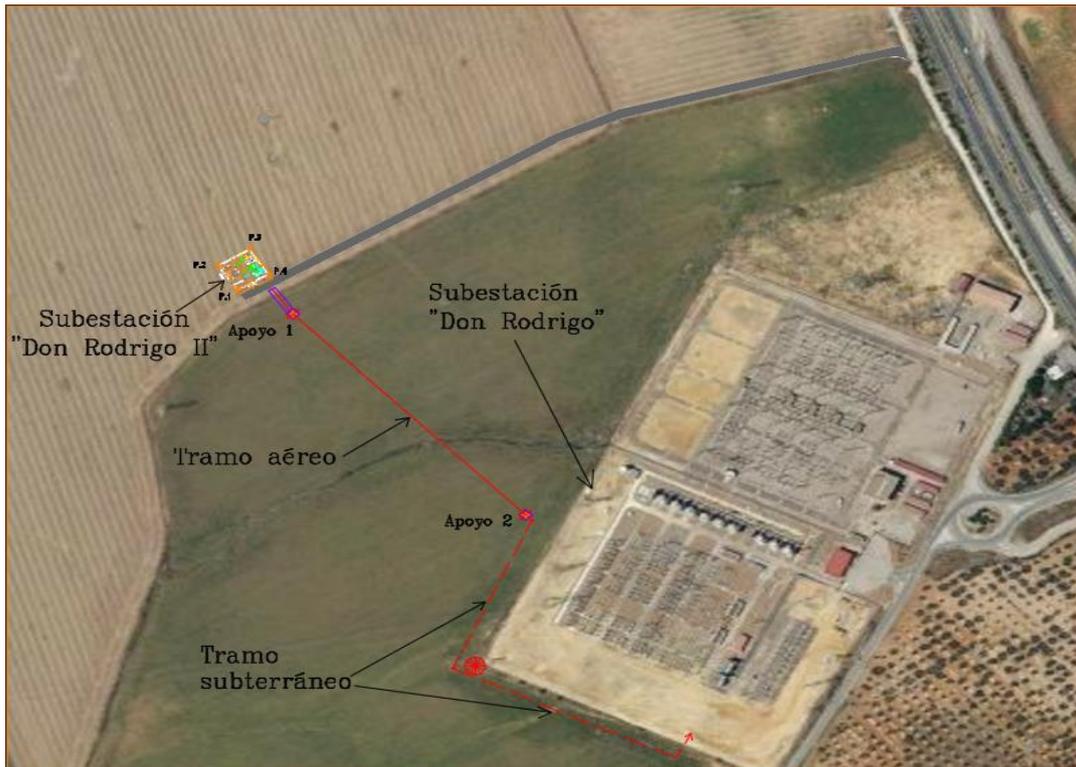


Figura 3.3: Trazado de la línea de alta tensión

La línea proyectada de 66 kV parte desde la nueva Subestación Eléctrica “Don Rodrigo II” 20/66 kV contigua a la Planta Fotovoltaica. Discurre en aéreo hasta el apoyo denominado como n°2. Se han instalado un total de 2 nuevos apoyos. La longitud del tramo en aéreo es de 560 m. Tras realizar la conversión aérea-subterránea en el apoyo n°2 la línea discurre en subterráneo hasta la Subestación “Don Rodrigo” propiedad de Endesa Distribución Eléctrica, teniendo este segundo tramo subterráneo una longitud de 320 m.

3.1.3.- CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA:

Línea Aérea de Alta Tensión:

TIPO	LÍNEA AÉREA DE ALTA TENSIÓN
Finalidad	Evacuación Planta Solar Fotovoltaica “Don Rodrigo II”
Origen	Apoyo 1
Final	Apoyo 2
Tensión	66 kV
Longitud final	560 metros
Número de circuitos	1 circuito
Número de cables	Tres por circuito
Material conductor	Aluminio
Conductor	LA-280 (242-AL1/39-ST1A)

Tabla 3.1: Datos principales de la línea de alta tensión.

Los conductores son metálicos, que permitan construir cables de características eléctricas y mecánicas adecuadas para su fin e inalterables con el tiempo, debiendo presentar, además, una resistencia elevada a la corrosión atmosférica.

Fundamentalmente se emplean conductores del tipo “aluminio con alma de acero”, según condiciones de las compañías suministradoras. Por tanto, conformes a las prescripciones técnicas impuestas por el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, así como por las normas reflejadas en la ITCLAT- 02 de dicho reglamento.

Los conductores utilizados en la red eléctrica han sido dimensionados para soportar la tensión de servicio, las botellas terminales; y los empalmes son adecuados para el tipo de conductor empleado y aptos igualmente para la tensión de servicio, además de estar diseñados y calculados para soportar la intensidad nominal de la línea y la potencia máxima capaz de generar la planta fotovoltaica.

Además, los conductores que se han empleado están contemplados en la Recomendación UNESA 3403, y conforme a las normas UNE 21144, UNE-EN 50182 y UNE-EN 50182 CORR.:2005.

Por todo lo anterior expuesto el conductor utilizado en esta línea aérea es de tipo Aluminio-Acero, según la norma UNE-50182, y tiene las siguientes características:

DENOMINACIÓN	LA-280 (242-AL1/39-ST1A)
Sección total (mm ²)	281,1
Diámetro total (mm)	21,8
Número de hilos de aluminio	26
Número de hilos de acero	7
Carga de rotura (kg)	8620
Resistencia eléctrica a 20 °C (Ohm/km)	0,1194
Peso (kg/m)	0,977
Coefficiente de dilatación (°C)	1,89E-5
Módulo de elasticidad (kg/mm ²)	7700
Densidad de corriente (A/mm ²)	3,58
Tense máximo (Zona A)	2630 Kg
EDS (En zona A)	21%

Tabla 3.2: Datos principales del conductor aéreo de la línea de alta tensión.

El conductor de protección para la línea de alta tensión elegido es el siguiente:

DENOMINACIÓN	OPGW-48
Diámetro (mm)	17
Peso (kg/m)	0,624
Sección (mm ²)	180
Coefficiente de dilatación (°C)	1,5E-5
Módulo de elasticidad (Kg/mm ²)	12000
Carga de rotura (Kg)	8000

Tense máximo (Zona A)	1900 Kg
EDS (En zona A)	15%

Tabla 3.3: Datos principales del cable de protección de la línea aérea de alta tensión.

3.1.3.1.- CARACTERÍSTICAS DE LOS APOYOS:

Apoyos:

Los apoyos son de celosía y estarán compuestos principalmente por perfiles angulares de lados iguales, atornillados.

Cabeza del apoyo:

Es estándar para todas las alturas. Se trata de una pieza de forma prismática o piramidal con sección cuadrada y resistencia aproximadamente simétrica en sus dos ejes principales de inercia. Está compuesta por cuatro montantes unidos por celosías de perfiles de lados iguales, soldados.

Fuste del apoyo:

Es una pieza de celosía tronco piramidal de sección cuadrada, formada por cuatro montantes, unidos en celosía, con angulares de lados iguales atornillados, con resistencia aproximadamente simétrica en sus dos ejes principales de inercia.

Según la altura puede estar formado por dos o más tramos, variando la composición de éstos.

Los soportes posapies deben tener una distancia libre superior a 20 cm. y se instalan cada 0.5 m aproximadamente desde una altura de 2 metros sobre la cimentación.

Crucetas:

Todas las crucetas deben permitir la utilización de cadenas de amarre o suspensión de forma sencilla. Para ello se han diseñado con tres taladros preparados para cadenas de amarre y un taladro adicional preparado para cadenas de suspensión.

El eje de los taladros preparados para cadenas de amarre es perpendicular al plano horizontal y los taladros se disponen formando un triángulo isósceles horizontal con la base paralela a la dirección de la línea.

El eje del taladro preparado para cadenas de suspensión es paralelo a la dirección de la línea.

El diámetro de estos taladros está comprendido entre 21,5 y 22 mm a no ser que se especifique expresamente otra dimensión.

Cúpula del cable de tierra:

Al igual que las crucetas, la cúpula del cable de tierra permite su utilización con función de amarre o suspensión de manera sencilla. En el caso de su uso como alineación, el cable de tierra ha quedado situado a un lado del apoyo, a una distancia horizontal mínima de 20 cm del mismo.

Conexión de los apoyos a tierra:

Se han conectado a tierra mediante una conexión específica todos los apoyos metálicos según lo indicado en el punto 7.2.4 de la ITC-LAT 07 del nuevo R.L.A.T.

Como conductores de tierra, entre herrajes y crucetas y la propia toma de tierra, puede emplearse la estructura de los apoyos metálicos.

En todos los apoyos, la unión a tierra se ha hecho de manera que pueda garantizar una resistencia de difusión mínima y de larga permanencia.

Se ha protegido los conductores de conexión a tierra en las zonas inmediatamente superior e inferior al terreno, de modo que queden defendidos contra golpes, para lo cual el paso del cable de tierra a través del macizo de cimentación se ha efectuado por medio de un tubo introducido en el momento del hormigonado. El extremo superior del tubo se ha sellado con poliuretano expandido para impedir la entrada de agua, evitando así tener agua estancada que favorezca la corrosión del cable de tierra.

Las tomas de tierra se han realizado con picas: se han colocado tantas picas como han sido necesarias para obtener una resistencia máxima de 20 ohm, conectadas entre sí y al apoyo, y separadas como mínimo 3 m. El extremo superior de la pica está a 0,5 m por debajo de la superficie del terreno. A esta profundidad irán también los cables de conexión entre las picas y el apoyo. La pica está constituida por un electrodo de acero cobreado de 2 m de longitud y 14 mm de diámetro, provisto de una punta forjada, para facilitar su penetración en el terreno.

La configuración final de la línea aérea de alta tensión se muestra en la figura a continuación, donde R, S y T son las tres fases, siendo la protección de la línea un cable con fibra óptica. También se muestran las distancias de las fases y el cable protector con respecto al suelo y al eje vertical de la torre.

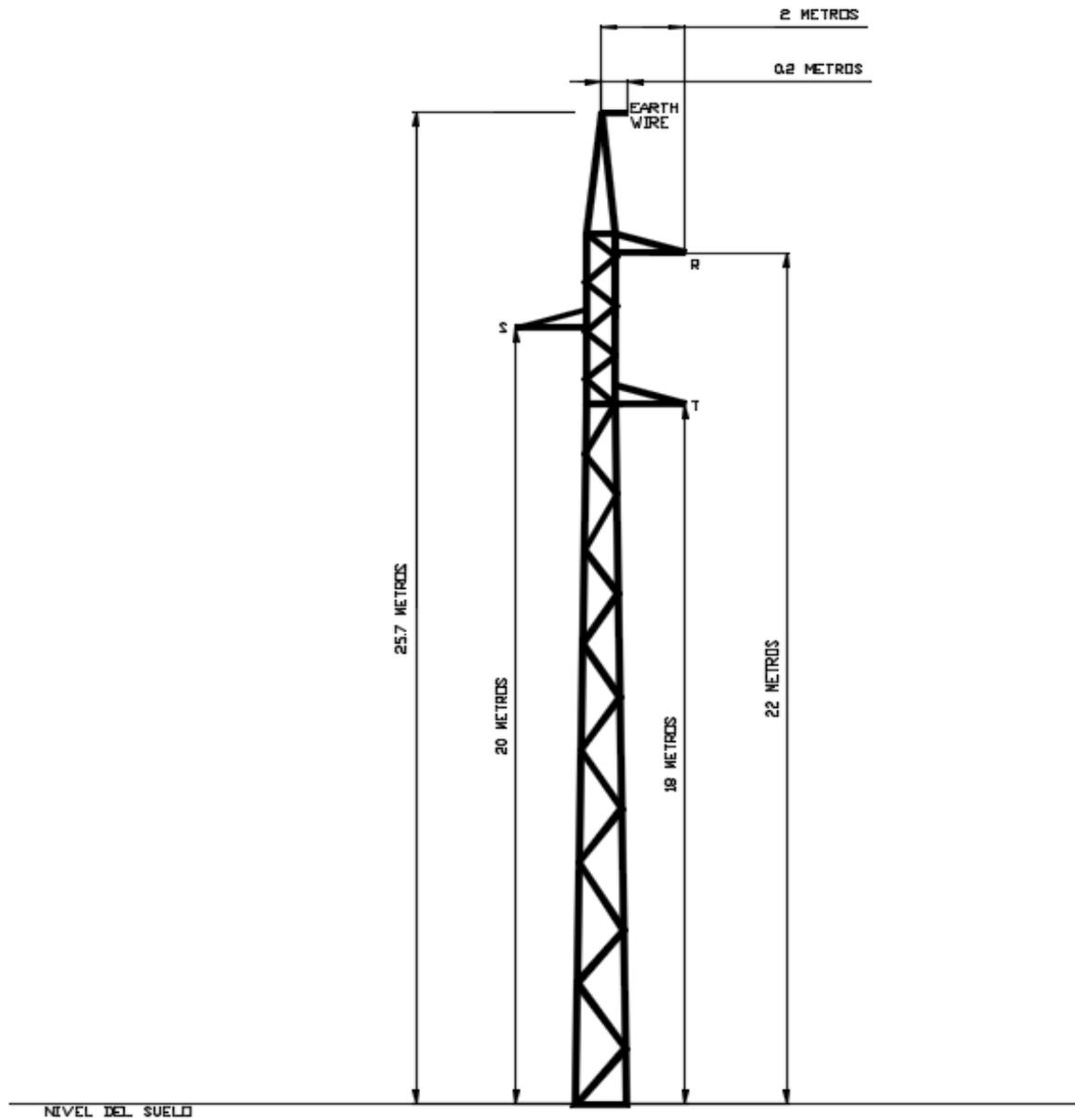


Figura 3.4: Configuración de la línea aérea de alta tensión.

Línea subterránea de Alta Tensión:

PASO A SUBTERRÁNEO

En el apoyo de transición aéreo-subterráneo se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se ha colocado una autoválvula/pararrayos por cada terminal de exterior.

- En el tramo aéreo de subida al apoyo los cables se han protegido con un tubo de material aislante de acuerdo con lo especificado en el Procedimiento de Endesa Distribución KME 003 “Tendido de cables subterráneos de Alta Tensión” para evitar incendios. Han quedado obturados por la parte superior con espuma de poliuretano expandido para evitar la entrada de agua y se han empotrado en la cimentación del apoyo, sobresaliendo 4m por encima del nivel del terreno (para conductores de 66 KV).

CABLE AISLADO DE POTENCIA

La línea subterránea de 66 kV está constituida por una terna de cables unipolares dispuestos en triángulo (tresbolillo). El cable empleado es del tipo unipolar subterráneo de alta tensión XLPE 36/66 KV con conductor de aluminio de 1000 mm² de sección y pantalla de cobre de 95 mm² de acuerdo con la Norma de Endesa Distribución KNE 001. Estos cables están recogidos en la norma UNE-HD 632-3A y UNE-HD 632-5A.

CARACTERÍSTICAS NOMINALES	
Tensión nominal	36/66 kV
Tensión de ensayo a frecuencia industrial durante 30 min entre conductor y pantalla	72.5 kV
Tensión soportada a impulsos	325 kV
Temperatura nominal máxima del conductor en servicio normal	90 °C
Temperatura nominal máxima del conductor en condiciones de cortocircuito	250 °C

Tabla 3.4: Datos principales del cable subterráneo de la línea de alta tensión.

COMPOSICIÓN	
Sección del conductor	1000 mm ²
Material del conductor	Aluminio
Material del aislamiento	XLPE
Tipo de pantalla	Hilos de cobre
Material de la pantalla	Cobre
Sección de la pantalla	95 mm ²
Material de la cubierta	Poliolefina

Tabla 3.5: Composición del cable subterráneo de la línea de alta tensión.

CONEXIÓN DE PANTALLAS

En este proyecto se ha utilizado la conexión de las pantallas a tierra en un solo punto (single point). En este tipo de conexión, las pantallas están conectadas a tierra en un extremo de la ruta; en todos los otros puntos, las pantallas están aisladas de tierra. La pantalla que ha sido aislada de tierra tendrá un voltaje inducido proporcional a la longitud del circuito, a la intensidad que pase por el conductor y a la separación entre cables. Esta tensión tendrá el valor máximo en el punto más alejado de la conexión a tierra. Debido a que el circuito no está cerrado, se eliminan las circulaciones de corrientes por las pantallas. Los tramos subterráneos en los que se realiza conexión de pantallas del tipo Single-Point, llevan un cable de continuidad de tierras de 95 mm² de cobre.

CARACTERÍSTICAS DE LA ZANJA

En la zanja las fases están dispuestas en triángulo. Cada uno de los cables va por el interior de un tubo de polietileno de doble capa, quedando todos los tubos embebidos en un prisma de hormigón que sirve de protección a los tubos y provoca que éstos estén rodeados de un medio de propiedades de disipación térmica definidas y estables en el tiempo.

El tubo de polietileno de doble capa (exterior corrugada e interior lisa) que se dispone para los cables de potencia tiene un diámetro exterior de 200 mm.

También se han instalado 2 tubos lisos de polietileno de alta densidad, de 160 mm y 200 mm de diámetro respectivamente. El de 160 mm se ha empleado para la colocación del cable de comunicaciones de fibra óptica y el otro tubo de 200 mm se utilizará como reserva.

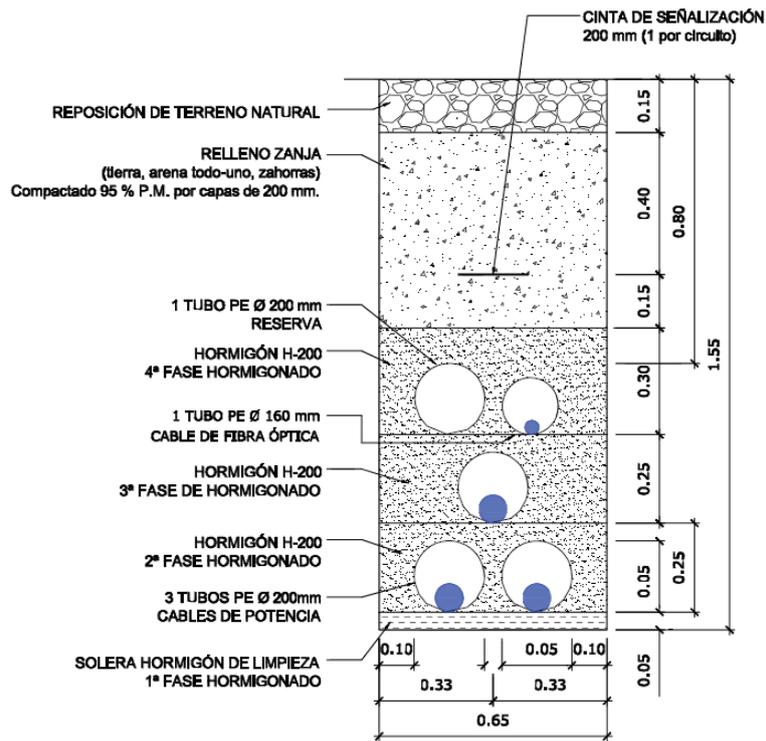
La profundidad de la zanja para el soterramiento de la línea subterránea de alta tensión es de 1,32 metros. Esta profundidad ha sido mayor en el caso de cruzamientos con otras canalizaciones que obliguen a variar la profundidad de la línea, siendo en todo momento inferior a los 2 metros.

La anchura de la zanja es de 0,6 m.

Los tubos van colocados sobre una solera de hormigón HM-20 de 5 cm de espesor. Tras colocar los tubos se ha rellenado de hormigón hasta 10 cm por encima de la superior de los mismos.

El relleno con tierras se ha realizado con un mínimo grado de compactación del 95% Proctor Modificado.

La cinta de señalización, según norma ETU 205A, que sirve para advertir de la presencia de cables de alta tensión, se ha colocado a unos 20 cm por encima del prisma de hormigón que protege los tubos.



SIMPLE CIRCUITO

Figura 3.5: Configuración de la línea subterránea de alta tensión.

3.2.- Configuración de la subestación.

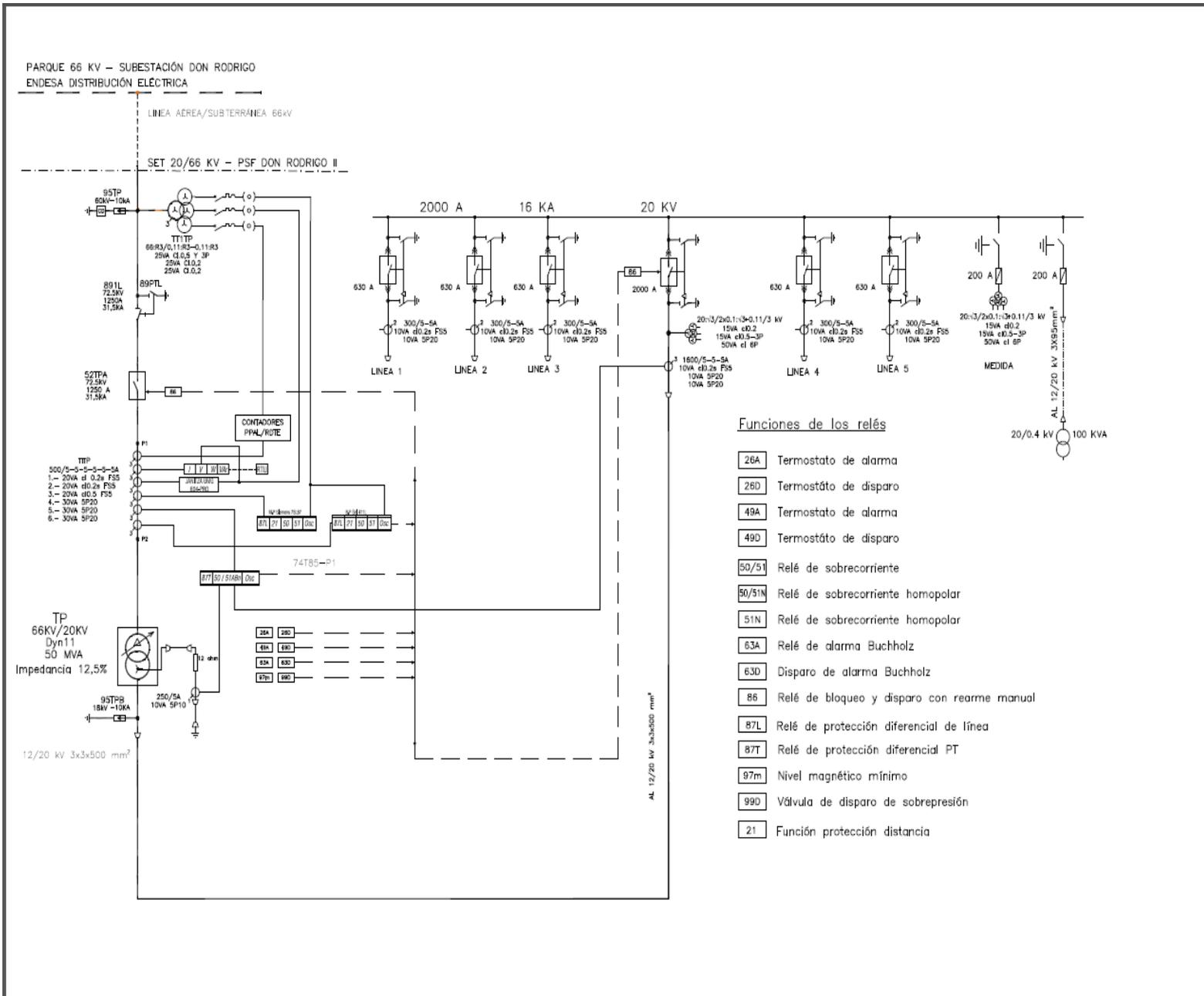


Figura 3.6: Esquema unifilar de protección de la subestación.

El esquema unifilar de la subestación se muestra mas detallado en el anexo del proyecto.

LA SUBESTACIÓN ESTÁ CONSTITUIDA POR:

- Parque de 66 kV.
- Parque de 20 kV.

- Transformación
- Sistema de Control y Protecciones
- Sistema de Medida para la facturación
- Sistema de Servicios Auxiliares
- Sistema de Telecomunicaciones
- Sistema de Puesta a tierra

3.2.1.- PARQUE DE 66 KV

- Tipo: Exterior Convencional
- Esquema: Línea - Transformador de Potencia
- Alcance: 1 posición de línea + transformador (compartiendo apartamento). Es decir, el transformador de tensión, transformador de intensidad, seccionador e interruptor, son los mismos tanto para la entrada de línea como para el transformador de potencia.

3.2.2.- PARQUE DE 20 KV

- Tipo: Cabinas interior blindadas aisladas en gas SF6
- Esquema: Simple barra
- Alcance: 1 posición de transformador de potencia
- 5 posiciones de línea
- 1 posición de transformador de servicios auxiliares

3.2.3.- TRANSFORMACIÓN

Estará constituida por:

- 1 Transformador 66/20 kV 50 MVA, con regulación en carga.
- 1 Resistencia de puesta a tierra.

3.2.4.- SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIONES

El sistema de protección y control está conformado por un sistema jerárquico, donde en una primera instancia encontramos los equipos que directamente están conectados a la red de alta tensión, encargados de captar y transformar los parámetros de red a valores admisibles para los equipos que procesan dicha información captada, y que directamente gestionan todos los procesos a nivel de bahía, como es el control, protección, enclavamiento, regulación de tensión, mediciones; para luego toda esta información se lleve a un nivel superior a través de comunicaciones (IEC 61850; SCADA) mediante las cuales se pueda supervisar y realizar maniobras (operadores del sistema) con el objetivo de un control local de la subestación.

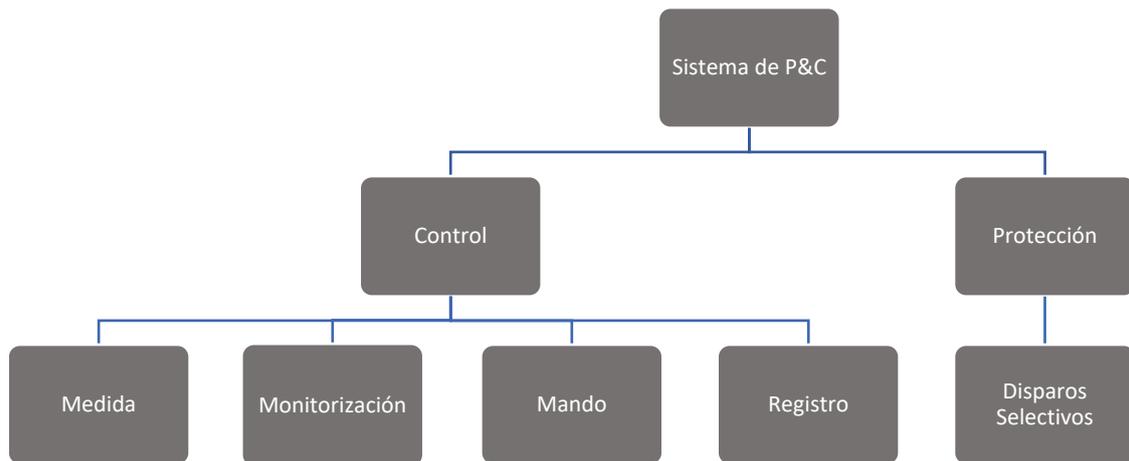


Figura 3.7: Árbol jerárquico de control de la subestación.

3.2.5.- SISTEMA DE MEDIDA

La medida para la facturación se realiza en la red de 66 kV. Compuesto por un punto de medida principal y otro redundante, instalados ambos en el extremo de la nueva subestación conforme al reglamento de puntos de medida (RPM).

Los equipos de medida están alimentados para su funcionamiento por el sistema de servicios auxiliares, tanto de corriente alterna como de corriente continua; el sistema de corriente alterna alimenta cada MODEM, tanto del contador principal como del redundante, a una tensión de 230 V; dicho MODEM permite la lectura de los contadores a través de una línea de teléfono analógica, además de poder gestionar mediante llamadas el control, descarga de datos y registros del contador. El equipo propio del contador está alimentado por el sistema Rectificador-Batería a una tensión de 125 V de corriente continua.

Para la conexión de los contadores a la red con el objetivo de la medida se hace a través de los transformadores de tensión e intensidad, y se deben cumplir una serie de requisitos que garanticen la más alta eficiencia y calidad del proceso, los cuales se recogen en el “**BOE núm. 95, miércoles 21 abril 1999**”, donde los más importantes se describen a continuación:

- Los transformadores de medida serán de tipo inductivo.
- El secundario de los transformadores de medida al que se conecten los contadores deberá estar dedicado exclusivamente a la medida.
- El conjunto de la carga simultánea sobre todos los devanados de los transformadores de tensión es conveniente que se aproxime a su potencia nominal. En ningún caso esta carga simultánea estará por debajo del 50 por 100 de dicha potencia, ni el factor de potencia ($\cos \varphi$) será inferior a 0,8, aunque para ello sea preciso intercalar cargas artificiales, que en este proyecto se han colocado resistencias de carga que garanticen que el transformador de tensión siempre va a estar por encima de un 50 % de su capacidad, evitando sobretensiones y errores en la medida.

- El cableado de interconexión entre los transformadores y el equipo de medida tendrá la sección suficiente para garantizar una caída de tensión inferior al 1 por 1.000 y en ningún caso será inferior a 6 milímetros cuadrados.
- La carga máxima del cable, empleado para la interconexión entre el transformador de intensidad y el equipo de medida, será inferior a 4 VA y su sección nunca será inferior a 6 milímetros cuadrados.
- Para puntos frontera con una potencia aparente nominal igual o inferior a 80 MVA, en caso de instalar un equipo redundante, éste podrá compartir el secundario de cualquiera de los transformadores de medida integrantes del equipo principal.
- Los transformadores de tensión deberán tener una clase de precisión de 0,2 para medida y los transformadores de intensidad deberán tener una clase de precisión igual o mejor que 0,2S, por lo que en este proyecto se ha diseñado los secundarios encargados de la medida a partir de estas exigencias.

3.2.6.- SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES

Está constituido por:

- 1 Transformador 20/0,4kV de 100 KVA.
- 1 Cuadro General de Corriente Alterna (CGCA)
- 1 Rectificador-Batería 125 V. c.c. 100 Ah.
- 1 Cuadro General de Corriente Continua (CGCC)

3.2.6.1-SERVICIOS AUXILIARES DE C.A.

Se ha instalado un transformador de servicios auxiliares conectado a su respectiva cabina de MT.

La distribución se realiza mediante el Cuadro de Servicios Auxiliares.

CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES	
Tensión en vacío de AT	20000 V
Tensión en vacío de BT	400-230 V
Potencia	100 kVA
Grupo de conexión AT/BT	Dyn11
Clase de refrigeración	Natural
Impedancia de cortocircuito	4 %

Tabla 3.6: Características principales del transformador de servicios auxiliares.

La potencia nominal del transformador de servicios auxiliares se ha dimensionado a partir de las cargas que se conectarán a él, tanto el cuadro de distribución de corriente alterna, como las baterías de corriente continua. Además de tener en cuenta una predicción de carga futura.

Basándonos en la norma Endesa el valor base para la impedancia de cortocircuito es del 6% para todos los niveles de voltaje, relación y potencia nominal de los transformadores, aunque para transformadores con potencia nominal de 25 kVA a 630 kVA, los valores de base adicionales para el por ciento de impedancia de cortocircuito serán de 4% a 5%, por lo que el transformador se ha diseñado con una impedancia de cortocircuito del 4%.

El tipo de conexión del transformador debe ser Dyn11 según especificaciones técnicas de Endesa, teniendo como ventajas la posibilidad de alimentar cargas trifásicas y monofásicas al mismo tiempo, además de poder neutralizar algunos tipos de armónicos de la red a partir de su conexión en delta en el lado de alta tensión.

El sistema de servicios auxiliares de corriente alterna alimenta las siguientes cargas:

- Cargador de las baterías de corriente continua.
- Alumbrado y fuerza de la subestación.
- Climatización en el edificio de la subestación.
- Regulador en carga y ventiladores del transformador de potencia.
- MODEM del sistema de medida.
- Anillo de calefacción de la aparamenta.
- Sistema antintrusismo y detección de incendios.

3.2.6.2-SERVICIOS AUXILIARES DE C.C.

Se han instalado 2 equipos Cargador-Batería de 100 Ah. 125 V. c.c., así como 1 convertidor 125/48 Vcc y la distribución se realiza mediante el Cuadro de Servicios Auxiliares de corriente continua.

La alimentación de los armarios se realiza con dos anillos, uno de batería 1 para protecciones principales y otro de batería 2 para las protecciones de respaldo.

Las características principales del sistema Cargador-Batería son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS CARGADOR-BATERÍA		
Características generales	Tensión nominal	125 Vcc
	Consumo en permanencia	10 A
Características de la batería	Tipo	Ni-Cd
	Número de elementos	92
	Tensión de flotación	1.40 V/elemento
	Capacidad nominal	100 Ah
	Tipo de descarga	L
Características del cargador	Tensión de salida estabilizada	1%

	Rizado de la tensión	100 mVpp
	Intensidad de salida	40 A

Tabla 3.7: Características principales del conjunto Cargador-Batería.

La potencia nominal del banco de baterías, como la capacidad de los cargadores, se han dimensionado a partir de las cargas que se conectan a él, como son los equipos de protección, control y medida, así como los motores que accionan los mandos de la aparamenta, como los seccionadores, interruptores, etc., además de tener en cuenta una predicción de carga futura con un factor de margen de diseño (1.05 normalmente), y un factor de envejecimiento (normalmente 1.1).

La carga total de corriente continua de la subestación es de 10.8 kVA.

La intensidad de salida de los cargadores de baterías para subestaciones eléctricas debe ser mayor que 20 A, según la **norma IEEE 946**, además debe tener en cuenta lo normalizado por Endesa de dos cargadores de 20 A para baterías de 100 Ah.

La tensión de rizado no es más que la diferencia entre la tensión máxima y la tensión mínima de la forma de onda de salida de la fuente de tensión de corriente continua (batería), por lo que a una menor tensión de rizado la calidad del suministro de corriente continua será mejor, logrando un mejor funcionamiento de los equipos que alimenta el sistema Cargador-Batería.

Según la normativa Endesa debemos garantizar que esta tensión de rizado sea menor que un 2%, siendo este sistema diseñado con el 1% (100 mVpp).

El sistema de servicios auxiliares de corriente continua alimenta las siguientes cargas:

- Circuitos de control, protecciones y alarmas.
- Circuitos de equipos de comunicaciones.
- Circuitos de equipos de medida.
- Circuitos de accionamiento de la aparamenta de alta tensión (Seccionador, Interruptor).

3.2.7.- SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES Y CONTROL

3.2.7.1.- TELECOMUNICACIONES PARA EL TELECONTROL.

Su función es comunicar el sistema de control integrado de la subestación con el despacho de maniobra de Endesa.

En el armario de la UCS se han equipado dos canales de comunicaciones (comunicación redundante) que utilizan la fibra óptica para llegar hasta el despacho.

La fibra óptica también se utiliza para la **telegestión**, el cual es un sistema que se ha venido instalando por la mayoría de las compañías desde hace algunos años. Este sistema permite acceder a los equipos de protección, control y medida, para cambiar configuraciones y dar mantenimiento

a estos dispositivos sin tener que ir a la subestación. Además, permite descargar información sobre los registros de los osciloperturbógrafos, cargar nuevas configuraciones en los relés de protecciones, etc.

3.2.7.2.- TELECOMUNICACIONES PARA LAS PROTECCIONES

Las protecciones de líneas son diferenciales por lo que necesitan una comunicación constante entre sus extremos; para dicha función se utiliza la fibra óptica instalada en el cable de tierra para comunicar estos equipos.

La fibra óptica en el tramo subterráneo va dentro de un tubo independiente.

Adicionalmente es necesario otro equipo para las funciones de teledisparo, que también se comunica entre los dos extremos mediante la fibra óptica.

3.2.7.3.- CONTROL DE LA SUBESTACIÓN

El control de la subestación es el sistema encargado de controlar local y remotamente todos aquellos dispositivos que puedan cambiar el estado de dicha subestación, como son los interruptores y seccionadores, además de tener acción sobre la información que nos brinda el sistema de medida, pudiendo obtener registros de los parámetros en tiempo real y ondas de perturbaciones que se generan debido a faltas por cortocircuitos, obtenidas de los osciloperturbógrafos que se encuentran incluidos en los relés de protección.

Para ejecutar el control de la subestación debemos contar con una UCP (Unidad de Control de Posición) por cada bahía. En la actualidad estas UCP están incluidas en los relés de protección, debido a la modernidad de los mismos y a su capacidad de asumir varias funcionalidades.

Las principales funciones de la UCP son:

- Medida de valores analógicos (intensidad, tensión, potencia, etc.) directamente desde los secundarios de los TT/I y TT/T
- Protección de la posición.
- Mando y señalización remota de los dispositivos asociados a la posición. (interruptores, seccionadores, etc.)
- Adquisición de las entradas digitales procedentes de campo asociadas a la posición.
- Gestión de alarmas internas de la propia UCP.

Todas las UCP se comunican con la UCS o SCADA de la subestación por 61850, que es la encargada de realizar la telegestión, comunicando todo lo que las UCP's pueden captar y ejecutar con el despacho de maniobras. Las principales funciones de la UCS son:

- Mando y Señalización de todas las posiciones de la subestación
- Ejecución de automatismos generales a nivel de subestación.

- Presentación y gestión de las alarmas del sistema.
- Gestión de las comunicaciones con el sistema de Telecontrol.
- Gestión de las comunicaciones con todas las UCP
- Gestión de periféricos: terminal local, impresora y módem.
- Generación de informes.
- Sincronización horaria.

3.2.8.- SISTEMA DE PUESTA A TIERRA INFERIOR.

La instalación general de puesta a tierra inferior cumple las siguientes funciones:

- Proteger al personal y equipo contra potenciales peligrosos.
- Proporcionar un camino a tierra para las intensidades originadas por descargas atmosféricas, por acumulación de descargas estáticas o por defectos eléctricos.
- Referenciar el potencial del circuito respecto a tierra.
- Facilitar a los elementos de protección el despeje de falta a tierra.

Se ha dimensionado de acuerdo con los siguientes datos:

CRITERIOS INICIALES DE DISEÑO	
Intensidad de defecto a tierra	16.292 kA
Duración del defecto	0.5 seg
Tipo de electrodo	Malla
Material del conductor	Cobre

Tabla 3.8: Criterios iniciales de diseño para la malla de puesta a tierra.

La intensidad de defecto que se ha considerado ha sido la intensidad de cortocircuito en bornas de 66 kV del transformador de potencia.

Los defectos a tierra en el sistema de 20 kV se verán limitados por una resistencia de puesta a tierra la cual se ha dimensionado para limitar la intensidad de falta a 1000 A según lo que indica la norma Endesa.

Las características de la resistencia de puesta a tierra se describirán en el apartado 3.3.

3.2.8.1.- CARACTERÍSTICAS DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

El sistema de puesta a tierra está formado por:

- Electrodo de puesta a tierra, que es una malla enterrada de cable de cobre de 95 mm². Los conductores en el terreno se han tendido formando una retícula, estando dimensionado de manera que al dispersar la máxima corriente de fallo las tensiones de paso y de contacto estén dentro de los límites admisibles por el presente reglamento (Instrucción MIE-RAT-13).
- Líneas de tierra que son conductores de cobre desnudos de 95 mm² o pletina de cobre de 25x3 mm que conectan los elementos que deban ponerse a tierra al electrodo de acuerdo a las instrucciones generales y particulares de puesta a tierra.

3.2.8.2.- PUESTA A TIERRA DE PROTECCIONES

Se han colocado a tierra las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones.

Se han conectado a las tierras de protección, entre otros, los siguientes elementos:

- Los chasis y bastidores de aparatos de maniobra.
- Los envolventes de los conjuntos de armarios metálicos.
- Las puertas metálicas de los locales.
- Las vallas y las cercas metálicas.
- Los soportes, etc.
- Las estructuras y armaduras metálicas del edificio que contendrá la instalación de alta tensión.
- Los blindajes metálicos de los cables.
- Las tuberías y conductos metálicos.
- Las carcasas de los transformadores.

3.2.8.3.- PUESTA A TIERRA DE SERVICIO

Se han conectado a las tierras de servicio los elementos de la instalación, y entre ellos:

- Los neutros del transformador de potencia y del transformador de S.A.
- Los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida.
- Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra.

3.2.8.4.- INTERCONEXIONES DE LAS PUESTAS A TIERRA (DE SERVICIO Y DE PROTECCIÓN)

Las puestas a tierra de protección y de servicio de la instalación se han conectado entre sí, constituyendo una instalación de tierra general.

3.2.8.5.- RED DE TIERRA AÉREA

Para la protección de la subestación frente a descargas atmosféricas (frente de onda escarpado tipo rayo), se ha instalado una red de protección aérea basada en la colocación sobre los pórticos de amarre de las líneas pararrayos con dispositivo de cebado normalizado según Norma UNE 21.186.

3.2.9.- SISTEMAS DE SEGURIDAD

Formado por protección contra-incendios y anti-intrusismo.

3.2.9.1.- PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

SISTEMA AUTOMÁTICO DE DETECCIÓN DE INCENDIOS:

Consiste en un sistema de detección mediante detectores de humo del tipo iónico, en sala de control, baterías y telecomunicaciones, y del tipo térmico-termovelocimétrico en transformador de S.A., de doble cámara de ionización y en un sistema de alarmas mediante pulsadores manuales localizados en puntos estratégicos con el fin de que el personal que primero localice un incendio pueda dar la alarma sin esperar la actuación del sistema de detección.

Se ha instalado una central de alarmas y señalización con capacidad para todas las zonas de detección.

EXTINTORES MÓVILES:

Se han instalado en el interior del edificio extintores móviles de 3,5 Kg. en sala de control y de 5 Kg. en posición de MT, de capacidad de CO₂.

Ubicado en las cercanías del transformador de potencia se ha instalado un extintor móvil de 25 Kg. de polvo polivalente.

3.2.9.2.- PROTECCIÓN ANTINTRUSISMO

Se ha dotado al parque de un sistema de detección de intrusismo con emisores-células receptoras, cuyas señales irán a parar al sistema general de alarmas situado en el interior del edificio.

3.3.- Características de la aparamenta.

Las subestaciones eléctricas están conformadas por una serie de equipos y dispositivos que permiten un funcionamiento seguro, además de poder conectar y desconectar circuitos de la red, cambiando la configuración de la misma. Esto nos posibilita gestionar la red para brindar un mejor servicio, teniendo la capacidad de realizar las maniobras necesarias con plena seguridad y poder

también llevar a cabo los mantenimientos necesarios para que el sistema se mantenga en óptimas condiciones.

A continuación, se describirán las principales características que tienen tanto los equipos que conforman el sistema de 66 kV como los que conforman el sistema de 20 kV, además de todo el equipamiento de baja tensión. Todos estos datos serán fundamentales para poder desarrollar un adecuado sistema de protección, teniendo en cuenta las funcionalidades que nos pueden brindar todos estos equipos y utilizarlos al máximo posible.

3.3.1.- PARÁMETROS BÁSICOS DE DISEÑO (66kV)

En los PARÁMETROS BÁSICOS DE DISEÑO se recogen cuáles son las características principales que deben cumplir, en este caso, la aparatenta de 66 kV, para que estos equipos tengan un correcto desempeño tanto en condiciones normales de funcionamiento de la red, como en situaciones anómalas (faltas, transitorios debido a la conexión y desconexión de cargas o de generación, sobrecargas, etc.).

A continuación, exponemos cuales son las características básicas de diseño que tiene la aparatenta de 66 kV.

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	POSICIÓN 66kV
Tensión nominal	kV	66
Tensión más elevada para el material	kV	72.5
Frecuencia nominal	Hz	50
Tensión soportada a frecuencia industrial	kV	140
Tensión soportada a impulso tipo rayo	kV	325
Conexión del neutro		Resist. de puesta a tierra sec.
Línea de mínima fuga de aisladores	mm	1813
Intensidad nominal en barras	A	1250
Intensidad nominal posición de línea	A	1250
Intensidad nominal posición de transformador	A	1250
Intensidad máxima de defecto trifásico	kA	31.5
Intensidad límite térmico	kA	35
Intensidad límite dinámica	kA	75
Duración del defecto trifásico	seg.	1
Tensión servicios auxiliares c.a	V	400/230
Tensión servicios auxiliares c.c. control y prot.	V	125

Tabla 3.9: Características básicas de diseño de la aparatenta de 66 kV.

Tensión nominal: Es la tensión nominal de explotación de la instalación en el lado de alta tensión (66 kV).

Tensión más elevada para el material: Valor eficaz máximo de la tensión entre fases para el cual está especificado el material del equipo en relación a su aislamiento. Es la tensión máxima que puede presentar la red en condiciones normales de explotación.

Frecuencia nominal: Es la frecuencia industrial de operación del sistema eléctrico.

Tensión soportada a frecuencia industrial: En muchas ocasiones los equipos se pueden ver sometidos a sobretensiones a frecuencia industrial, que pueden durar desde segundos hasta algunas horas, en dependencia de las protecciones que disponga la red; por ello los equipos deben de ser capaces de soportar dichas tensiones sin sufrir perforaciones ni contorneamiento en el aislamiento durante los ensayos que se le aplican bajo unas condiciones específicas (tensión-tiempo).

Tensión soportada a impulso tipo rayo: En la operación de una red eléctrica los equipos se ven con frecuencia sometidos a sobretensiones más elevadas que las que soporta el material en condiciones de permanencia, aunque el tiempo de duración es muy corto (milisegundos). Estas sobretensiones transitorias se clasifican en lentas o rápidas; las lentas son provocadas generalmente por maniobras en la red, mientras que las rápidas son provocadas por condiciones atmosféricas, como es el rayo. Los equipos deben de pasar ciertos ensayos para comprobar que son capaces de soportar dichas sobretensiones sin que se vean afectados.

Conexión del neutro: En esta instalación el neutro de media tensión del transformador de potencia se ha conectado a tierra a través de una resistencia de puesta a tierra que limita la intensidad de cortocircuito homopolar para que esté por debajo de un valor establecido (1000 A) según normativa de Endesa. La conexión del transformador de potencia en media tensión es en estrella, por lo que nos facilita la conexión de la resistencia sin tener que utilizar otras alternativas para obtener el neutro (reactancia en zigzag de puesta a tierra).

Línea de mínima fuga de aisladores: Es la separación más corta a lo largo de la superficie de un material aislante entre las dos partes conductoras. Esta distancia depende de la tensión a la que se verán sometidos los aisladores y del nivel de contaminación en el entorno.

Intensidad nominal: La intensidad nominal tanto en barras, línea, como en el transformador de potencia en el lado de alta tensión es la misma, debido a que la configuración de nuestra subestación es Línea-Transformador con ausencia de un embarrado rígido. Esta intensidad nominal ha sido seleccionada tomando como referencia la norma Endesa, teniendo en cuenta la tensión más elevada para el material, además de la **IEC 62271-1** y **IEC 60059**.

Intensidad máxima de defecto trifásico: Esta intensidad es como bien lo dice su nombre, la intensidad trifásica máxima que puede soportar la aparataje, que en nuestro caso está muy por encima de los valores de cortocircuito trifásico máximos en la subestación.

Intensidad límite térmica: Es el valor eficaz más elevado de la intensidad que puede soportar la aparataje de alta tensión al efecto Joule durante un segundo sin sufrir deterioro.

Intensidad límite dinámica: Es el valor de cresta de la primera onda de la intensidad de cortocircuito que puede soportar la aparataje sin sufrir deterioro.

A partir de los datos de la tabla anterior se han diseñado los principales equipos primarios de la subestación (Interruptor, seccionador, transformadores de medida, etc.), para obtener adecuados criterios de fabricación y lograr que los mismos puedan alcanzar una operación correcta.

3.3.1.1.- INTERRUPTOR.

Tipo	Interruptor tripolar de potencia (ABB) de SF6 con operación tripolar (1 mando – 3 polos), con mecanismo de operación FSA y características técnicas de acuerdo a esta tabla.
Agente Aislante y extintor	SF6
Tensión nominal	72.5 kV
Frecuencia	50 Hz
Poder de cierre asignado	79 kA
Intensidad de corriente nominal	1250 A
Intensidad nominal de corte de cortocircuito	31.5 kA
Accionamiento	Tripolar
Duración del cortocircuito	3 s
Secuencia de operación	O-0.3 s- CO- 3 min- CO
Mando	Motorizado con doble bobina de disparo, bobina de cierre y bobina de mínima tensión

Tabla 3.10: Características principales del interruptor de 66 kV.

Interruptores en SF6: El interruptor que hemos empleado utiliza como material aislante y extintor del arco eléctrico el SF6 (hexafluoruro de azufre), el cual está contenido dentro de la cámara de contactos fijos y móviles que permiten o no el paso de la corriente.

Desde hace algún tiempo se ha venido demostrando la versatilidad de este material para las funciones aislantes en interruptores eléctricos, tiene excelentes propiedades dieléctricas de extinción del arco, lo que lo hace superior a otros medios, como el aire o aceite. Algunas de sus principales ventajas son:

- Es un gas incoloro, inodoro, no tóxico y no inflamable, lo que permite tener mayor seguridad ante incendios en las instalaciones.
- Su densidad es cinco veces mayor que la del aire, permitiendo ser más eficaz a la hora de extinguir el arco.
- Tiene una alta conductividad térmica y ayuda a mejorar la refrigeración de las piezas que transportan corriente.

Para mantener las garantías de funcionamiento del gas, este debe de estar a una presión determinada, cuando el valor de dicha presión cae por debajo de los valores permitidos el interruptor dará orden de desconexión, evitando que en caso de falla este no pueda abrir.

Poder de corte y cierre: Esta propiedad es la capacidad que tienen los interruptores de poder abrir - cerrar sus contactos en condiciones de cortocircuito.

En la **norma UNE-EN 60947-2** se detalla esta propiedad para los interruptores, relacionando el poder de corte con el de cierre a través de un factor de poder de cierre.

Accionamiento: El accionamiento es tripolar, el cual utiliza un único mando para los tres polos, permitiendo una simultaneidad a la hora de ejecutar cualquiera de las maniobras de apertura o cierre.

Secuencia de operación: Tenemos una secuencia de operación rápida 1, según se indica en la tabla anterior, donde **O** será la operación de apertura y **CO** será la operación de cierre inmediatamente después de la operación de apertura.

Entre las características principales de este interruptor encontramos sus dos bobinas de disparo y una de cierre, permitiendo mayor fiabilidad cuando actúen las protecciones y se quieran despejar las faltas, por lo que se envían disparos en paralelos a ambas bobinas de apertura.

3.3.1.2.- SECCIONADOR

Tipo	Seccionador tripolar exterior de columnas giratorias, con bornas de conexión planas, apertura central y con cuchilla de puesta a tierra
Apertura	Central
Montaje	Horizontal
Número de columnas por polo	2 columnas
Tensión asignada	72.5 kV
Tensión soportada a impulso tipo rayo, a tierra y entre polos	325 kV
Tensión soportada a frecuencia industrial, a tierra y entre polos	140 kV
Intensidad nominal	1250 A
Intensidad admisible de corta duración 1 seg	31.5 kA
Accionamiento cuchillas principales	Mando manual por palanca
Accionamiento cuchillas de puesta a tierra	Mando manual por palanca
Enclavamientos entre mandos de seccionador y Pat.	Cerradura tipo HERPE
Aisladores de apoyo	Porcelana

Tabla 3.11: Características principales del seccionador con puesta a tierra de 66 kV.

La utilización de este tipo de seccionador (dos columnas por polo con apertura central) es una de las más empleadas en la actualidad, debido a que requiere menores distancias entre ejes y por lo tanto menor espacio para su ubicación; esto es uno de los puntos más importantes a la hora de seleccionar un seccionador para que se puedan respetar las distancias eléctricas.

Los seccionadores se han suministrado con cuchillas de puesta a tierra, enclavadas mecánicamente con las principales, es decir, mientras la cuchilla de puesta a tierra esté cerrada la cuchilla principal no puede cerrar.

Para el accionamiento de las cuchillas, tanto principales como de puesta a tierra se dispondrá de un mecanismo de transmisión que permita tener un mando único y a través de él se ejecute la apertura y cierre de los tres polos del seccionador.

3.3.1.3.- TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD Y TENSIÓN.

Como la subestación es de alta tensión necesitamos elementos que reduzcan las magnitudes eléctricas, que son elementos reductores o transformadores, que tienen como objetivo reducir las intensidades y tensiones presentes en la instalación a unos valores compatibles con la aparamenta de medida y protección (relés y contadores de energía)

La carga conectada a los núcleos secundarios de los transformadores de intensidad y tensión se determina y verifica para que las condiciones de funcionamiento de estos equipos garanticen la precisión en las mediciones, evitando la saturación de dichos devanados y los instrumentos de medida y protección puedan tener una mayor fiabilidad en sus operaciones.

La potencia de los devanados ha sido lo suficientemente grande como para poder asumir la carga de los equipos de medida y protección, además de lo que representa la carga resistiva de los cables que unen las protecciones con los transformadores.

En el capítulo 5 (“Cálculos y selección de las protecciones”) se verificarán todas aquellas condiciones que deben cumplir los transformadores de intensidad y tensión.

3.3.1.3.1- TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

Tipo	3Uds Transformadores de intensidad CA-72 de servicio exterior aislados en papel-aceite para medida y protección de 6 secundarios
Relación de transformación	1000 - 500/5-5-5-5-5-5 A
Primer devanado sec.	20 VA cl 0.2s FS5
Segundo devanado sec.	20 VA cl 0.2s FS5
Tercer devanado sec.	20 VA cl 0.5 FS5
Cuarto devanado sec.	30 VA 5P20
Quinto devanado sec.	30 VA 5P20
Sexto devanado sec.	30 VA 5P20
Intensidad pico nominal (I _{pn})	1000 A
Intensidad admisible de corta duración 1 seg	31.5 kA
Nivel de aislamiento (Tensión más elevada para el material / a frecuencia industrial / a impulso tipo rayo)	72.5/140/325 kV

Tabla 3.12: Características principales del transformador de intensidad de alta tensión.

La intensidad nominal primaria ha sido seleccionada a partir de la intensidad nominal de alta tensión de la subestación; mientras que la intensidad nominal secundaria debe ser lo suficientemente pequeña como para que los equipos de protección, control y medida puedan ser capaces de asimilar dicha intensidad, siendo la intensidad de operación nominal de estos equipos de 5A.

Todas las medidas captadas desde estos transformadores son obtenidas desde los devanados primarios y enviados hacia los equipos de protección, control y medida a partir de los devanados

secundarios, haciendo una referencia de un lado a otro (de primario a secundario) a partir de la relación de transformación (500/5A).

Nuestro transformador de intensidad de alta tensión está conformado por 6 devanados secundarios, según nuestras necesidades, a partir de los equipos de debemos alimentar:

Contadores para la medida oficial (principal y redundante)	20 VA cl 0.2s FS5
Analizador de red para la calidad del suministro (Janitza)	20 VA cl 0.2s FS5
Devanado de repuesto para posible contador de media no oficial	20 VA cl 0.5 FS5
Protección principal de línea	30 VA 5P20
Protección secundaria de línea	30 VA 5P20
Protección de transformador	30 VA 5P20

Los contadores para la medida oficial tiene su propio devanado, siendo este devanado exclusivo para esta función, por lo que el analizador de red estará en otro devanado con las mismas características de precisión.

La clase de precisión de los contadores de medida oficial, así como del analizador de red son de 0.2S, según la tabla 4.1.3 de la norma “NORMAS PARTICULARES Y CONDICIONES TÉCNICAS Y DE SEGURIDAD 2005” de Endesa, capítulo VII (Equipos de medida para la facturación).

La clase de precisión 0.2s significa que un transformador de intensidad va a tener un error producto de la relación de transformación de un 0.2% cuando está pasando por el primario la intensidad nominal (intensidad asignada).

En los devanados de medida tenemos un factor de seguridad (FS5) que impide que valores de intensidad muy elevados (cortocircuitos) se reflejen en el secundario y puedan afectar a los equipos de medida. Esto se logra cuando a partir de cierto valor de intensidad por el primario la inducción magnética por el núcleo alcanza la saturación y a consecuencia de esto el secundario desembraga del primario, evitando que la intensidad secundaria siga aumentando. El valor del factor de seguridad se obtiene a partir de la razón entre I_{LP}/I_{PN} , siendo:

I_{LP} : Intensidad límite de precisión; es la intensidad a partir de la cual se satura el núcleo.

I_{PN} : Intensidad primaria nominal.

Los relés de protección tienen un devanado secundario para cada uno, siendo normalizado para esta función el 5P20, donde se garantiza que para 20 veces la intensidad nominal pasando por el primario, el transformador de intensidad tendrá un error máximo de un 5%.

En el caso del devanado de repuesto irá cortocircuitado siempre y cuando no se esté utilizando.

3.3.1.3.2- TRANSFORMADORES DE TENSIÓN.

Tipo	3Uds Transformadores de tensión de servicio exterior para medida y protección de tres secundarios
Tensión soportada a impulsos tipo rayo	325 kV
Tensión soportada a frecuencia industrial	140 kV
Relación de transformación	$66:\sqrt{3}/0.1:\sqrt{3}-0.1:\sqrt{3}-0.1:\sqrt{3}$
Primer devanado sec.	25VA 0.5/3P
Segundo devanado sec.	25VA cl 0.2
Tercer devanado sec.	25VA cl 0.2
Factor de tensión	1.5 Un 30seg

Tabla 3.13: Características principales del transformador de tensión de alta tensión.

La tensión nominal primaria ha sido seleccionada a partir de la tensión nominal de la red, y al igual que en transformador de intensidad, la tensión nominal secundaria ha sido seleccionada a partir de la tensión de operación de los equipos de medida y protección; en este caso será de $110/\sqrt{3}$ V.

Nuestro transformador de tensión está conformado por 3 devanados secundarios, correspondiéndose con las necesidades de los equipos que debemos conectar. En el caso del suministro de tensión a los equipos de medida y analizadores de red, debemos garantizar que estos equipos tengan su propio devanado secundario, mientras que los relés de protección con un devanado podemos alimentarlos a todos. La distribución de los devanados queda de la siguiente manera:

Relés de protecciones25VA 0.5/3P

Contadores para la medida oficial (principal y redundante)25VA cl 0.2

Analizador de red para la calidad del suministro (Janitza)25VA cl 0.2

Como podemos ver en los transformadores de tensión la clase de precisión de los devanados de medida debe ser también de un 0.2, igual que en los transformadores de intensidad, mientras que el devanado de protección se puede emplear tanto para la medida (0.5) como para la protección (3P), donde el secundario se diseña con un circuito con el núcleo preparado para la alta precisión de la medida y otro circuito con el núcleo preparado para la protección. En nuestro caso hemos diseñado este devanado mixto para un futuro equipo de medida no oficial.

La clase de precisión 3P garantiza un 3% de error cuando tenemos en el primario la tensión nominal.

En el caso de los transformadores de tensión se debe garantizar que la carga secundaria sea al menos el 50% de la potencia nominal del transformador, cosa que es muy difícil de lograr con lo que consumen los relés y la resistencia del cableado, ya que esta demanda es muy baja. El objetivo es que el transformador se mantenga lo suficientemente cargado para evitar sobretensiones en los devanados secundarios y así no obtener medidas erróneas; para lograrlo se deben instalar resistencias que mantengan la carga del transformador al menos en un 50%. El cálculo de dichas resistencias se desarrollará en el capítulo 5 (“Cálculos y selección de las protecciones”).

3.3.1.5.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

Tipo	Transformador de potencia trifásico en baño de aceite
Tensión en vacío lado AT	66 kV
Tensión en vacío lado BT	20 kV
Grupo de conexión	Dyn11
Potencia nominal: (ONAN/ONAF)	45/50 MVA
Regulación en AT	Automática en carga $\pm 10\%$
Tensión de cortocircuito	12.69 %

Tabla 3.14: Características principales del transformador de potencia.

La regulación de tensión del transformador se realiza en el lado de alta tensión (aunque la medición se obtiene en el lado de baja) para que los contactos entre las tomas sufran lo menos posible debido a que la menor intensidad la tenemos en el lado de alta.

El transformador de potencia cuenta con un cambiador de tomas automático en carga de un máximo de $\pm 10\%$ en pasos del 1 %, teniendo 10 tomas hacia arriba y 10 hacia abajo. El cambiador de tomas lo debemos tener muy en consideración a la hora de ajustar la función diferencial del transformador, ya que hay que considerar la toma que me puede dar la situación más desfavorable (toma + 10 %), este tema lo abordaremos en capítulos posteriores.

El transformador de potencia tiene una tensión de cortocircuito del 12.9%, por lo que a partir de aquí podemos determinar la impedancia de cortocircuito (Z_{cc}) y tenerla en cuenta a la hora de calcular los cortocircuitos en el sistema. Este tema lo abordaremos en capítulo posterior.

3.3.1.6.- PARARRAYOS.

Tipo	Pararrayos de óxido de metal para servicio exterior
Corriente nominal de descarga	10 kA
Tensión nominal	66 kV
Conexión	Fase-Tierra
Accesorios	Contador de descarga y zócalo aislante

Tabla 3.15: Características principales de los pararrayos de alta tensión.

El objetivo básico que se pretende conseguir con la utilización de pararrayos es dar el mayor margen de protección, contra sobretensiones, a los equipos que se pretende proteger. En un sistema adecuadamente protegido por pararrayos, las sobretensiones nunca podrán alcanzar valores superiores a aquellas que los equipos pueden soportar.

Para seleccionar el pararrayos debemos averiguar algunos parámetros fundamentales del mismo:

- Intensidad nominal de descarga/capacidad de absorción de energía.
- Tensión nominal.
- Capacidad para soportar sobretensiones temporales.

3.3.1.7.- RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.

Tipo	Ventilación natural (servicio exterior)
Valor de la resistencia	12 $\Omega \pm 5\%$
Corriente de fallo nominal	1000 A
Duración del defecto	10 seg
Intensidad de paso permanente	25 A

Tabla 3.16: Características principales de la resistencia de puesta a tierra.

La resistencia de puesta a tierra está formada por parrillas estampadas de acero cromo níquel, AISI-304 (19% Cr, 10% Ni, contenido en C del 0,06% máximo), unidas entre sí mediante soldadura eléctrica por puntos y aisladas unas de otras mediante separadores de esteatitita calidad KER221, que poseen propiedades de gran resistencia mecánica y soportan elevadas temperaturas de trabajo.

Un transformador de intensidad 250/5 A, 10 VA, CI 5P10, 24 kV, 50 Hz está en el interior de la cabina de la resistencia.

La resistencia de puesta a tierra está calculada y diseñada para limitar la intensidad de falta monofásica a tierra a 1000 A (según “Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.” referencia “SRZ001”), esto permite tener mayor seguridad para el personal y, además garantiza una mejor seguridad de los equipos en la subestación.

3.3.2.- PARQUE DE 20 kV

3.3.2.1.- DESCRIPCIÓN

El parque de 20 kV es interior de simple barra con acoplamiento longitudinal. Se han ubicado 8 cabinas dispuestas de forma contigua una al lado de la otra formando una fila. En cualquier caso, deberán permitir una ampliación futura. El alcance de las cabinas a instalar será el siguiente:

- 1 cabina de transformador
- 5 cabinas de línea
- 1 cabina de medida
- 1 cabina de servicio auxiliares

La composición de los diferentes tipos de cabinas que constituyen el conjunto de la instalación blindada de simple barra con aislamiento de hexafluoruro de azufre (SF6) es la siguiente:

❖ CABINA DE TRANSFORMADOR

- 1 Seccionador tripolar de tres posiciones para seccionamiento de barras y para puesta a tierra.
- 1 Interruptor tripolar automático.
- 3 Transformadores de intensidad para medida y protección.
- 1 Transformador de tensión para medida y protección.

❖ CABINAS DE LÍNEA

- 1 Seccionador tripolar de tres posiciones para seccionamiento de barras y para puesta a tierra.
- 1 Interruptor tripolar automático.
- 3 Transformadores de intensidad, relación apropiada, para protección y medida.

❖ CABINA DE MEDIDA

- 1 Seccionador tripolar de tres posiciones para seccionamiento de barras y para puesta a tierra.
- 3 Fusibles.
- 3 Transformadores de tensión.

❖ CABINA DE SERVICIOS AUXILIARES

- 1 Seccionador tripolar de tres posiciones para seccionamiento de barras y para puesta a tierra.
- 3 Fusibles.

3.3.2.2.- PARÁMETROS BÁSICOS DE DISEÑO (20kV)

Características asignadas	Valores
Tensión nominal de la red	20 kV
Tensión más elevada para el material	24 kV
Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial (valor eficaz)	50 kV
Tensión soportada con impulsos tipo rayo (valor de cresta)	125 kV
Frecuencia	50 Hz
Corriente en servicio continuo salida de línea	630 A
Corriente en servicio continuo transformador	2000 A
Corriente en servicio continuo barras	2000 A
Corriente en servicio continuo servicios auxiliares	200 A
Corriente admisible de corta duración (1 seg)	16 kA
Valor de cresta de la corriente admisible de corta duración	40 kA

Tabla 3.17: Parámetros básicos de diseño de la armadura de 20 kV.

Los parámetros de la tabla anterior se han tenido en cuenta para el diseño de las celdas, embarrado, y equipos de media tensión, para evitar que se produzcan fallos en el aislamiento de los equipos. En tablas posteriores se describen los principales equipos del parque de 20 kV.

3.3.2.3.- BARRAS COLECTORAS

La función de los embarrados principales es la conexión eléctrica entre celdas.

Tienen una disposición monofásica y se sitúan en la cuba de gas estanca exterior. Permite modularidad y una futura extensibilidad sin manipulación de gas in situ.

Este conjunto de embarrado superior se compone de tres conductores independientes, cilíndricos, de cobre, con aislamiento sólido y apantallados. La conexión entre celdas se realiza mediante un tramo de barra y conectores en “T” o en “L”.

Todo el conjunto es insensible a la suciedad y condensaciones, estando protegido contra impactos mediante una cubierta metálica.

3.3.2.4.- INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS.

Características asignadas de los interruptores automáticos	Valores
Tensión más elevada para el material	24 kV
Tipo de fluido para aislamiento y corte	SF6
Corriente asignada en servicio continuo transformadores y acople	2000 A
Corriente asignada en servicio continuo líneas	630 A
Corriente admisible de corta duración (1 seg)	16 kA
Valor de cresta de la corriente admisible de corta duración (límite dinámico)	63 kA
Secuencia de maniobra	O-0.3s-CO-15 seg-CO

Tabla 3.18: Características principales de los interruptores automáticos de las celdas de media tensión.

Los interruptores automáticos cuentan con una bobina de disparo, una bobina de cierre y una bobina de mínima tensión para la alimentación de corriente continua, evitando que el interruptor no pueda actuar por bajos niveles en la alimentación de las bobinas.

3.3.2.5.- TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD.

Características asignadas de los transformadores de intensidad	Valores
Tensión más elevada para el material	24 kV

Relación de transformación cabina transformador	1600/5-5-5 A
Potencias y clases de precisión cabina transformador	10VA cl0.2s FS5; 10VA 5P20; 10VA 5P20
Relación de transformación cabina línea	300/5-5 A
Potencias y clases de precisión cabina línea	10 VA cl0.2s FS5; 10VA 5P20

Tabla 3.19: Características principales de los transformadores de intensidad de las celdas de media tensión.

Los parámetros nominales de los transformadores de intensidad has sido seleccionados a partir de la generación que vendrá por las líneas de media tensión desde la planta fotovoltaica, incorporando los devanados necesarios para las protecciones, medida y control, como se muestra en la tabla.

3.3.2.6.- TRANSFORMADORES DE TENSIÓN.

Características asignadas de los transformadores de tensión	Valores
Tensión más elevada para el material	24 kV
Relación de transformación cabina transformador	$20:\sqrt{3}/2 \times 0.1:\sqrt{3}+0.11:3$ kV
Potencias y clases de precisión cabina transformador	15VA cl0.2 ;15VA cl0.5-3P; 50VA cl 6P
Relación de transformación cabina medida	$20:\sqrt{3}/2 \times 0.1:\sqrt{3}+0.11:3$ kV
Potencias y clases de precisión cabina medida	15VA cl0.2 ;15VA cl0.5-3P; 50VA cl 6P

Tabla 3.20: Características principales de los transformadores de tensión de las celdas de media tensión.

Al igual que en los transformadores de intensidad, en los transformadores de tensión se han incorporado los devanados necesarios para las protecciones y medida. En el caso de las protecciones de medida se necesitan devanados con mejor precisión para lograr una lectura más exacta de la energía que se genera o que se consume en el caso de que la planta no esté generando y se necesite energía para los servicios auxiliares de la subestación.

3.3.2.7.- PARARRAYOS.

Características asignadas de los pararrayos lado 20 kV del transformador	Valores
Tensión más elevada para el material	24 kV
Tensión asignada servicio continuo	20 kV
Tensión asignada	20 kV
Corriente nominal de descarga onda 8/MT μ seg	10 kA
Clase de descarga	3

Aislamiento externo	goma-silicona
---------------------	---------------

Tabla 3.21: Características principales de los pararrayos de media tensión.

El esquema general de la subestación, con la aparamenta de 66 kV y 20 kV lo podemos ver en la **Figura 3.7: Esquema unifilar de protección de la subestación.**

Capítulo 4: Protecciones a utilizar

4.1.- Introducción.

Un relé de protección es un dispositivo que a partir de un microprocesador (ordenador), que contiene un sistema o software, donde están integrados distintos algoritmos que cumplen ciertas funcionalidades, puede proteger una zona u elemento de un sistema eléctrico, los cuales pueden ser líneas eléctricas, generadores, transformadores, sistemas de distribución, embarrados en subestaciones, etc.

Las funciones principales de los relés de protección es evitar la prolongación en el tiempo de faltas u eventos que puedan generarse en un sistema eléctrico determinado, como es el caso de cortocircuitos, sobrecargas, desbalance en un sistema que se pueda traducir en desviaciones de frecuencia, etc. Para llevar a cabo sus funciones debe de obtener de la red una serie de medidas que le permita muestrear en tiempo real lo que está sucediendo en la red o en algún equipo específico (transformador de potencia); estas medidas son obtenidas desde los transformadores de intensidad y tensión instalados en la subestación.

A partir de las medidas que les llegan a los relés, este es capaz de procesar la información y a partir de su propio algoritmo determinar si se debe enviar una orden de apertura o no al interruptor del circuito asociado.

Los ajustes de las distintas funciones del relé se pueden realizar mediante un enlace de comunicación entre un ordenador que contenga los archivos correspondientes a los ajustes, descargándolos directamente en la página configurable del relé; también se puede hacer entrando directamente al interfaz de ajustes en la pantalla frontal de navegación; y como otra de las alternativas encontramos la telegestión, pudiendo acceder al relé desde un sitio remoto y fijar o cambiar dichos ajustes, además de poder descargar todos los eventos ocurridos que haya registrado el relé.

Los relés digitales actuales tendrán protocolos de comunicación avanzados que permiten que sea un elemento SCADA. Además, tiene capacidad de comunicación a través de fibra óptica; y protocolos de comunicación **Modbus**, **DNP3** y **IEC 61850**; esto hace que sea un equipo mucho más versátil y rápido, teniendo en un solo equipo la capacidad de proteger, controlar, registrar medir, etc., siendo su principio de funcionamiento basado en el envío y recepción de señales. Mientras que los antiguos relés electromecánicos son de configuraciones mucho más robustas, más lentas, menos eficaces, menos versátiles, etc., basándose su funcionamiento en convertir la intensidades y tensiones captadas en pares y fuerzas magnéticas que ejercen sobre los resortes en el relé.

Para la selección de las protecciones a utilizar es muy importante tener claridad del alcance que debe tener dentro del sistema; si es para proteger un equipo o proteger una línea y además las

zonas de protección que se deben considerar por el tipo de funciones que se empleen; un ejemplo claro son las funciones de sobreintensidad para líneas eléctricas, donde estas deberán dar protección primeramente a la línea objeto de su función hasta un 80% (primera zona) y además dar respaldo a protecciones adyacentes aguas abajo (segunda zona). Esta problemática se abordará con más profundidad en apartados posteriores.

4.2.- Protecciones para la línea de alta tensión aérea-subterránea.

Para proteger la línea de alta tensión se han empleado dos relés de protección, uno principal y otro secundario, garantizando un respaldo que no permita que la línea se quede desprotegida ante cualquier problema que pueda presentar el relé principal, como puede ser un mal conexionado entre el relé y los transformadores de medida, fallos en la alimentación desde los servicios auxiliares, etc.; y cumpliendo con lo establecido en la normativa Endesa Distribución **NRZ104**, que además de establecer que se debe utilizar un sistema de protección redundante, especifica que deben ser relés donde las protecciones fundamentales en el principal sea la diferencial (87L) y en el secundario la protección de distancia (21), o en ambos la diferencial, en dependencia de la longitud de la línea; esto se debe a que cuando la línea eléctrica es muy corta los perfiles de impedancia son relativamente bajos y puede traer problemas a la hora de ajustar la impedancia de arranque de la función 21. Los relés de protección en su mayoría marcan un mínimo de impedancia de arranque, por lo que si la línea es demasiado corta la impedancia de ajuste será menor que la mínima que establece el relé, y puede traer errores en la protección y fallos en las lecturas de impedancia.

En el proyecto objeto de estudio, la línea de alta tensión cuenta con una longitud menor a un kilómetro (0.880 km), por lo que no se realiza el ajuste de la función de distancia.

4.2.1.- Relé principal de línea.

El relé principal de línea es un **Siemens 7SL87**, el cual ha sido diseñado específicamente para la protección de líneas aéreas y cables subterráneos. Su función principal es la diferencial de línea (87L), con un algoritmo adaptativo para una máxima sensibilidad y estabilidad, incluso teniendo en cuenta los errores máximos posibles en los transformadores de medida, la saturación del transformador de corriente y las corrientes capacitivas.

Además de su función principal, encontramos otras funciones, como es la de distancia (21), la cual puede ser seleccionable, entre una función de respaldo o una función principal secundaria. También encontramos funciones amperimétricas, como las funciones de tiempo instantáneo de fase y neutro (50/50N), funciones de tiempo variable (51/51N) y la función contra intensidades direccionales a tierra (67N). A continuación, podemos ver un resumen con las funciones disponibles en este relé.

Código ANSI	Descripción de la función
87L	Protección diferencial de línea
21	Protección de distancia
25	Comprobación de sincronismo y sincronización
27	Protección de subtensión

50/51	Protección de sobreintensidad de fase y neutro
50HS	Disparo instantáneo para altas intensidades
50BF	Protección de fallo del interruptor
59	Protección de sobretensión
67N	Protección de sobreintensidad direccional para faltas a tierra
68	Bloqueo de oscilación de potencia
79	Recierre automático
81	Protección de frecuencia
85	Teleprotección para 21 y o 67N
Ctrl	Control
FL	Localización de falta

Tabla 4.1: Funciones disponibles en el relé principal de línea (**7SL87**)

La comunicación entre ambos relés de cada extremo de la línea se realiza a través de **fibra óptica**, conectada directamente en los dos puertos equipados para esta función con los que cuenta el relé; donde un puerto es para la recepción de señales y otro para el envío.

Un punto muy importante a señalar es que el relé **7SL87** cuenta con un tiempo mínimo de disparo de 9 ms, lo que hace que sea suficientemente rápido para actuar sobre los interruptores y evitar tener sometida a la instalación a valores de intensidad y tensión más allá de lo permitido.

A continuación, podemos ver un ejemplo de aplicación de este relé en una línea de alta tensión

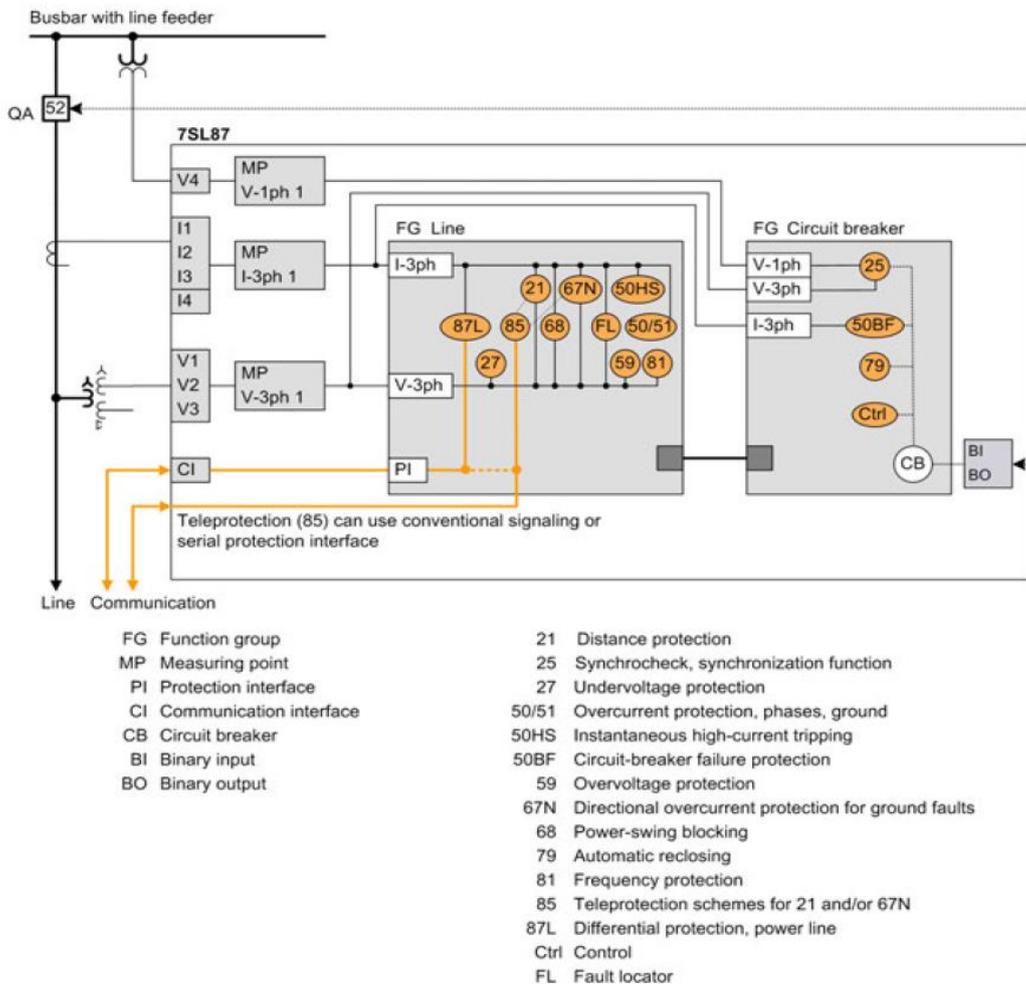


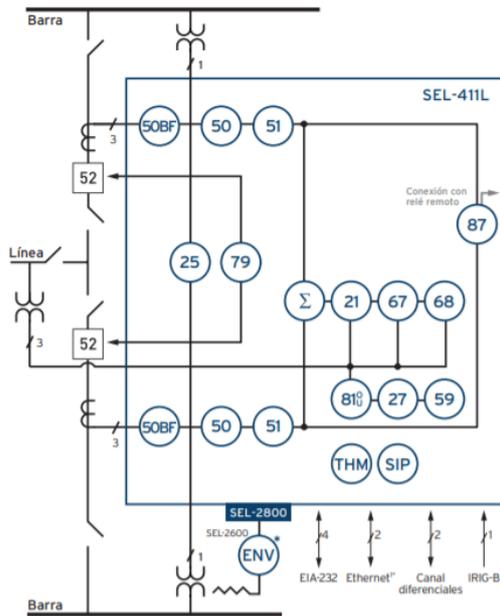
Figura 4.1: Ejemplo de aplicación del relé principal de línea (7SL87)

4.2.2.- Relé secundario de línea.

La protección secundaria de línea (SEL-411L) al igual que la principal, es un relé diseñado específicamente para la protección, automatización y control de líneas, donde su función principal es la diferencial (87L), basada en corrientes de línea de subciclo, convirtiéndose en un relé de alta velocidad de operación, lo que hace que la ventana de la onda se reduzca y se pueda realizar un análisis más pormenorizado, reduciendo los tiempos de actuación ante faltas, y así logrando mejor sensibilidad y seguridad comparado con los demás relés que pueden llegar a casi un ciclo o un ciclo en los tiempos de operación. Los tiempos de operación basados en corrientes de subciclo ha llevado a los relés un paso por delante, siendo cada vez más utilizados, ya que garantizan mayor seguridad en las instalaciones.

Al igual que en el relé principal, no se ajustará la función de distancia debido a la corta longitud de la línea.

En la figura siguiente encontramos un ejemplo de aplicación del relé secundario de línea (SEL-411L), además de una tabla resumen con las funciones con que cuenta dicho relé.



Números/acrónimos y funciones ANSI	
21	Distancia de fase y tierra
25	Verificación de Sincronismo
27	Bajo voltaje
32	Direccional de potencia
50	Sobrecorriente
50BF	Sobrecorriente por falla en interruptor dual
51	Sobrecorriente temporizado
59	Sobrevoltaje
67	Sobrecorriente direccional
68	Bloqueo/disparo por pérdida de sincronismo
79	Recierre monopolar/tripolar
81 (O,U)	Sobre/baja frecuencia
85 RIO	Comunicaciones SEL MIRRORRED BITS®
87	Diferencial de corriente
DFR	Reportes de eventos
ENV	SEL-2600*
IHM	Interfaz de operador
LGC	Ecuaciones de control expandidas SELogic®
MED	Medición de alta exactitud
PMU	Sincrofasores
SER	Registrador secuencial de eventos

Funciones adicionales	
BRM	Supervisor de desgaste de interruptor
LDE	Invasión de carga
LOC	Localizador de fallas
SBM	Supervisor de baterías de subestación
SIP	Polaridades invertibles por software
THM	Modelo térmico que cumple con la norma IEC 60255

Cobre o fibra óptica¹ Serial o Ethernet² *Característica adicional

Figura 4.2: Ejemplo de aplicación del relé secundario de línea (SEL-411L)

El tiempo de operación del relé ronda los 12 ms, por lo que también es un equipo que aporta una rápida respuesta a los eventos de anomalía que se produzcan en la red. Además, el SEL-411L aplica la lógica de detección rápida de fase abierta para detectar una fase abierta en menos de un ciclo, lo que conduce a márgenes de fallo del interruptor más cortos.

Para la comunicación con el relé de la posición remota, se dispone de dos puertos de fibra óptica, uno para la recepción y otro para el envío. La fibra óptica irá conectada desde un relé a otro directamente.

4.2.3.- Funciones utilizadas para la protección de la línea de alta tensión.

Para la protección de la línea de alta tensión, como hemos descrito anteriormente se utilizarán dos relés distintos, en los cuales se ajustarán las mismas funciones, para que de esta manera uno de respaldo a otro.

Según la normativa Endesa en la **Instrucción Operativa no. 960: “Criterios de Diseño de Subestaciones”**, estos relés, tanto principal como secundario, deberán tener activas las funciones que se muestran en la siguiente tabla.

Notas:

1. En este proyecto debido a la corta longitud de la línea de alta tensión no se activará la función 21 de distancia para evitar problemas en el ajuste y sensibilidad de la protección ante faltas; por lo que la función 21 no aparece en la tabla a continuación.

Como consecuencia de lo anterior se deberá activar en ambos relés la función 87L diferencial cuando la línea a proteger sea menor que 10 km.

2. Tampoco se ha considerado la función 49 de imagen térmica, dado que se considera que es una función mucho más enfocada a la protección de máquinas eléctricas contra las altas temperaturas.

FUNCIONES PROTECTIVAS PRINCIPALES Y SECUNDARIAS	
87L	Protección diferencial de línea
51/51N	Protección de sobreintensidad de tiempo inverso de fase y neutro
67N	Protección de sobreintensidad direccional para faltas a tierra
79	Recierre automático
3	Supervisión de bobinas
Ctrl (UCP)	Control

Tabla 4.2: Funciones activas en los relés de protección principal y secundario de la línea de alta tensión.

4.2.4.- Descripción de las funciones utilizadas.

Función diferencial de línea (87L): La función diferencial de línea es utilizada para la protección y supervisión de líneas aéreas y cables subterráneos de alta tensión, la cual puede ser empleada hasta en los niveles de tensión más elevados. Esta protección es empleada ya que permite conocer si el elemento a proteger (línea eléctrica) se encuentra en falta y además despejar dicha falta antes de un tiempo crítico, el cual se considera como el tiempo máximo en el que puede sostenerse una falta sin que el sistema de potencia o región dentro del sistema se vea bajo perturbaciones u oscilaciones que no permitan mantener la estabilidad.

La zona de protección de la función diferencial de línea es la que se encuentra entre los transformadores de intensidad de ambos extremos de la línea (local y remoto), como se muestra en la Figura 4.2.

Esta función es capaz de proteger la línea a través de la medición de las intensidades en ambos extremos, comparando las mediciones y actuando sobre los interruptores de los dos extremos para despejar la falta cuando la comparación entre la medición del extremo local y remoto sea mayor a un umbral. Este umbral normalmente es determinado a partir de las intensidades capacitivas de la línea (sobre todo los cables subterráneos) y los errores de medición que puedan generarse en los transformadores de intensidad; esto permite que la función no actúe cuando la intensidad diferencial sea provocada por estos fenómenos mencionados anteriormente y evitar un error de funcionalidad.

El método utilizado para la función diferencial en este relé es el método porcentual, el cual consiste en que la intensidad diferencial entre los dos relés aumenta con el aumento de la intensidad de cortocircuito que circula por la red exterior a la línea, esto se produce debido mayormente a que aumentan los errores en las medidas de los transformadores de intensidad, por

lo que la diferencia entre ambos extremos se hace más notoria. El relé porcentual diferencial al ver que los errores aumentan con el aumento de la intensidad, hace que su corriente de arranque aumente en proporción al aumento de la intensidad por el sistema; de esta manera se garantiza que el relé no actúe ante corrientes producidas por errores en la medida o por altas corrientes externas, siendo siempre selectivo ante faltas internas al elemento a proteger. La gráfica siguiente muestra la característica porcentual de la función diferencial de línea.

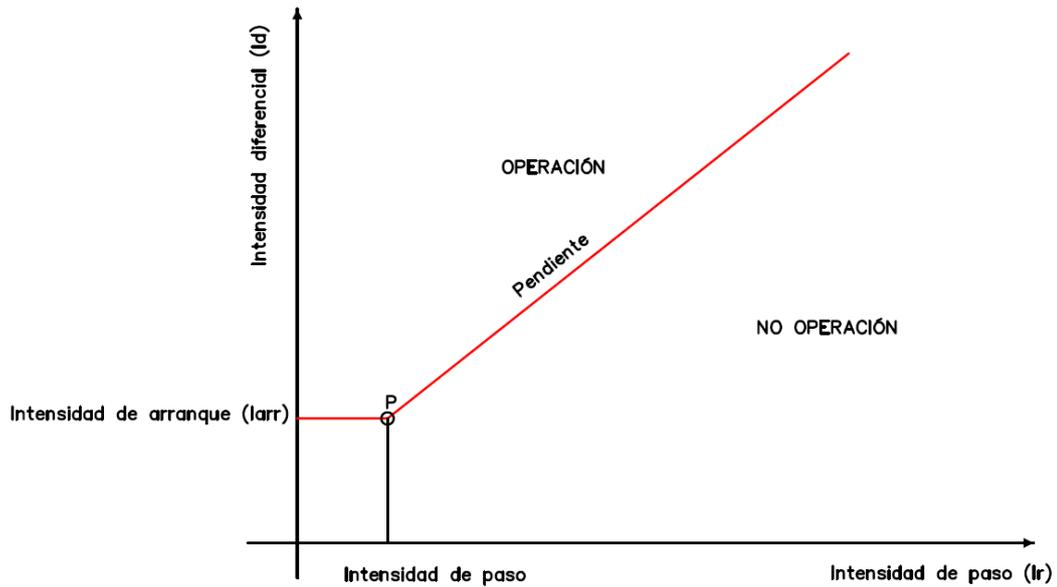


Figura 4.3: Característica porcentual de la función diferencial de línea (87L)

Para realizar esta tarea se necesitan dos relés diferenciales en los dos extremos de la línea y además que puedan comunicarse entre ellos para que cada relé pueda conocer lo que sucede en el extremo remoto (conocer las mediciones del extremo remoto) y se pueda ejecutar la comparación. La comunicación entre los dos relés se hace a partir de fibra óptica conectada directamente desde un relé a otro, como se ha mencionado en apartados anteriores.

A continuación, se muestra un esquema de cómo debe quedar el sistema de protección diferencial de línea.

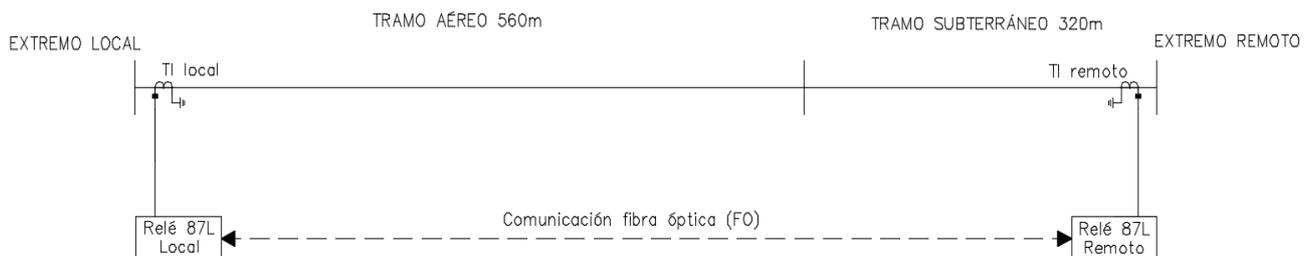


Figura 4.4: Sistema de protección diferencial de línea (87L).

Para la sincronización de los datos los relés ofrecen dos variantes:

Basado en canales: El modo basado en canales funciona sin ninguna fuente de tiempo externa, pero requiere que el canal de comunicaciones 87L sea simétrico (los retrasos del canal en las direcciones de transmisión y recepción deben ser idénticos o casi idénticos).

Basados en tiempos externos: Si no puede garantizar la simetría del canal, puede usar fuentes de tiempo externas de alta precisión (GPS). Existen varios modos de recuperación para situaciones en las que una o más fuentes de tiempo no están disponibles o informan una precisión de tiempo degradada a través de los bits de calidad de tiempo en la señal IRIG-B. Cuando aplica la función 87L sobre Ethernet, la función usa solo el modo de sincronización externo basado en el tiempo; no puede usar aplicaciones Ethernet en el modo basado en canales.

La comunicación entre ambos relés punto a punto, envía muestras de intensidades de fase, secuencia negativa y secuencia cero para una mayor sensibilidad y seguridad del sistema.

Función de sobreintensidad de fase de tiempo inverso (51): La función de sobreintensidad de fase de tiempo inverso es una función necesaria en posiciones de líneas radiales que no estén interconectadas con generación o conectadas a generación débil, con el objetivo de brindar apoyo a funciones principales como es la 87L, garantizando la protección completa del circuito. Se utiliza normalmente para faltas polifásicas y para proteger contra sobrecargas en el sistema.

Se considera una generación débil a la generación que tenga aportaciones de intensidades de cortocircuito reducidas como es el caso de las plantas solares fotovoltaicas, donde las aportaciones de cortocircuitos de los inversores de la planta son muy reducidas, por lo que el aporte que pueden hacer a cortocircuitos en el sistema (ej.: línea de evacuación de la planta solar fotovoltaica) es muy reducido.

Su actuación será a partir de una intensidad de arranque, que es el valor de la intensidad para el cual dicha función podrá comenzar a operar y a luego su funcionamiento dependerá de una curva de intensidad/tiempo que describe una función exponencial inversa, por lo que a mayor intensidad su tiempo de actuación será más pequeño.

A continuación, en la Figura 4.3 podemos ver el comportamiento de operación que debe seguir la función 51; donde:

Iarr: Es la intensidad de arranque de la función, la cual siempre estará al menos un 15% por encima de la intensidad nominal del circuito a proteger al menos para funciones de fases.

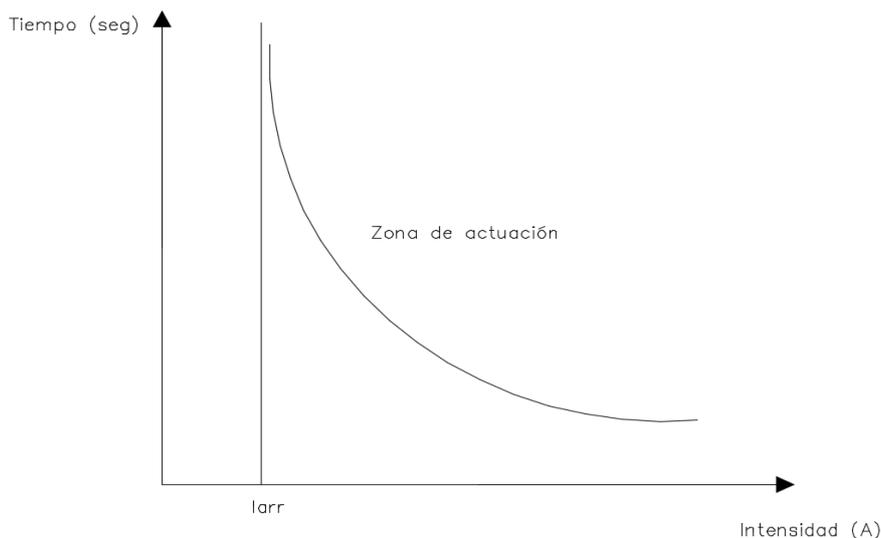


Figura 4.5: Comportamiento de una función de tiempo inverso.

Función de sobreintensidad de neutro de tiempo inverso (51N): La función de sobreintensidad de neutro de tiempo inverso al igual que la función 51 se emplea para dar apoyo a las funciones principales en redes radiales con las características que hemos mencionado anteriormente. Su función principalmente es proteger el circuito ante faltas monofásicas o polifásicas francas a tierra.

Su característica de funcionamiento es muy similar a la expuesta en la Figura 4.3, aunque se debe tener en cuenta en ambos casos, tanto para la función 51 como para la 51N, que el número de la curva a utilizar deberá ser igual a funciones similares aguas abajo con el objetivo de mantener una coordinación; este tema será abordado con más detalle en capítulos posteriores.

La necesidad de contar con funciones que brinden apoyo a la función principal 87L, se debe, sobre todo, a las características que conforman un sistema de protección diferencial de línea, el cual se ha mostrado en la Figura 4.2; y es que está conformado por dos relés, los cuales tienen que estar comunicados entre sí; por lo que cualquier error en la comunicación o pérdida de señal entre ambos puede conllevar a que el sistema deje de funcionar o no funcione correctamente. También se debe tener en cuenta que la función 87L depende, además de la comunicación, de la obtención de medida en dos lugares distintos, por lo que existen mayores posibilidades de que pueda ocurrir un error en la medida o un fallo en adquirir dichas medidas.

Todo lo anteriormente expuesto lleva a decir que los sistemas de protección diferenciales de línea son más débiles, en el sentido de que pueden ser más propensos a fallar que otras funciones de protección convencionales, como la función de distancia de fase y neutro (21/21N).

Función de sobreintensidad direccional de neutro (67N): La protección de sobreintensidad direccional de neutro nos brinda gran utilidad, ya que puede respaldar tanto la protección principal de línea (87L), como las demás protecciones de sobreintensidad que dan respaldo a ella, como la 51/51N.

La protección direccional de tierra detecta el sentido de circulación de la corriente a tierra y esta corriente no solo circula por la puesta a tierra del sistema sino también por las capacidades fase – tierra de las líneas, por lo que cuando el sentido de estas intensidades cambia entra en juego la función direccional, detectando un sentido anormal de la intensidad.

Otro ejemplo donde se necesita la protección direccional, sería cuando ocurren faltas muy resistivas y los valores de intensidad de cortocircuito son muy bajos, tanto que puedan estar por debajo de los valores de ajuste de las protecciones de sobreintensidad no direccionales, haciendo que estas no actúen. Cuando el sistema se ve bajo estas condiciones, es el momento en que la protección direccional (67N) toma protagonismo.

Su funcionamiento se basa más que en un valor de intensidad, en el sentido de la misma. Esto se logra fijando el sentido de la corriente en el que la protección debe actuar, por lo que si el sentido es opuesto al fijado se entiende que el sistema está en condiciones normales de funcionamiento.

Para conocer el sentido de la intensidad se necesita medir el desfase de la corriente con respecto a una magnitud de referencia, que en este caso sería la tensión residual, resultado de la sumatoria de todas las tensiones de fases. Si el ángulo de desfase sobrepasa el ángulo característico establecido para la operación normal de funcionamiento, el sentido de la intensidad entrará en el sentido opuesto, por lo que la protección deberá actuar. Es decir, para determinar el sentido normal de la intensidad, al relé se le introducen los ángulos característicos, entro los cuales deberá de estar el vector de la magnitud de polarización (tensión residual) para que el relé no actúe, es decir, el vector tendrá un sentido correcto, mientras que, si el vector sale del rango entre estos dos ángulos, se entiende que la intensidad a cambiado de sentido y por tanto la protección deberá de actuar.

Normalmente los vectores de los ángulos característicos forman un ángulo de 180 grados, como se muestra en la siguiente figura. Además, en esta gráfica está representado el umbral de la intensidad, por debajo del cual la protección no deberá disparar.

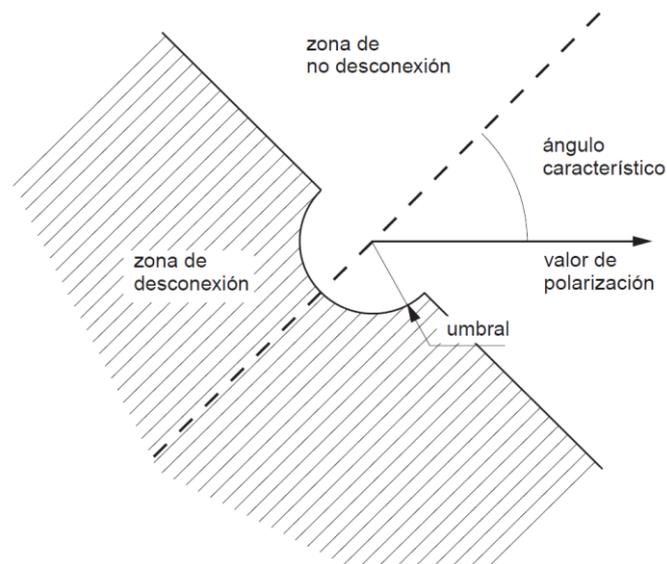


Figura 4.6: Zona de actuación de la función 67N.

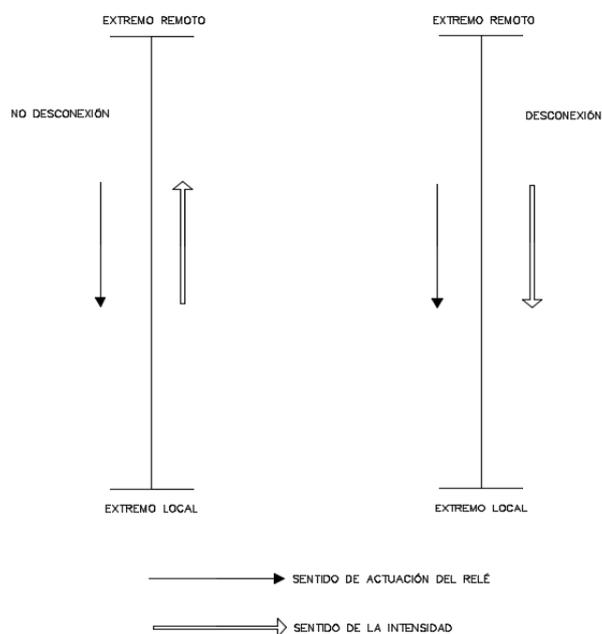


Figura 4.7: Actuación de la función de sobreintensidad direccional a tierra (67N).

Función de recierre automático (79): La función de recierre automático se utiliza para poder continuar con el suministro de energía a pesar de haber ocurrido una falta eléctrica. Cuando ocurre la falta eléctrica el relé da la orden de apertura al interruptor y automáticamente se deberá dar comienzo a la operación de recierre, pudiendo tardar entre 0.2 y 1.5 segundos.

El recierre del circuito deberá estar en acuerdo con las funciones de sincronismo; nunca un recierre deberá producirse si entre ambos sistemas que se quieren acoplar no se haya comprobado antes el sincronismo, tanto en módulo de la tensión como en ángulo, por lo que antes de ejecutar el recierre, la función 79 deberá haber recibido una señal de que la comprobación del sincronismo ha sido satisfactoria.

Función de supervisión de bobina (3): El relé de supervisión de bobina, es una funcionalidad necesaria para los interruptores de potencia en las instalaciones eléctricas. Su tarea es verificar que los mecanismos de apertura y cierre de los interruptores se encuentran en condiciones óptimas para operar. Supervisa que los circuitos de corriente continua que alimentan los mandos del interruptor están funcionando correctamente bajo los parámetros nominales que deben entregar, y cualquier anomalía que se detecte, esta función bloqueará la maniobra de apertura/cierre del interruptor, evitando que quede en condiciones desfavorables para futuras maniobras que se deban realizar.

4.3.- Protección para el transformador de potencia (50 MVA).

Para la protección del transformador de potencia se ha utilizado un relé de protección multifunción para realizar la protección principal del transformador, la cual contiene la función diferencial de transformador (87T), que toma medidas de intensidades tanto del lado de alta

tensión como del lado de media tensión. Además de la función principal (**87T**), cuenta con otras funciones que brindan apoyo a la función diferencial, como son las funciones de sobreintensidad, sub/sobrefrecuencia, sub/sobretensión, etc.

Como apoyo al transformador de potencia también contamos con un relé multifunción en el lado de media tensión, el cual contará con funciones de sobreintensidad que deberán coordinarse y ser selectivas con las funciones de sobreintensidad del relé principal del transformador.

Además de las funciones de protección que nos pueden brindar los relés multifunción, se deberá tener en cuenta las funciones propias del transformador, las cuales vienen acopladas dentro de la propia máquina y que se deberán integrar al sistema de protección, comunicación y control en la subestación, para que de esta manera los equipos de maniobra (interruptores) puedan responder ante cualquier actuación de estas funciones. También el sistema de control y comunicación las tendrá acoplada para poder actuar sobre los interruptores y que mediante las comunicaciones se pueda conocer cuando han actuado (alarma).

Las funciones propias con que deberá contar el transformador de potencia serán:

FUNCIONES PROPIAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	
26A/26D	Protección térmica
49A/49D	Imagen térmica
63A/63D	Sobrepresión
97m	BUCHHOLZ
99D	Nivel de aceite

Tabla 4.3: Funciones propias del transformador de potencia.

26A/26D Protección térmica: Función que actúa cuando la temperatura de la máquina excede o cae por debajo de un valor determinado. Esta función trata sobre la temperatura general de la máquina.

49A/49D Imagen térmica: Esta función actúa cuando la temperatura de los devanados del transformador excede de un valor determinado.

63A/63D Sobrepresión: Esta función acciona cuando la presión en la cuba del transformador excede de un valor determinado.

97m BUCHHOLZ: Función que acciona cuando se detectan gases en el aceite del transformador y sobrepasan los niveles permitidos.

99D Nivel de aceite: Función que actúa cuando el nivel de aceite de la máquina cae por debajo de un valor determinado.

4.3.1.- Relé principal del transformador de potencia.

El relé principal de del transformador de potencia es un **Siemens 7UT85** y está diseñado especialmente para transformadores de dos devanados. Su función principal es la diferencial para transformadores (**87T**), y además cuenta con otras funciones de protección y monitoreo que

respaldan a la función principal y también a elementos posteriores contiguos al transformador de potencia, como es el caso de la línea de alta tensión en este proyecto, lo cual nos brinda una gran seguridad.

Para la comunicación cuenta con hasta 4 plug-in módulos de comunicación que pueden ser utilizados para diferentes protocolos (IEC 61850-8-1, IEC 61850-9-2 cliente, IEC 61850-9-2 unidad de fusión, IEC 60870-5-103, IEC 60870-5-104, Modbus TCP, serie DNP3 y TCP, PROFINET IO).

En la figura siguiente encontramos un ejemplo de aplicación para este relé multifunción.

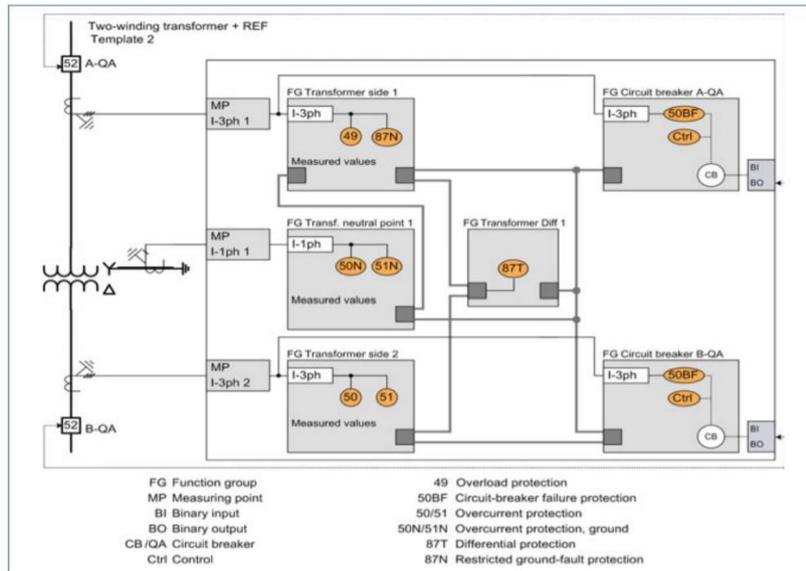


Figura 4.8: Ejemplo de aplicación del relé diferencial de transformador 7UT85 de Siemens.

Además de las funciones que se reflejan en la figura anterior, el relé cuenta con muchas más funcionalidades que necesitamos y que vamos a emplear en la subestación, las cuales se reflejan en la tabla a continuación.

FUNCIONES EMPLEADAS EN EL RELÉ DEL TRANSFORMADOR DE	
87T	Función diferencial de transformador
50/51	Funciones de sobreintensidad instantánea y de tiempo dependiente
51N	Función de sobreintensidad de neutro de tiempo dependiente
27	Función de subtensión
59	Función de sobretensión
81M/m	Función de sub/sobrefrecuencia
25	Función de sincronismo
86T	Función de bloqueo
50BF	Función de fallo del interruptor
OSC	Osciloperturbógrafo

Tabla 4.4: Funciones empleadas en el relé del transformador de potencia 7UT85 de Siemens.

4.3.1.1.- Descripción de las funciones utilizadas en el relé principal.

Función diferencial del transformador (87T): La protección diferencial de transformador (87T) es una protección específica para proteger al transformador contra los cortocircuitos que se puedan producir entre las vueltas de un devanado o entre fases (cortocircuito bifásico o trifásico entre los devanados). Esta función puede proteger desde los transformadores de medida de alta tensión (transformadores de intensidad ubicados a la salida de las bornas de alta tensión del transformador) hasta los transformadores de medida de media tensión (transformadores de intensidad ubicados en la celda de media tensión del transformador de potencia. Esta celda irá ubicada dentro del edificio de operación y control de la subestación), como se muestra en la figura a continuación.

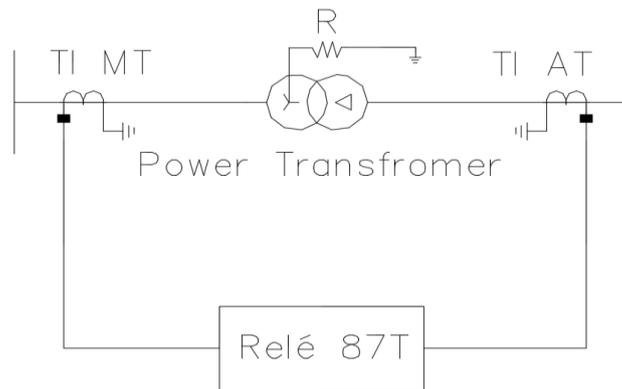


Figura 4.9: Alcance de la protección diferencial de transformador (87T).

Esta función logra su tarea sumando la intensidad de entrada con la de salida del transformador, y si esta no es igual o menor a un umbral debe actuar la protección. El umbral al que se hace referencia se debe tener en cuenta debido a fenómenos que ocurren bastante frecuente, como puede ser la acción del cambiador de tomas que puede producir una intensidad diferencial, la relación de transformación de los transformadores de medida, así como la intensidad de arranque del transformador de potencia, para lo cual es recomendable utilizar un retardo de tiempo en la operación que sea algo mayor a la duración de dicha intensidad (décimas de segundos).

Al igual que en el relé diferencial de línea, en el relé diferencial del transformador de potencia se emplea el método porcentual explicado en apartados anteriores, donde la intensidad de arranque de la función aumenta con el aumento de la intensidad circulante por el sistema, consiguiendo la selectividad para faltas interna en el elemento a proteger.

Los temas anteriormente mencionados se profundizarán cuando vayamos a ajustar la función en capítulo posterior.

Funciones de sobreintensidad (50-51-51N): Las funciones de sobreintensidad en el transformador servirán como respaldo a la función 87T y como hemos mencionado anteriormente también pueden dar respaldo a la línea contigua de alta tensión.

Cuando ocurre un cortocircuito entre los transformadores de medida del transformador de potencia mostrados en la figura anterior la función 87T podrá dar protección al transformador, pero cuando ocurre un cortocircuito fuera de estos TI (transformadores de intensidad) la función 87T no verá ninguna intensidad diferencial porque la intensidad que entra será la misma que la que

sale, por lo que queda invalidada, entonces será el momento de que actúen las funciones de respaldo de sobreintensidad, que si serán capaces de detectar la falta porque la intensidad circulante estará por encima del ajuste de las mismas. En la siguiente figura se muestra un ejemplo.

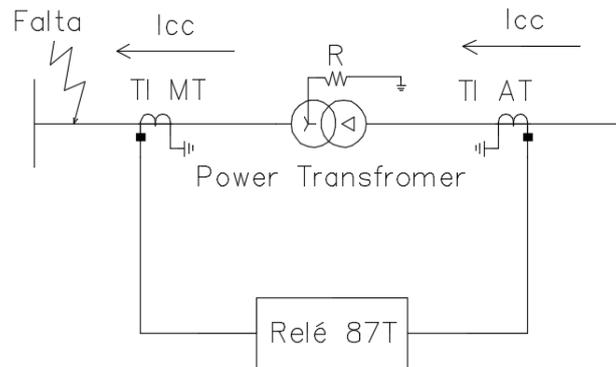


Figura 4.10: Ejemplo de falta donde tienen que respaldar las funciones de sobreintensidad.

Donde I_{cc} es la intensidad de cortocircuito que habrá cuando ocurra una falta en la ubicación mostrada, además será idéntica en ambos lados de cara al relé, ya que este tiene en cuenta la relación de transformación.

Funciones de sub/sobretensión (27/59): Las funciones de subtensión y sobretensión son muy importantes en las subestaciones eléctricas en general y en particular las subestaciones eléctricas generadoras, como es el caso de este proyecto, debido a que la tensión es uno de los parámetros que se debe monitorizar en una planta generadora para que la calidad del suministro eléctrico siempre se encuentre bajo parámetros admisibles, al menos en la tensión.

Además de garantizar una mejor calidad del suministro eléctrico, estas funciones protegen al transformador contra fenómenos que pueden dañarlo; cuando la tensión baja más de lo permitido las intensidades por los devanados aumenta para que la potencia del transformador se mantenga estable, produciendo altas temperaturas capaces de quemar los arrollamientos si se prolonga en el tiempo.

Por el contrario, si la tensión aumenta por encima de valores permitidos el aislamiento del transformador se puede ver comprometido, pudiendo dañarlo y por lo tanto se pueden producir cortocircuitos internos en el transformador.

Todo esto nos lleva a decir que las protecciones de tensión son imprescindibles en los transformadores y se deberán ajustar con un por ciento por encima y por debajo de la tensión nominal.

Función de sub/sobrefrecuencia (81M/m): Además de la tensión, la frecuencia eléctrica es uno de los parámetros que también se monitoriza en las plantas generadoras para garantizar cierta calidad en el suministro eléctrico, por lo que cuando este parámetro sale del rango permisivo de operación la planta debe desconectar.

Función de bloqueo de transformador (86T): La función de bloqueo en los transformadores de potencia nos posibilita desconectar el transformador a través de los interruptores de potencia en ambos extremos y que mantengan al transformador desconectado cuando ocurra una anomalía.

Normalmente las funciones que bloquean los interruptores del transformador son las amperimétricas (50/51 de fase y neutro), la función diferencial (87T), así como también el fallo del interruptor (50BF), que no debe seguir operando cuando se detecta algún fallo que impida su normal funcionamiento.

El bloqueo de los interruptores protege al transformador sobre todo de faltas internas, que puede que necesite asistencia técnica para que sea solucionado.

Además de todas las funciones anteriormente descritas para proteger al transformador que se ajustarán en el relé multifunción principal, se emplearán otras funciones que facilitan una operación segura de la instalación, como es el caso de las funciones de fallo del interruptor (50BF) y comprobación de sincronismo (25).

La función de fallo del interruptor es vital para respaldar a los interruptores inmediatos asignados a las funciones de protección de un determinado relé. Esta función además de dar un redisparo al propio interruptor, si este sigue sin abrir ante una anomalía de algún elemento de la red la función dará disparo a todos los interruptores adyacentes que aporten intensidad de cortocircuito (en el caso de faltas) al interruptor objeto; de esta manera se garantiza que ante faltas o anomalías que un interruptor no pueda despejar, lo harán el resto de interruptores adyacentes, suponiendo una gran fiabilidad para el sistema.

La función de comprobación de sincronismo también desempeña un papel muy importante en la subestación. Cuando se desee cerrar la línea eléctrica que llevará la potencia generada al sistema, entre ambos sistemas (planta generadora y red eléctrica nacional) debe haber sincronismo en cuanto a tensión, ángulo y frecuencia entre los dos sistemas para que se puedan unir a través del interruptor y no se provoque un cortocircuito. Esto se comprobará siempre que se quiera cerrar el interruptor por cualquiera de las vías posibles, sea por un cierre mediante telemando o desde la subestación o por un recierre ante una falta.

Relés de media tensión para el transformador con funciones de sobreintensidad (51; 50/51N): Al igual que en la alta tensión, en la media tensión tenemos un relé para proteger el transformador, que cuenta con funciones de sobreintensidad que respaldan al relé principal de alta tensión. Dicho relé es un **REF615 de ABB**, al igual que los demás relés de las líneas de media tensión que abordaremos a continuación. En este relé la función 50 de sobreintensidad instantánea no es ajustada debido a que por ser el relé de la acometida del transformador que conecta con todas las líneas de generación de media tensión, es imposible lograr selectividad y coordinación con las funciones 50 de los relés aguas abajo (relés de las líneas de media tensión).

4.3.2.- Relés de media tensión para las líneas de 20 kV.

El relé **REF615 de ABB** será el relé encargado de proteger las líneas de media tensión de 20kV que llevan la generación desde la planta fotovoltaica hasta la subestación, conectadas a la barra de 20kV. Este relé está diseñado específicamente para la protección de feeders.

Las funciones que se ajustarán son funciones de sobreintensidad instantáneas y de tiempo dependiente, las cuales hemos descrito anteriormente, como son las funciones 50/50N y 51/51N que principalmente protegerán a los feeders de cortocircuitos entre fases y entre fases y tierra, además de ajustar la función de fallo del interruptor para todos los interruptores de los feeders y la acometida.

Todas estas funciones de sobreintensidad deberán estar coordinadas con las funciones de la planta fotovoltaica aguas abajo y con el relé de acometida del transformador de potencia aguas arriba. Los criterios de coordinación lo abordaremos en capítulo posterior.

A continuación, podemos ver un ejemplo de aplicación.

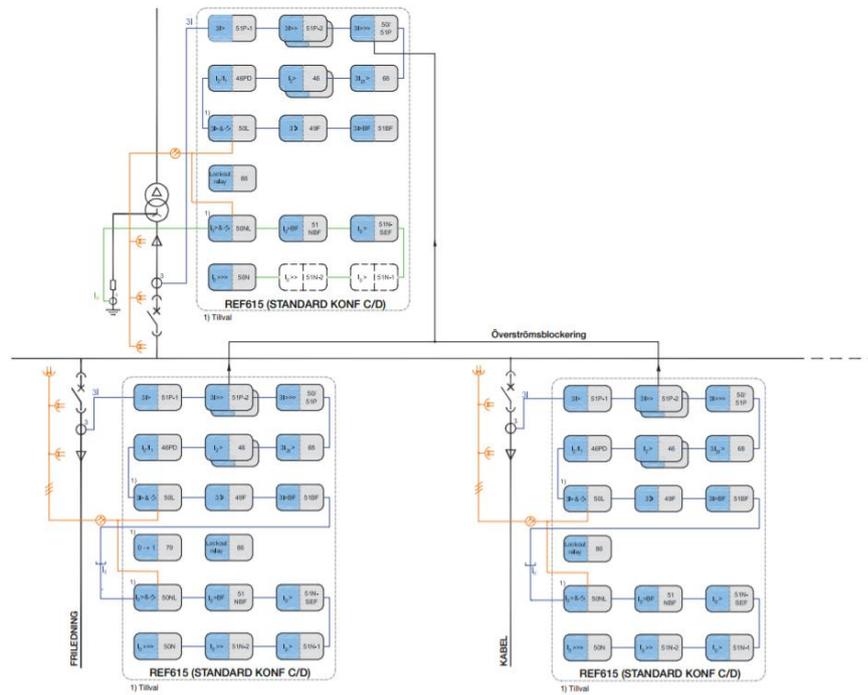


Figura 4.11: Ejemplo de aplicación de los relés de líneas de media tensión **REF615 de ABB**.

Capítulo 5: Cálculos

5.1.- Introducción.

El objetivo de este capítulo es exponer todos los cálculos necesarios, o la mayoría de ellos, que permita seleccionar, ajustar y coordinar cada una de las funciones de protección de los relés multifunción a las que se ha hecho mención en el capítulo anterior, y serán las funciones que se activarán para la protección del sistema objeto de estudio (línea de alta tensión – subestación - líneas de media tensión).

Para poder ajustar las protecciones se deberán tener en cuenta las situaciones críticas de falta que delimitan el ajuste de las funciones para las cuales el sistema de protección deberá actuar; ellas son:

- Cálculo de las intensidades máximas de cortocircuito en los puntos críticos donde se deberá tener en cuenta esta intensidad para el ajuste de algunas funciones.
- Cálculo de las intensidades mínimas de cortocircuito en los puntos críticos donde se deberá tener en cuenta esta intensidad para el ajuste de algunas funciones.

Las intensidades máximas de cortocircuito se producirán cuando ocurran cortocircuitos trifásicos, teniendo en cuenta el mayor aporte de potencia de cortocircuito ($S_{cc\ max}$) proveniente de la red externa. Mientras que las intensidades mínimas de cortocircuito se producirán cuando ocurran cortocircuitos monofásicos a tierra, teniendo en cuenta el menor aporte de potencia de cortocircuito proveniente de la red externa.

En la mayoría de los sistemas las intensidades de cortocircuito mínimas se producen con faltas bifásicas, pero debido al régimen de neutro que tiene la subestación “Don Rodrigo II”, donde la puesta a tierra del neutro en la conexión estrella del devanado de media tensión es a través de una resistencia de puesta a tierra que limita las intensidades homopolares a tierra a valores muy cercanos a 1000 A, según lo regulado por la normativa Endesa, entonces se llega a los valores mínimos de cortocircuito mediante faltas monofásicas a tierra.

Los cortocircuitos a lo largo de la historia de los sistemas eléctricos de potencia han sido los principales causantes de deterioro, accidentes y pérdidas en la red. Las intensidades que pueden circular por el sistema ante una de estas faltas pueden ser cientos de veces la intensidad nominal para la que está diseñado los equipos y elementos de la red en estado permanente, por lo que mientras menos tiempos estén sostenidos provocarán menores daños. Para eso se diseñan sistemas de protección que impiden la circulación de intensidades de faltas durante tiempos prolongados, mayores a los que puede soportar el sistema. Entre las principales consecuencias de los cortocircuitos se encuentran:

- Incendios debido a las altas temperaturas que provocan las intensidades de falta, produciéndose chispas y arcos eléctricos que pueden provocar llamas, y con mayor frecuencia en lugares donde existan combustibles inflamables como son los transformadores de potencia en las subestaciones eléctricas.
- Daños personales, cuando los operarios manipulan elementos energizados y se violan algunas de las normas de seguridad establecidas, ocasionando en el mejor de los casos quemaduras o lesiones leves, pudiendo llegar hasta la muerte de la persona; es por eso de la importancia de que las protecciones eléctricas actúen con eficacia y en el menor tiempo posible.
- Los daños materiales son sin duda son una de las principales consecuencias de las faltas eléctricas, cuando el sistema se ve sometido a intensidades y esfuerzos para los cuales no está diseñado puede provocarse el deterioro o rotura de equipos y elementos de la red que son extremadamente costosos, como son los transformadores de potencia, con costes superiores al millón de euros.

Por todo lo anteriormente mencionado se debe diseñar un sistema de protección que evite por todos los medios sufrir las consecuencias de las faltas eléctricas, por lo que se deben calcular y prever las intensidades de cortocircuito para las que nos debemos preparar, lo cual será objeto de este capítulo.

5.2.- Método utilizado para el cálculo de cortocircuitos.

Para el cálculo de las intensidades de cortocircuito se ha empleado el “**Método de las componentes simétricas**”, basado en el “**Teorema de Fortescue**”, el cual permite analizar faltas en sistemas trifásicos desequilibrados o que en ciertos momentos se encuentre en condiciones de asimetría en cuanto a las intensidades o tensiones que se perciban en las tres fases (desbalances muy notables). Los eventos más comunes que pueden llevar al sistema a condiciones de asimetría muy grandes están:

- Falta monofásica a tierra.
- Falta bifásica a tierra.
- Falta bifásica.

Además de las condiciones anteriormente mencionadas que pueden llevar al sistema a una asimetría entre sus fases, este método se emplea para el cálculo de faltas trifásicas, que en teoría deberían de ser simétricas, pero en realidad en los sistemas trifásicos de corriente alterna es muy difícil lograr un 100% de la simetría, debido al desbalance que pueden provocar distintas circunstancias, como son:

- Existencia de cargas monofásicas.
- Cargas ferroviarias, en la alimentación de catenarias que suministran energía a los trenes.
- Conexiones ineficientes en transformadores.
- Condensadores defectuosos en un banco de condensadores.

Por lo que, aunque las faltas que se produzcan no sean asimétricas, el sistema no será balanceado totalmente y se justifica el cálculo de las intensidades de cortocircuito por el método de las componentes simétricas.

5.2.1.- Método de las componentes simétricas.

El método de las componentes simétricas establece que un sistema trifásico desbalanceado puede ser descompuesto en tres sistemas, superponiendo las intensidades o tensiones de los tres sistemas, quedando de la siguiente manera:

- **Sistema de secuencia positiva o secuencia directa $I_{(1)}$:** Donde la secuencia de fases es la misma que en el sistema original desequilibrado.
- **Sistema de secuencia negativa o secuencia inversa $I_{(2)}$:** Donde la secuencia de fases es contraria al sistema desequilibrado original.
- **Sistema de secuencia cero o secuencia homopolar $I_{(0)}$:** En este caso las tres intensidades de este sistema están en fase, por lo que son iguales tanto en módulo como en ángulo.

Superponiendo estos tres sistemas se obtiene que las intensidades por cada fase en un sistema trifásico están dadas por:

$$I_A = I_{(1)} + I_{(2)} + I_{(0)}$$

$$I_B = a^2 * I_{(1)} + a * I_{(2)} + I_{(0)}$$

$$I_C = a * I_{(1)} + a^2 * I_{(2)} + I_{(0)}$$

Donde I_A , I_B , y I_C son las intensidades por cada una de las fases de un sistema trifásico.

Además, se tiene que:

$$a = -\frac{1}{2} + j\frac{1}{2}\sqrt{3}$$

$$a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{1}{2}\sqrt{3}$$

En la figura siguiente se muestra el sistema vectorial para las tres secuencias de fase (positiva, negativa y homopolar).

Como se muestra en la figura el sentido de giro de secuencia positiva a negativa cambia invirtiendo dos de las fases.

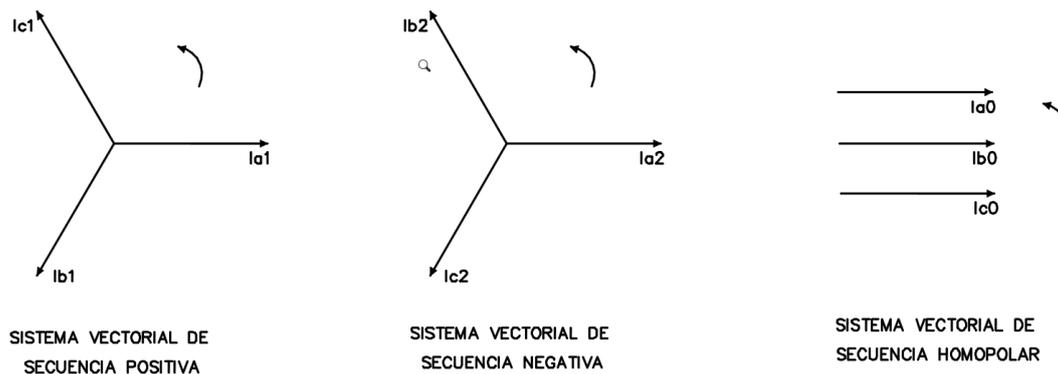


Figura 5.1: Sistema vectorial de secuencias de fases.

5.2.2.- Herramienta utilizada para el cálculo de cortocircuito.

Para realizar el cálculo de los cortocircuitos se ha utilizado un software que modeliza el sistema teniendo en cuenta todos los parámetros de cada elemento de la red y además basa sus cálculos de cortocircuito en la normativa **IEC 60909**, la cual emplea como método de cálculo el “**Método de las componentes simétricas**” abordado brevemente en el apartado anterior.

El software utilizado es el **Power Factory DIgSILENT**. Es un programa líder en el análisis de sistemas de energía, como la generación, transmisión, distribución y sistemas industriales. Además, cubre un número importante de aplicaciones muy avanzadas para la modelización de tecnologías punteras, como la energía eólica, generación distribuida, simulación en tiempo real, monitoreo del rendimiento para pruebas y supervisión de sistemas, cálculo de flujos de cargas y cálculo de faltas de todo tipo en los sistemas, que es, además, esta última, la aplicación que principalmente se utilizará en el estudio del proyecto.

El software es totalmente compatible con todos los sistemas operativos más comunes en la actualidad; entre ellos Windows, por lo que no hay ningún problema al implementarlo y que haga mucho más simple el trabajo.

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito a través del Power Factory DIgSILENT se necesita modelar el sistema objeto de estudio, introduciéndole al programa la mayor cantidad de datos disponibles que el mismo solicita de cada elemento de la red (línea eléctrica, transformador, placas fotovoltaicas, etc.). Esto dará mucha más fiabilidad a la hora de utilizar cualquier aplicación en el programa.

A continuación, se ejemplificará el modelado del transformador de potencia de la subestación a través de pantallazos que permitan visualizar el proceso de creación de un elemento de la red en el programa.

En la figura 5.2 se muestra el interfaz gráfico de trabajo que se tiene a partir de crear un nuevo proyecto en el programa, se crea una hoja en blanco y se comienza a modelizar el sistema a partir de la introducción de todos los elementos que lo conforman. Cada elemento que se quiera introducir se debe seleccionar desde la columna derecha superior enmarcada en rojo que se muestra en la figura 5.2

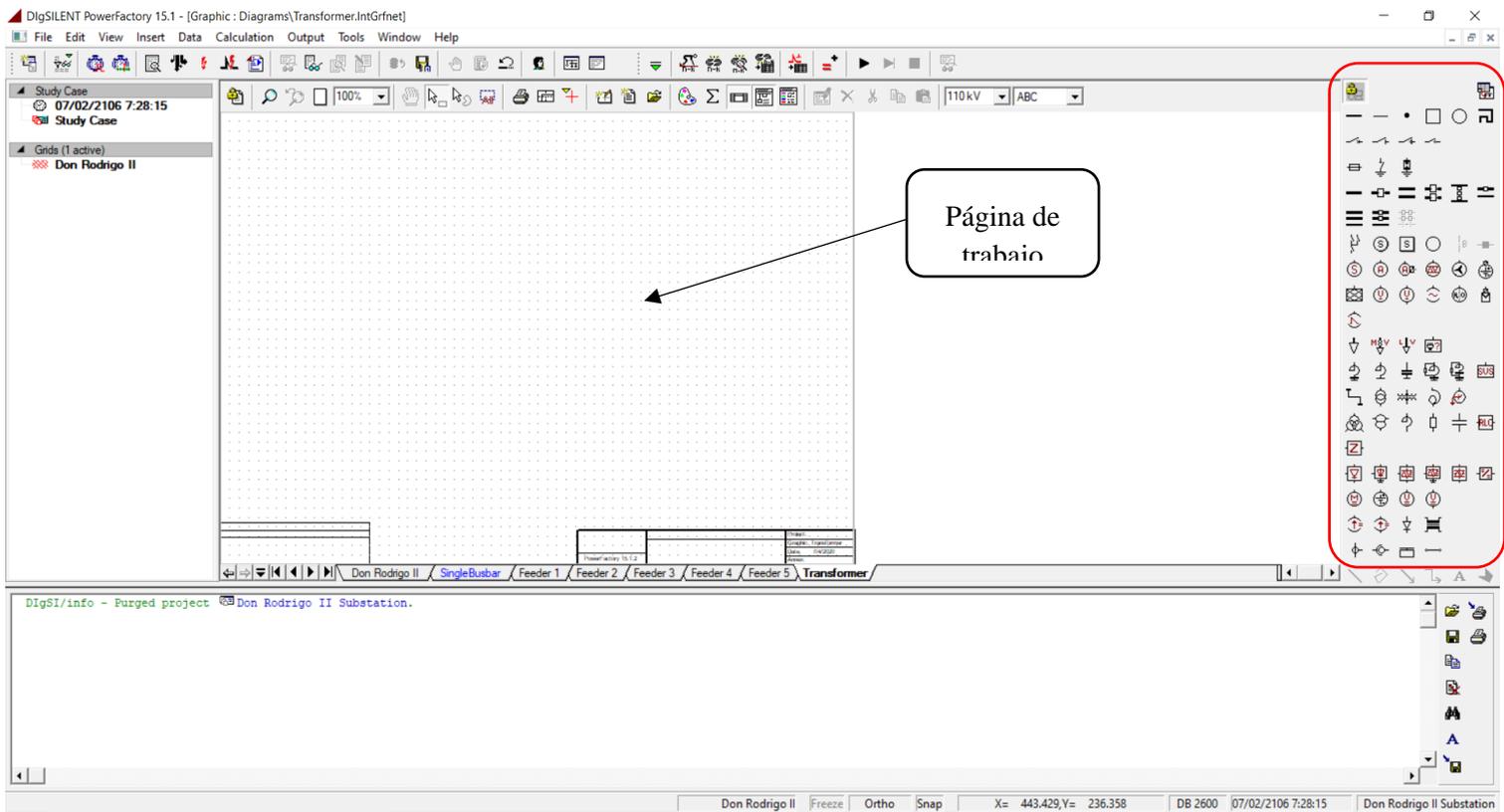


Figura 5.2: Interfaz de trabajo de Power Factory DIgSILENT.

Para modelar el transformador de potencia de la subestación Don Rodrigo II, se debe seleccionar desde la ventana de elementos, un transformador de dos devanados.

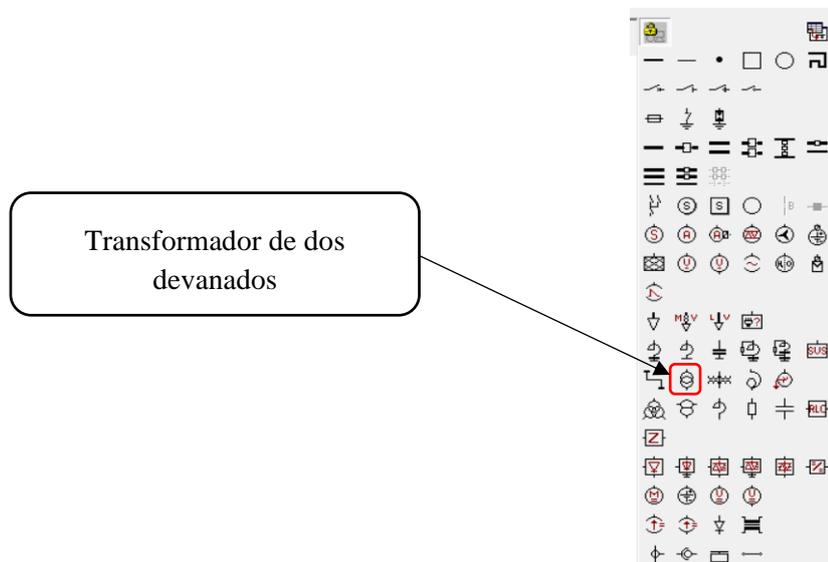


Figura 5.3: Ventana de elementos de Power Factory DIgSILENT.

El transformador al ser seleccionado deberá ser llevado a la página de trabajo y conectarse entre dos embarrados o como en el caso de este proyecto, entre un punto de conexión de 66kV (que puede ser un embarrado simple) y un embarrado de 20kV.

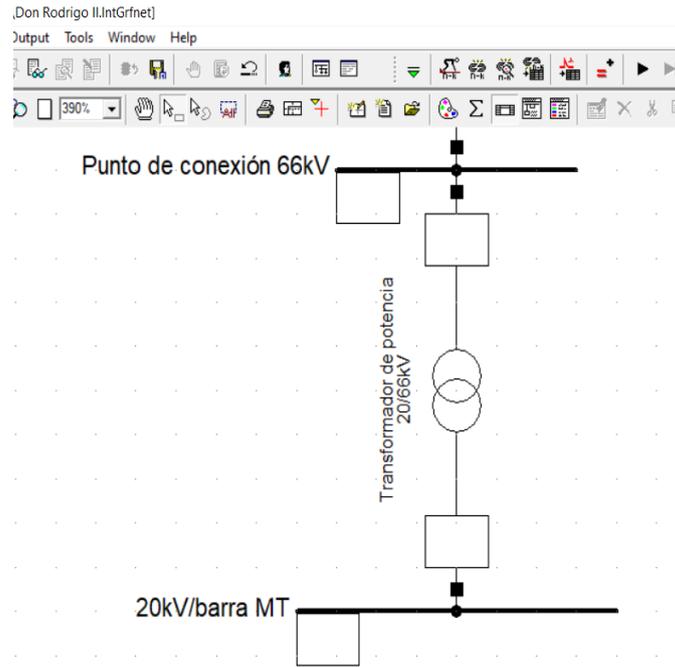
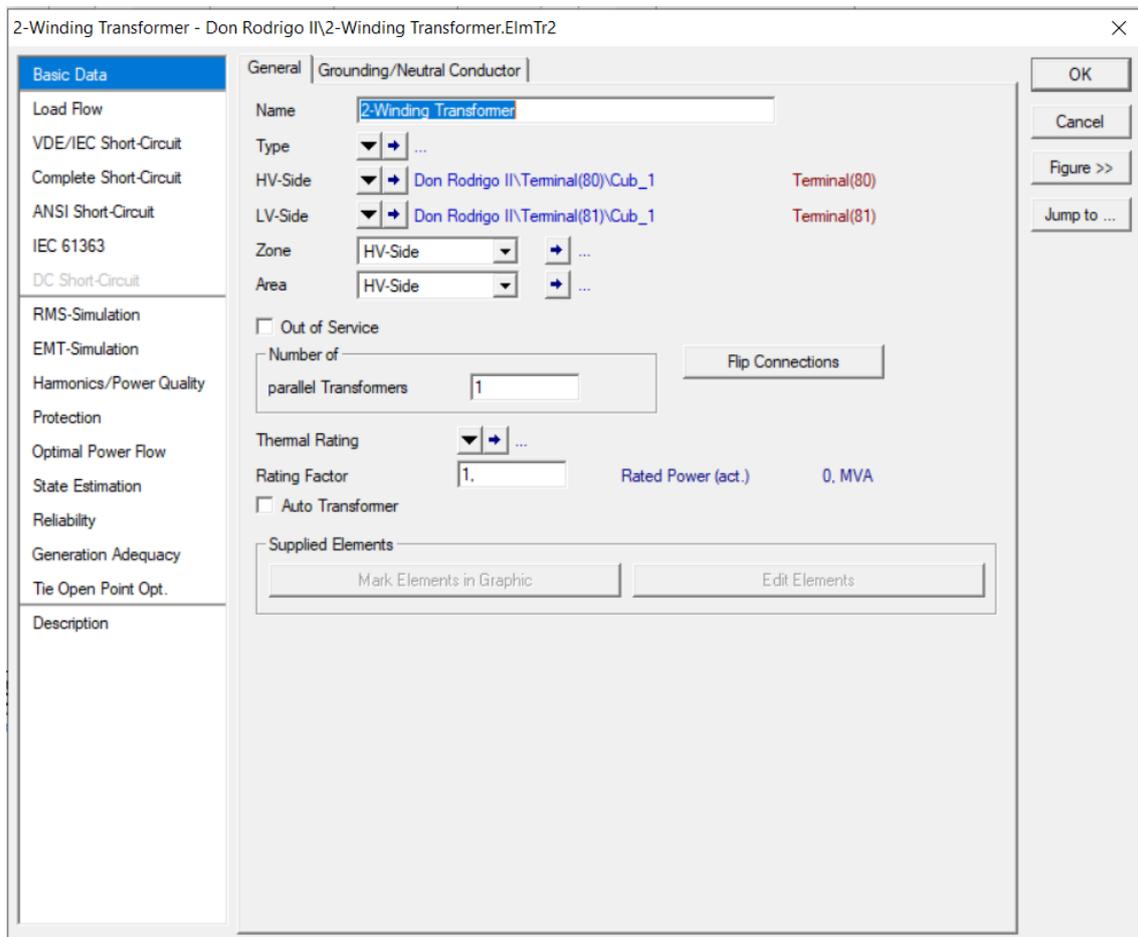


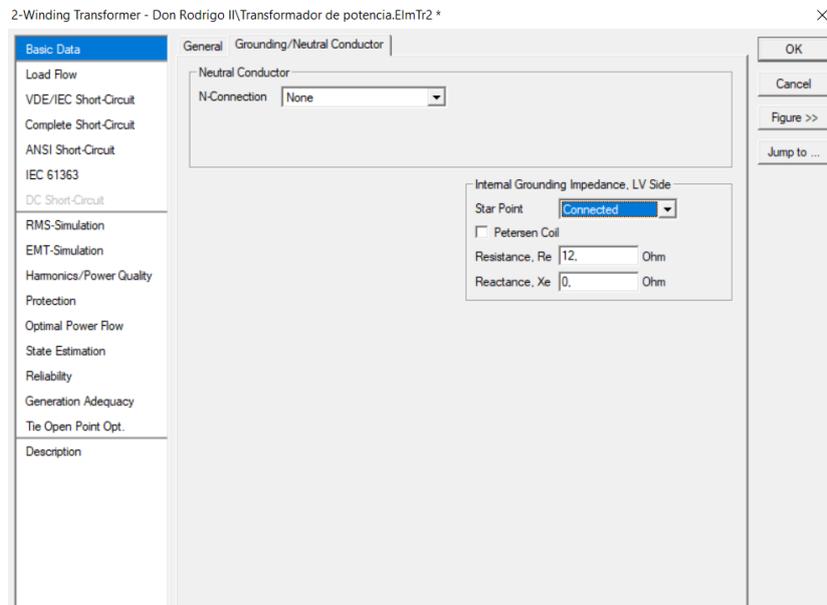
Figura 5.3: Conexión del transformador de potencia en Power Factory DIGSILENT.

Al ser conectado el transformador damos doble click sobre él y comenzamos a configurarlo.

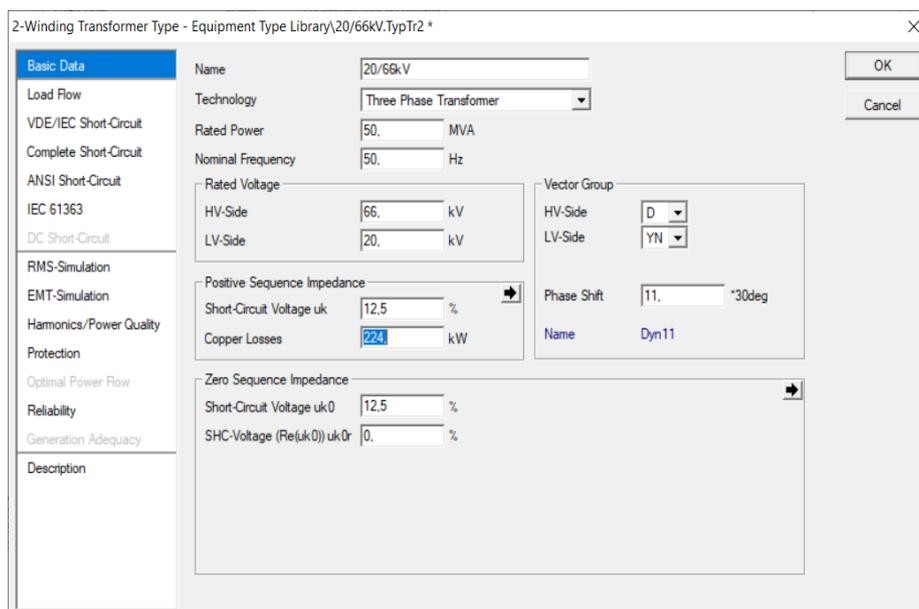


Dentro de la nueva ventana que se muestra se puede nombrar al transformador, conocer entre qué puntos está conectado y cambiarlo si se quisiese, elegir si fuese un autotransformador, especificar si está conectado en paralelo con otros transformadores.

Si se va a la pestaña de **Grounding/Neutral Conductor**, se puede especificar el régimen de puesta a tierra del transformador y en este caso también poder especificar el valor de la resistencia de puesta a tierra en lado de media tensión para limitar las intensidades de faltas homopolares.



Además, dentro de la pestaña **General** se puede seleccionar el tipo de transformador en la pestaña **Type**, donde da a elegir entre seleccionar un transformador ya creado en la librería del programa, seleccionar un transformador ya creado en otro proyecto, o crear un transformador desde cero; en este caso elegimos crear un transformador desde cero y se muestra la siguiente ventana donde se puede seguir especificando parámetros.



En esta ventana se puede colocar un segundo nombre al transformador, como puede ser especificar los niveles de tensiones nominales. Además, se terminan de especificar los restantes parámetros fundamentales del transformador, como son:

- Tecnología del transformador (transformador trifásico).
- Potencia nominal (en este caso se ha especificado la potencia ONAF con ventilación forzada, que es la mayor potencia que puede entregar el transformador).
- Frecuencia nominal (50Hz).
- Tensiones nominales tanto en alta como en media tensión.
- Porcentaje de impedancia de cortocircuito, tanto en secuencia positiva como negativa.
- Pérdidas en el cobre.
- Grupo de conexión (Dyn11).

Como mismo se ha podido definir el transformador de potencia dentro del sistema, también se puede definir los restantes elementos que lo componen, como son:

- La red externa equivalente a donde se va a conectar el sistema (En este elemento los datos fundamentales que se deben especificar son la potencia máxima y mínima de cortocircuito en el punto donde se conecta la línea de salida de la subestación, las cuales son: $S_{cc\ max} = 2023\ MVA$ y $S_{cc\ min} = 1500\ MVA$).
- La línea de alta tensión que evacuará toda la potencia generada por la planta fotovoltaica (El Power Factory DIGSILENT permite especificar que es una línea mixta aérea-subterránea y poder introducir los parámetros específicos para cada tramo).
- Barra de media tensión.
- Salidas de líneas subterráneas de media tensión hacia la planta fotovoltaica
- Planta fotovoltaica con todos sus principales componentes (cables subterráneos, paneles inversores, transformadores elevadores).

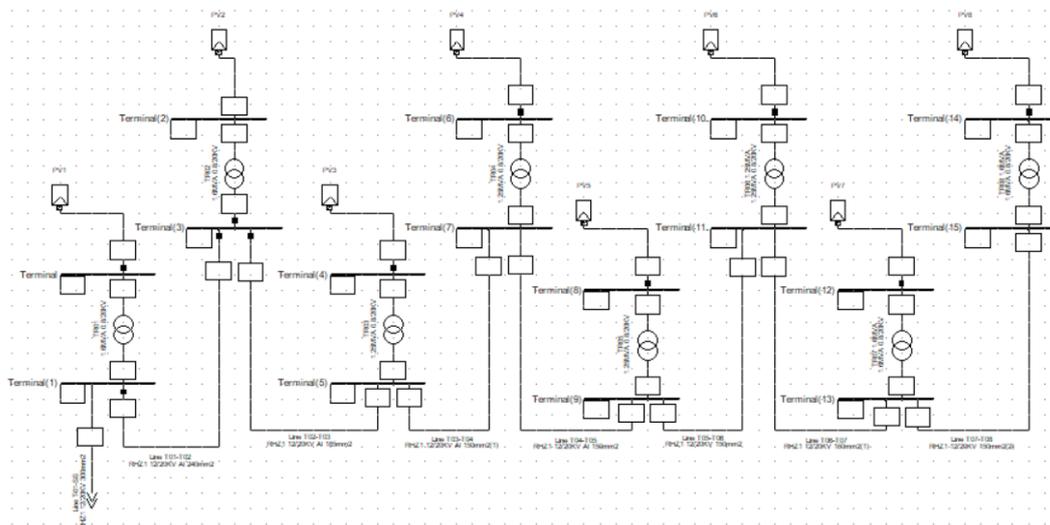


Figura 5.4: Configuración de la planta fotovoltaica para una salida de línea desde el embarrado de media tensión de la subestación.

Los datos de los elementos que se ven en la tabla 5.4 se describen en apartados posteriores, especificando los datos de los transformadores, inversores y cables aislados de media tensión.

La aportación de cortocircuito de las placas solares a la red es prácticamente insignificante, es por eso que para cortocircuitos mínimos la planta no aporta nada, aunque los inversores si tienen un

aporte pequeño a cortocircuitos, que en el programa se tiene la opción de especificar estas aportaciones.

En apartados posteriores se expondrán los datos de los elementos de la planta fotovoltaica.

5.3.- Datos de los elementos que componen la red de la planta fotovoltaica.

A continuación, se exponen los datos disponibles para cada uno de los elementos del sistema de la planta fotovoltaica, teniendo en cuenta que mientras mayor información tengamos y más real sea, se tendrá un modelo que devolverá resultados más fiables.

En caso que no exista alguna información sobre un elemento del sistema se estimarán los datos.

5.3.1.- Datos de los transformadores de la planta solar fotovoltaica.

TRANSFROMADORES DE 1 MVA	
Potencia	1 MVA
Relación de transformación	$20 \pm 2 \times 2.5\%/0.8 \text{ kV}$
Tensión de cortocircuito ONAF	5.96%
Pérdidas en vacío (W_o)	0.719 kW
Pérdidas en carga (W_{cc})	10.487 kW
Grupo de conexión	Dyn5

Tabla 5.1: Transformadores 1 MVA de la planta fotovoltaica.

TRANSFROMADORES DE 1.25 MVA	
Potencia	1.25 MVA
Relación de transformación	$20 \pm 2 \times 2.5\%/0.8 \text{ kV}$
Tensión de cortocircuito ONAF	5.83%
Pérdidas en vacío (W_o)	0.893 kW
Pérdidas en carga (W_{cc})	10.922 kW
Grupo de conexión	Dyn5

Tabla 5.2: Transformadores 1.25 MVA de la planta fotovoltaica.

TRANSFROMADORES DE 1.6 MVA	
Potencia	1.6 MVA
Relación de transformación	$20 \pm 2 \times 2.5\%/0.8 \text{ kV}$
Tensión de cortocircuito ONAF	5.86%
Pérdidas en vacío (W_o)	1.116 kW
Pérdidas en carga (W_{cc})	13.659 kW
Grupo de conexión	Dyn5

Tabla 5.3: Transformadores 1.6 MVA de la planta fotovoltaica.

Estos transformadores han sido empleados para elevar la tensión de la potencia eléctrica generada por la planta fotovoltaica, y sus principales datos son los mostrados en las tablas anteriores, que como se puede apreciar se han utilizado tres tipos de transformadores con respecto a su potencia. Además, se ha empleado una conexión Dyn5 típica en transformadores elevadores, la cual no permite la circulación de flujos magnéticos en caso de cargas desequilibradas ya que estas son compensadas en las tres columnas.

5.3.2.- Datos de los inversores de la planta solar fotovoltaica.

En la Planta Solar Fotovoltaica “Don Rodrigo II” se han instalado dos tipos de inversores Huawei:

INVERSORES 95 kW	
Modelo	SUN2000-95KTL-HV-D1
Tensión nominal	0.8 kV
Potencia activa nominal	95 kW
Frecuencia	50 Hz
Máxima corriente inicial simétrica de cortocircuito (Ik'')	76.5 A

Tabla 5.4: Inversores 95 kW de la planta fotovoltaica.

INVERSORES 60 kW	
Modelo	SUN2000-60KTL-HV-D1-001
Tensión nominal	0.8 kV
Potencia activa nominal	60 kW
Frecuencia	50 Hz
Máxima corriente inicial simétrica de cortocircuito (Ik'')	47.6 A

Tabla 5.5: Inversores 60 kW de la planta fotovoltaica

Se han instalado en dependencia de la potencia a convertir en cada uno de las salidas de los paneles fotovoltaicos.

En la siguiente tabla se muestra la relación de los transformadores de la Planta Solar Fotovoltaica con la cantidad de inversores conectados a ellos.

Transformer station	Transformer rating (MVA)	Uk (%)	MV level (kV)	LV level (kV)	60KTL (pc)	105KTL (pc)	Inverter apparent power (kVA)	MV maximal current (A)	MV feeder numbering	MV feeder apparent power (kVA)	MV feeder maximal current (A)
TR Station 01	1,6	6	20	0,8	1	11	1342	38,74	1	9776	282
TR Station 02	1,6	6	20	0,8	0	12	1392	40,18	1		

Transformer station	Transformer rating (MVA)	Uk (%)	MV level (kV)	LV level (kV)	60KTL (pc)	105KTL (pc)	Inverter apparent power (kVA)	MV maximal current (A)	MV feeder numbering	MV feeder apparent power (kVA)	MV feeder maximal current (A)
TR Station 03	1,25	6	20	0,8	1	9	1110	32,04	1		
TR Station 04	1,25	6	20	0,8	1	9	1110	32,04	1		
TR Station 05	1,25	6	20	0,8	0	9	1044	30,14	1		
TR Station 06	1,25	6	20	0,8	0	8	928	26,79	1		
TR Station 07	1,6	6	20	0,8	1	12	1458	42,09	1		
TR Station 08	1,6	6	20	0,8	0	12	1392	40,18	1		
TR Station 09	1,6	6	20	0,8	1	10	1226	35,39	2		
TR Station 10	1,25	6	20	0,8	1	9	1110	32,04	2		
TR Station 11	1,6	6	20	0,8	0	12	1392	40,18	2		
TR Station 12	1,6	6	20	0,8	0	12	1392	40,18	2		
TR Station 13	1	6	20	0,8	0	7	812	23,44	2	9760	282
TR Station 14	1,6	6	20	0,8	0	12	1392	40,18	2		
TR Station 15	1	6	20	0,8	0	7	812	23,44	2		
TR Station 16	1	6	20	0,8	0	7	812	23,44	2		
TR Station 17	1	6	20	0,8	0	7	812	23,44	2		
TR Station 18	1	6	20	0,8	1	6	762	22,00	3		
TR Station 19	1,25	6	20	0,8	0	9	1044	30,14	3		
TR Station 20	1,6	6	20	0,8	0	12	1392	40,18	3		
TR Station 21	1,6	6	20	0,8	0	12	1392	40,18	3		
TR Station 22	1,6	6	20	0,8	1	11	1342	38,74	3		
TR Station 23	1	6	20	0,8	1	7	878	25,35	3		
TR Station 24	1	6	20	0,8	1	7	878	25,35	3		
TR Station 25	1	6	20	0,8	0	7	812	23,44	3		
TR Station 26	1,6	6	20	0,8	0	11	1276	36,83	4		
TR Station 27	1	6	20	0,8	0	6	696	20,09	4		
TR Station 28	1,6	6	20	0,8	0	12	1392	40,18	4		
TR Station 29	1,6	6	20	0,8	0	12	1392	40,18	4		
TR Station 30	1,6	6	20	0,8	0	12	1392	40,18	4		
TR Station 31	1,6	6	20	0,8	0	12	1392	40,18	4		
TR Station 32	1,6	6	20	0,8	0	12	1392	40,18	4		
TR Station 33	1	6	20	0,8	0	6	696	20,09	4		
TR Station 34	1,25	6	20	0,8	0	9	1044	30,14	5		
TR Station 35	1,6	6	20	0,8	0	12	1392	40,18	5		
TR Station 36	1,6	6	20	0,8	0	12	1392	40,18	5		
TR Station 37	1,6	6	20	0,8	0	12	1392	40,18	5		
TR Station 38	1	6	20	0,8	0	7	812	23,44	5		
TR Station 39	1,25	6	20	0,8	0	9	1044	30,14	5		
TR Station 40	1	6	20	0,8	0	7	812	23,44	5		
					10	387	45552			45552	1315

Tabla 5.6: Relación de cantidad y tipos de inversores conectados a cada transformador en la planta fotovoltaica.

5.3.3.- Datos de los cables aislados de media tensión de la red de la planta fotovoltaica.

A continuación, se muestra una tabla con el resumen de los cables aislados utilizados en la red de media tensión en la Planta Solar Fotovoltaica.

MV lines	Length (km)	R1 (Ω)	X1 (Ω)	R0 (Ω)	X0 (Ω)	Cable type	MV feeder length power (km)
Line_T01_SS	0,217	0,014	0,023	0,047	0,427	RHZ1 12/20kV Al 300mm ²	2,001
Line_T01_T02	0,236	0,019	0,026	0,054	0,468	RHZ1 12/20kV Al 240mm ²	
Line_T02_T03	0,175	0,018	0,020	0,044	0,350	RHZ1 12/20kV Al 185mm ²	
Line_T03_T04	0,332	0,043	0,039	0,092	0,668	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	
Line_T04_T05	0,225	0,029	0,026	0,062	0,453	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	
Line_T05_T06	0,270	0,035	0,032	0,075	0,543	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	
Line_T06_T07	0,296	0,038	0,035	0,082	0,596	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	
Line_T07_T08	0,249	0,032	0,029	0,069	0,501	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	
Line_T09_SS	0,325	0,022	0,035	0,070	0,640	RHZ1 12/20kV Al 300mm ²	2,262
Line_T09_T10	0,324	0,026	0,035	0,074	0,643	RHZ1 12/20kV Al 240mm ²	
Line_T10_T11	0,127	0,013	0,015	0,032	0,254	RHZ1 12/20kV Al 185mm ²	
Line_T11_T12	0,347	0,045	0,041	0,096	0,698	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	
Line_T12_T13	0,152	0,020	0,018	0,042	0,306	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	
Line_T13_T14	0,216	0,028	0,025	0,060	0,435	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	
Line_T14_T15	0,207	0,027	0,024	0,057	0,417	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	
Line_T15_T16	0,347	0,045	0,041	0,096	0,698	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	
Line_T16_T17	0,217	0,028	0,025	0,060	0,437	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	2,419
Line_T18_SS	0,433	0,035	0,047	0,099	0,859	RHZ1 12/20kV Al 240mm ²	
Line_T18_T19	0,628	0,051	0,069	0,144	1,246	RHZ1 12/20kV Al 240mm ²	
Line_T19_T20	0,159	0,017	0,018	0,040	0,318	RHZ1 12/20kV Al 185mm ²	
Line_T20_T21	0,212	0,027	0,025	0,059	0,427	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	
Line_T21_T22	0,245	0,032	0,029	0,068	0,493	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	
Line_T22_T23	0,257	0,033	0,030	0,071	0,517	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	
Line_T23_T24	0,248	0,032	0,029	0,069	0,499	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	
Line_T24_T25	0,237	0,031	0,028	0,066	0,477	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	2,126
Line_T26_SS	0,802	0,053	0,086	0,172	1,579	RHZ1 12/20kV Al 300mm ²	
Line_T26_T27	0,228	0,019	0,025	0,053	0,452	RHZ1 12/20kV Al 240mm ²	
Line_T27_T28	0,123	0,010	0,013	0,028	0,244	RHZ1 12/20kV Al 240mm ²	
Line_T28_T29	0,161	0,021	0,019	0,045	0,324	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	
Line_T29_T30	0,237	0,031	0,028	0,066	0,477	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	
Line_T30_T31	0,284	0,037	0,033	0,079	0,572	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	
Line_T31_T32	0,163	0,021	0,019	0,045	0,328	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	
Line_T32_T33	0,129	0,017	0,015	0,036	0,260	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	2,432
Line_T34_SS	1,367	0,111	0,149	0,313	2,713	RHZ1 12/20kV Al 240mm ²	
Line_T34_T35	0,156	0,016	0,018	0,039	0,312	RHZ1 12/20kV Al 185mm ²	
Line_T35_T36	0,167	0,022	0,020	0,046	0,336	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	
Line_T36_T37	0,167	0,022	0,020	0,046	0,336	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	
Line_T37_T38	0,221	0,029	0,026	0,061	0,444	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	
Line_T38_T39	0,192	0,025	0,023	0,053	0,386	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	

MV lines	Length (km)	R1 (Ω)	X1 (Ω)	R0 (Ω)	X0 (Ω)	Cable type	MV feeder length power (km)
Line_T39_T40	0,161	0,021	0,019	0,045	0,324	RHZ1 12/20kV Al 150mm ²	
							11,239

Tabla 5.7: Relación de los datos de los cables de media tensión de la planta fotovoltaica.

Los datos que se reflejan en la tabla 5.7 sobre las impedancias de secuencia (R1, X1, R0 y X0), han sido valores extraídos del Power Factory DIGSILENT luego de haber introducido en el sistema la red de la planta fotovoltaica.

Al ser cables subterráneos y con pantalla, estos se comportan como capacitores, generando intensidades capacitivas, las cuales se resumen en la siguiente tabla:

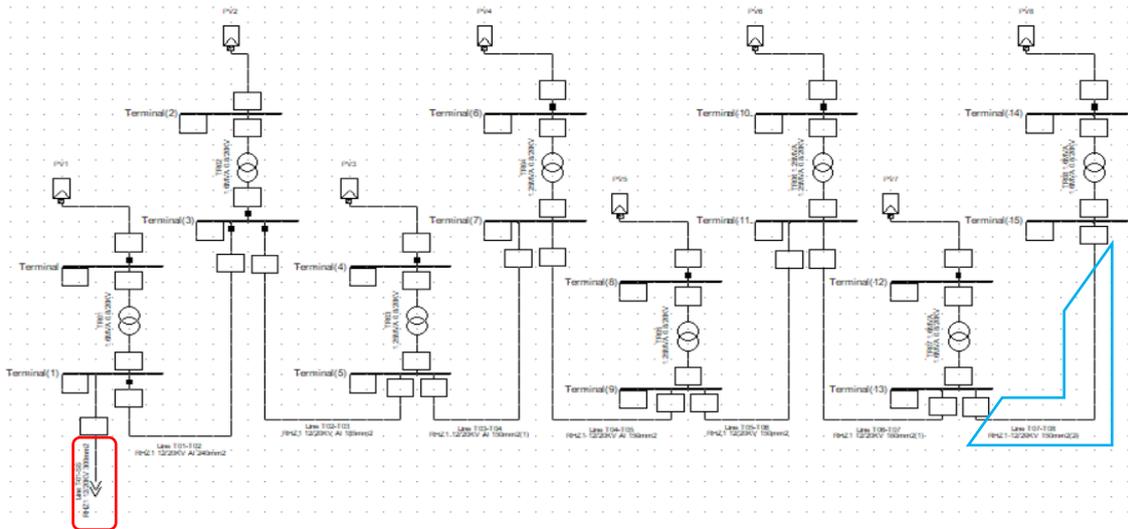
Cable Route	Type	C (μ F/kM)	L (kM)	Ic (A)	Ic Total (A)
T01-SS	RHZ1 12/20KV 1x300mm2 Al H16	0,343	0,217	0,8100174	
T01-T02	RHZ1 12/20KV 1x240mm2 Al H16	0,308	0,236	0,79104869	
T02-T03	RHZ1 12/20KV 1x185mm2 Al H16	0,282	0,175	0,53706599	
T03-T04	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,332	0,93217679	
T04-T05	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,225	0,63174632	
T05-T06	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,27	0,75809558	
T06-T07	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,296	0,83109738	
T07-T08	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,249	0,69913259	
	Total Ic (A)				5,99038075
T09-SS	RHZ1 12/20KV 1x300mm2 Al H16	0,343	0,325	1,2131597	
T09-T10	RHZ1 12/20KV 1x240mm2 Al H16	0,308	0,324	1,086016	
T10-T11	RHZ1 12/20KV 1x185mm2 Al H16	0,282	0,127	0,38975646	
T11-T12	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,347	0,97429321	
T12-T13	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,152	0,42677974	
T14-T15	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,216	0,60647647	
T15-T16	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,207	0,58120661	
T16-T17	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,347	0,97429321	
T17-T18	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,217	0,60928423	
	Total Ic (A)				6,86126563
T18-SS	RHZ1 12/20KV 1x240mm2 Al H16	0,308	0,433	1,45137323	
T18-T19	RHZ1 12/20KV 1x240mm2 Al H16	0,308	0,628	2,10499397	
T19-T20	RHZ1 12/20KV 1x185mm2 Al H16	0,282	0,159	0,48796282	
T20-T21	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,212	0,59524542	
T21-T22	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,245	0,68790155	
T22-T23	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,257	0,72159468	
T23-T24	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,248	0,69632483	
T24-T25	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,237	0,66543946	
	Total Ic (A)				7,41083595
T26-SS	RHZ1 12/20KV 1x300mm2 Al H16	0,343	0,802	2,99370487	

Cable Route	Type	C ($\mu\text{F}/\text{kM}$)	L (kM)	Ic (A)	Ic Total (A)
T26-T27	RHZ1 12/20KV 1x240mm2 Al H16	0,308	0,228	0,76423348	
T27-T28	RHZ1 12/20KV 1x240mm2 Al H16	0,308	0,123	0,41228385	
T28-T29	RHZ1 12/20KV 1x185mm2 Al H16	0,282	0,161	0,49410071	
T29-T30	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,237	0,66543946	
T30-T31	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,284	0,79740424	
T31-T32	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,163	0,45766511	
T32-T33	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,129	0,36220122	
	Total Ic (A)				6,94703294
T34-SS	RHZ1 12/20KV 1x240mm2 Al H16	0,308	1,367	4,58204897	
T34-T35	RHZ1 12/20KV 1x185mm2 Al H16	0,282	0,156	0,47875597	
T35-T36	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,167	0,46889616	
T36-T37	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,167	0,46889616	
T37-T38	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,221	0,62051527	
T38-T39	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,192	0,53909019	
T39-T40	RHZ1 12/20KV 1x150mm2 Al H16	0,258	0,161	0,45204959	
	Total Ic (A)				7,61025231

Tabla 5.8: Cálculo de las intensidades capacitivas de los cables de media tensión de la planta fotovoltaica.

Las intensidades capacitivas de los cables anteriores se han calculado con el objetivo de conocer por encima de que valores se deberán ajustar algunas funciones de protección, teniendo en cuenta estas intensidades como umbrales, ya que siempre estarán presente y ninguna función de protección de intensidad deberá estar tarada por debajo de dichos valores en cada uno de los feeders.

Como se puede ver en la tabla, el recorrido de los cables de media tensión por cada uno de los feeders varía su sección en dependencia del tramo que sea y de la generación que estará pasando por él como se muestra en el siguiente unifilar plasmado en la figura 5.7, donde el cable enmarcado en rojo, que es el que conecta con la celda de media tensión, será el de mayor sección (300mm^2) debido a que llevará toda la potencia de todos los transformadores del feeder, mientras que el cable enmarcado en azul será de menor sección (150mm^2) ya que solo llevará la potencia del último transformador del feeder.



Explicado lo anterior, se debe decir que los cálculos de las intensidades capacitivas se han calculado por cada uno de los tipos de secciones de cables, teniendo en cuenta en cada caso la longitud de cada uno de ellos, y a partir de aquí se suman todas las intensidades capacitivas de todos los cables que conforman a cada feeder, obteniendo de esta manera la intensidad capacitiva total que se genera en cada feeder.

Para el cálculo de las intensidades capacitivas de los cables se ha empleado la siguiente expresión:

$$I_c = 2\pi * f * C * L * V$$

Donde:

I_c : Intensidad capacitiva [A]

f : frecuencia [Hz]

C : Capacitancia del cable $\left[\frac{\mu F}{Km}\right]$

L : Longitud del cable [Km]

V : Tensión fase-tierra del sistema [V]

La capacitancia de los cables se obtuvo de los datos proporcionados en los catálogos del fabricante (PRYSMIAN).

5.4.- Cálculo de las intensidades de cortocircuito.

Para el ajuste y coordinación de las protecciones se han tenido en cuenta las intensidades de cortocircuito; las cuales se determinaron en los distintos puntos de la red donde fuese crítico para el ajuste de los relés, además de que se considerase en dos casos; para máxima intensidad de cortocircuito, donde el aporte de la red externa se considera máximo y se tiene en cuenta el aporte de los inversores de la planta fotovoltaica, y para mínima intensidad de cortocircuito, donde el aporte de la red externa es el mínimo posible sin tener en cuenta el aporte de los inversores.

Como se ha abordado en apartados anteriores el cálculo de las intensidades de cortocircuito se ha realizado a partir del software **Power Factory DigSILENT**. A partir de este software se puede ajustar el tipo de cálculo de intensidad de cortocircuito que se quiere realizar (trifásico, bifásico o monofásico; a tierra o entre fases en el caso de los cortocircuitos bifásicos y monofásicos); además se puede seleccionar si el cortocircuito que se quiere calcular será máximo o mínimo, y en dependencia de esto, se ajusta la red externa del sistema a un aporte de cortocircuito máximo o mínimo, cuyos valores se han expuesto con anterioridad.

Para ejecutar un cortocircuito en el programa es muy sencillo, solamente se debe dar click derecho encima del punto del sistema donde desees realizarlo, luego click en **Calculate** y luego **Short-Circuit**, como se muestra en la siguiente imagen.

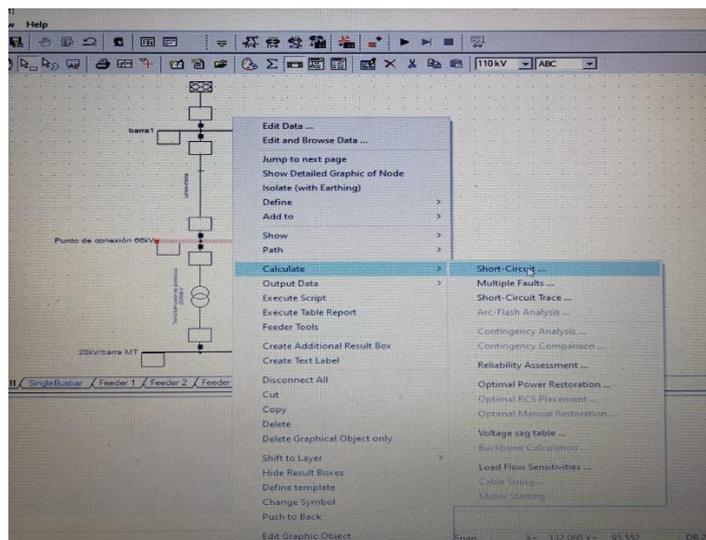


Figura 5.5: Pasos para ejecutar un cortocircuito en Power Factory DigSILENT.

Luego aparecerá una ventana donde se puede especificar el tipo de cortocircuito que se quiere calcular, como se muestra en el ejemplo de la figura 5.7:

- Trifásico
- Trifásico a tierra
- Bifásico
- Bifásico a tierra
- Monofásico
- Si es máximo o mínimo
- Método de cálculo (IEC 60909)
- Resistencia de falta (si se conoce)
- Localización de la falta

Cuando se hayan especificado todos los datos en dicha ventana, se da click en **Execute** y se verá representado en el sistema del programa los valores de cortocircuito en el punto seleccionado, además de todos los aportes que tendrá por cada uno de los caminos, como se muestra en la figura 5.6.

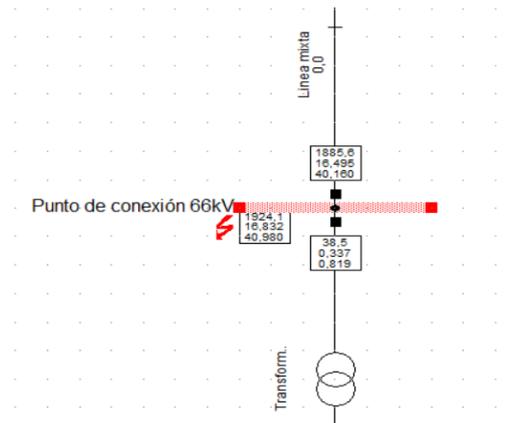


Figura 5.6: Ejemplo de cálculo de cortocircuito trifásico máximo en Power Factory DIgSILENT.

Los cuadros de resultados que se muestran en el sistema cuando se calcula el cortocircuito pueden ser ajustables en dependencia de lo que quieras que te muestre, como pueden ser potencias, intensidades, tensiones, ángulos, etc.; en el ejemplo de la figura 5.6 se muestra la potencia de cortocircuito, la intensidad de cortocircuito y la intensidad pico en la primera instancia del cortocircuito.

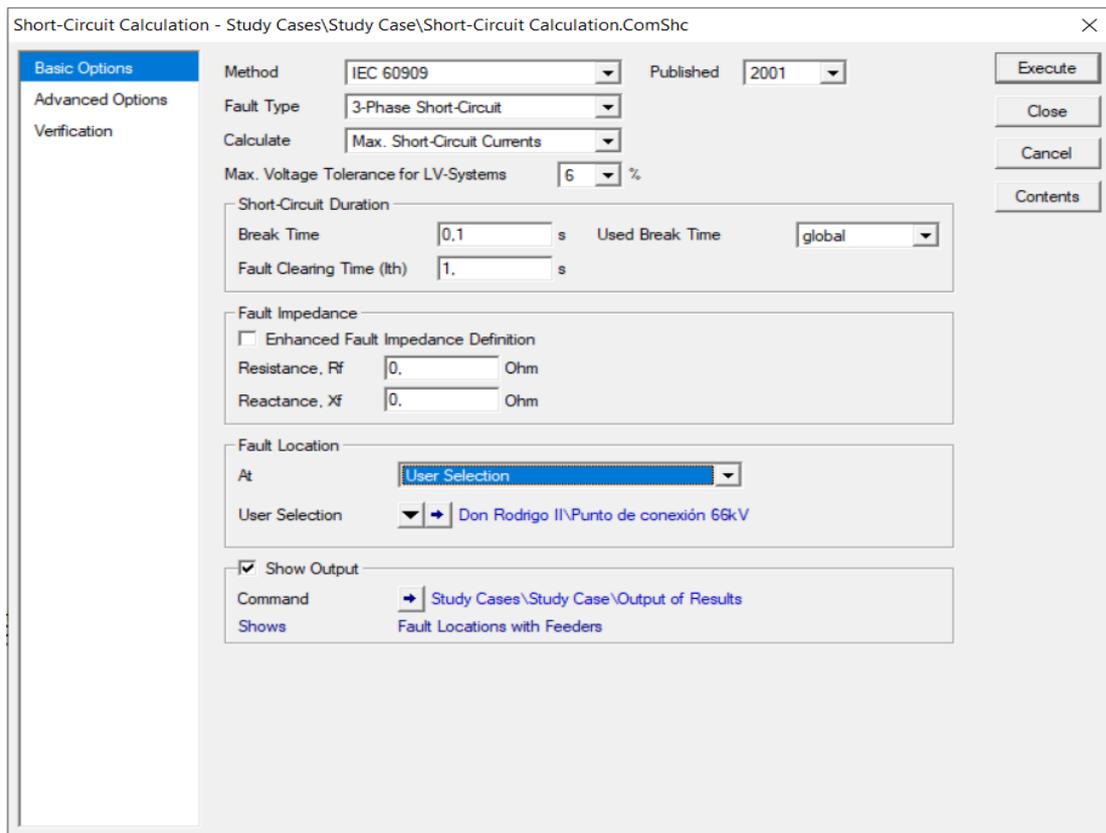


Figura 5.7: Pasos para ejecutar un cortocircuito en Power Factory DIgSILENT.

5.4.1.- Cálculo de los cortocircuitos polifásicos.

($S_{cc\ max} = 2023\ MVA$ y $S_{cc\ min} = 1500\ MVA$).

Para el cálculo de los cortocircuitos polifásicos se calcula el máximo y el mínimo. El cortocircuito máximo será el trifásico y el mínimo el bifásico.

El aporte de intensidades a cortocircuitos mínimos desde la planta fotovoltaica será siempre cero, debido que se tiene en cuenta que en horas nocturnas la planta no genera, siendo del modo contrario para el aporte a cortocircuitos máximos, donde la planta tendrá su mayor aporte en horas puntas del día cuando haya mayor radiación solar.

LADO 66 kV

- Barra de 66 kV subestación Don Rodrigo
- Salida de línea 66 kV subestación Don Rodrigo II

LADO 20 kV

- Barra 20 kV
- Salida de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica
- Final de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica
- Lado 0.8 kV transformadores de Planta Solar Fotovoltaica

Los resultados de los cortocircuitos se muestran a continuación de forma tabular y además de manera gráfica, a partir del unifilar de la subestación, para que se tenga una mejor visión de la ubicación de los cortocircuitos y las intensidades aportadas a él. La ubicación del cortocircuito y las aportaciones de intensidades estarán representadas en color rojo.

En el caso de las intensidades que pasan por los interruptores de las líneas de media tensión, en las tablas que se muestran a continuación, solo se refleja el interruptor de la línea 3, debido a que es la línea más crítica para ajustar porque devuelve los cortocircuitos más pequeños, y por tanto a partir de ella se pueden ajustar las demás líneas.

Barra de 66 kV subestación Don Rodrigo

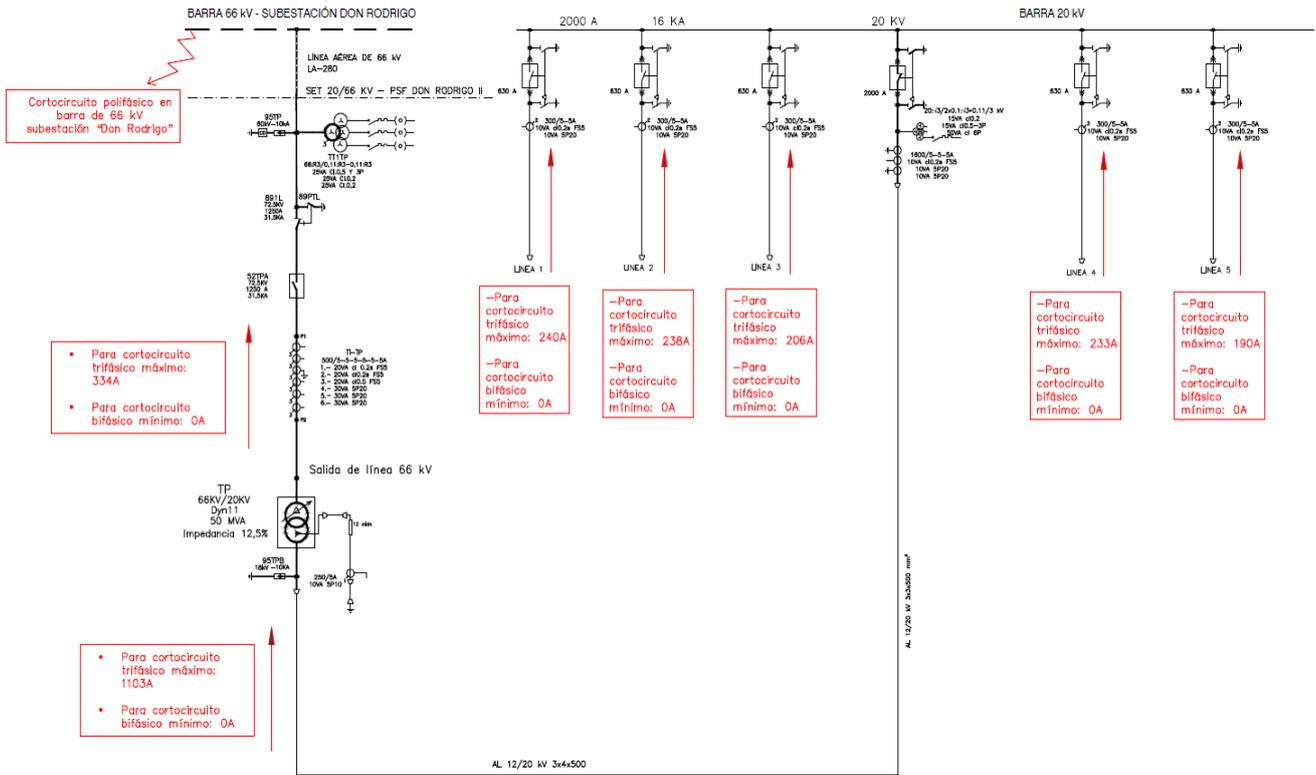


Figura 5.8: Cortocircuito polifásico en barra de 66 kV subestación "Don Rodrigo" (extremo remoto)

Cortocircuito polifásico en barra de 66 kV subestación "Don Rodrigo" (extremo remoto)		
	Icc3Ø máx. (A)	Icc2Ø mín. (A)
Interruptor Línea-Trafo 66 kV "Don Rodrigo II"	334	0.0
Interruptor lado 20 kV Trafo	1103	0.0
Interruptor de línea 3 20 kV PV	206	0.0

Tabla 5.9: Resultado de cortocircuito trifásico en barra de 66 kV subestación "Don Rodrigo" (extremo remoto).

Salida de línea 66 kV subestación Don Rodrigo II

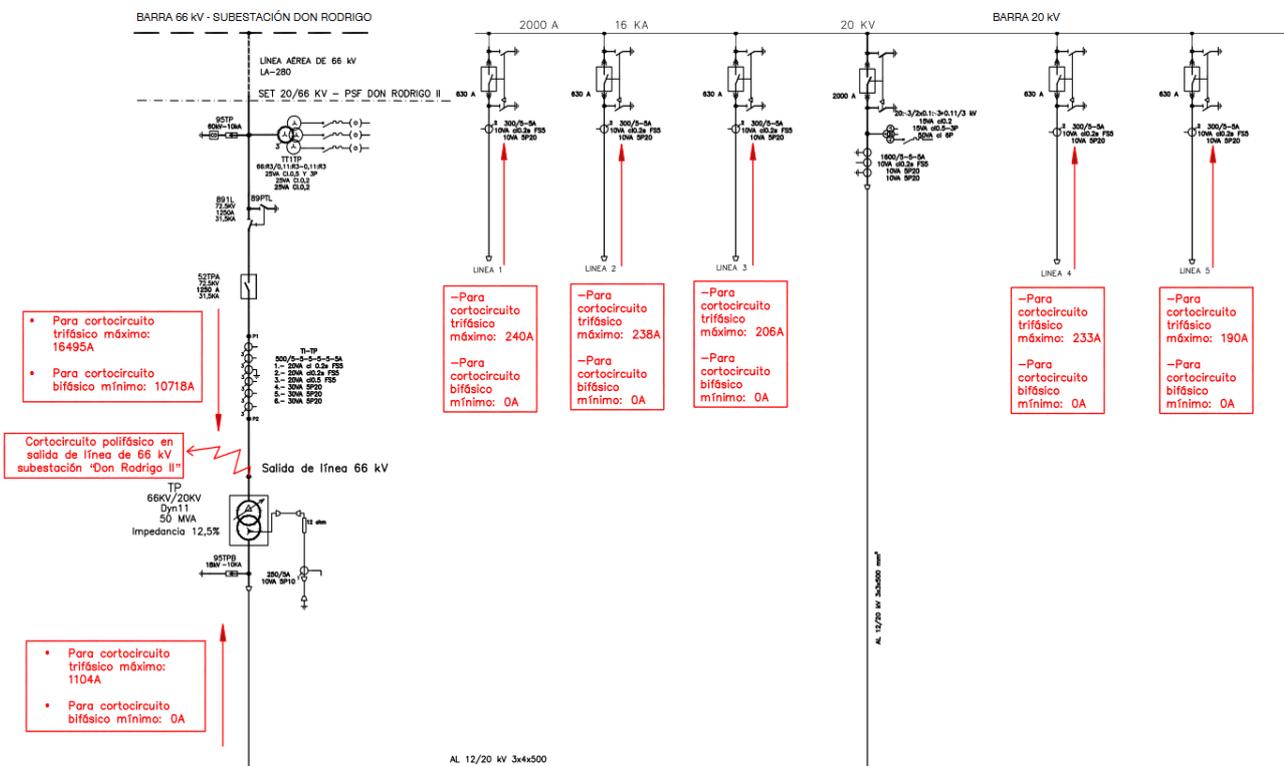


Figura 5.9: Cortocircuito polifásico en salida de línea 66 kV subestación "Don Rodrigo II"

Cortocircuito polifásico en salida de línea 66 kV subestación "Don Rodrigo II"		
	Icc3Ø máx. (A)	Icc2Ø mín. (A)
Interruptor Línea-Trafo 66 kV Don Rodrigo II	16495	10718
Interruptor lado 20 kV Trafo	1104	0.0
Interruptor de línea 3 20 kV PV	206	0.0

Tabla 5.10: Resultado de cortocircuito trifásico en salida de línea 66 kV subestación "Don Rodrigo II"

Barra 20 kV

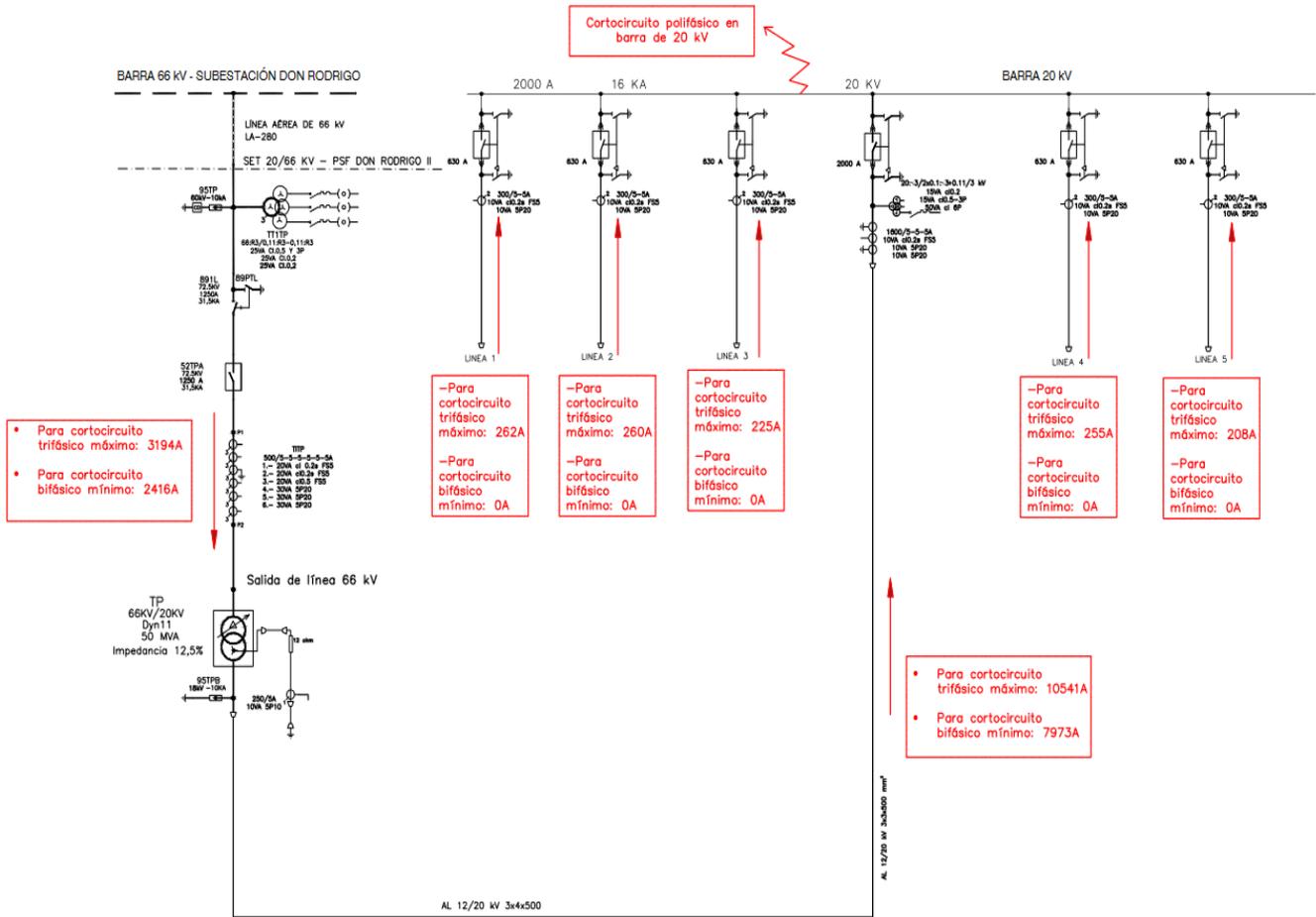


Figura 5.10: Cortocircuito polifásico en barra 20 kV

Cortocircuito polifásico en barra 20 kV		
	Icc3Ø máx. (A)	Icc2Ø mín. (A)
Interruptor Línea-Trafo 66 kV Don Rodrigo II	3194	2416
Interruptor lado 20 kV Trafo	10541	7973
Interruptor de línea 3 20 kV PV	225	0.0

Tabla 5.11: Resultado de cortocircuito trifásico en barra 20 kV.

Salida de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica

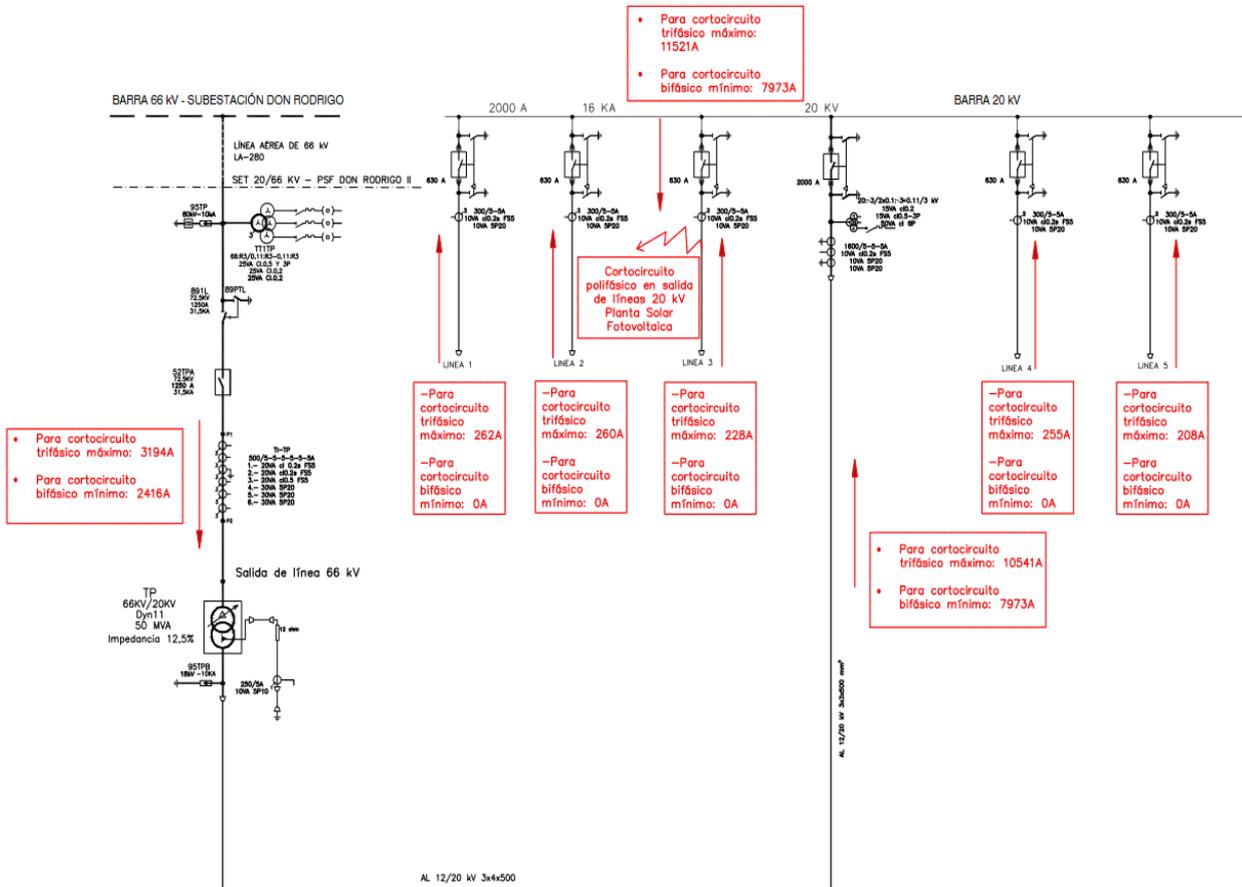


Figura 5.11: Cortocircuito polifásico en salida de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica

Cortocircuito polifásico en salida de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica		
	Icc3Ø máx. (A)	Icc2Ø mín. (A)
Interruptor Línea-Trafo 66 kV Don Rodrigo II	3194	2416
Interruptor lado 20 kV Trafo	10541	7973
Interruptor de línea 3 20 kV PV	11521	7973

Tabla 5.12: Resultado de cortocircuito trifásico en salida de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica.

Final de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica

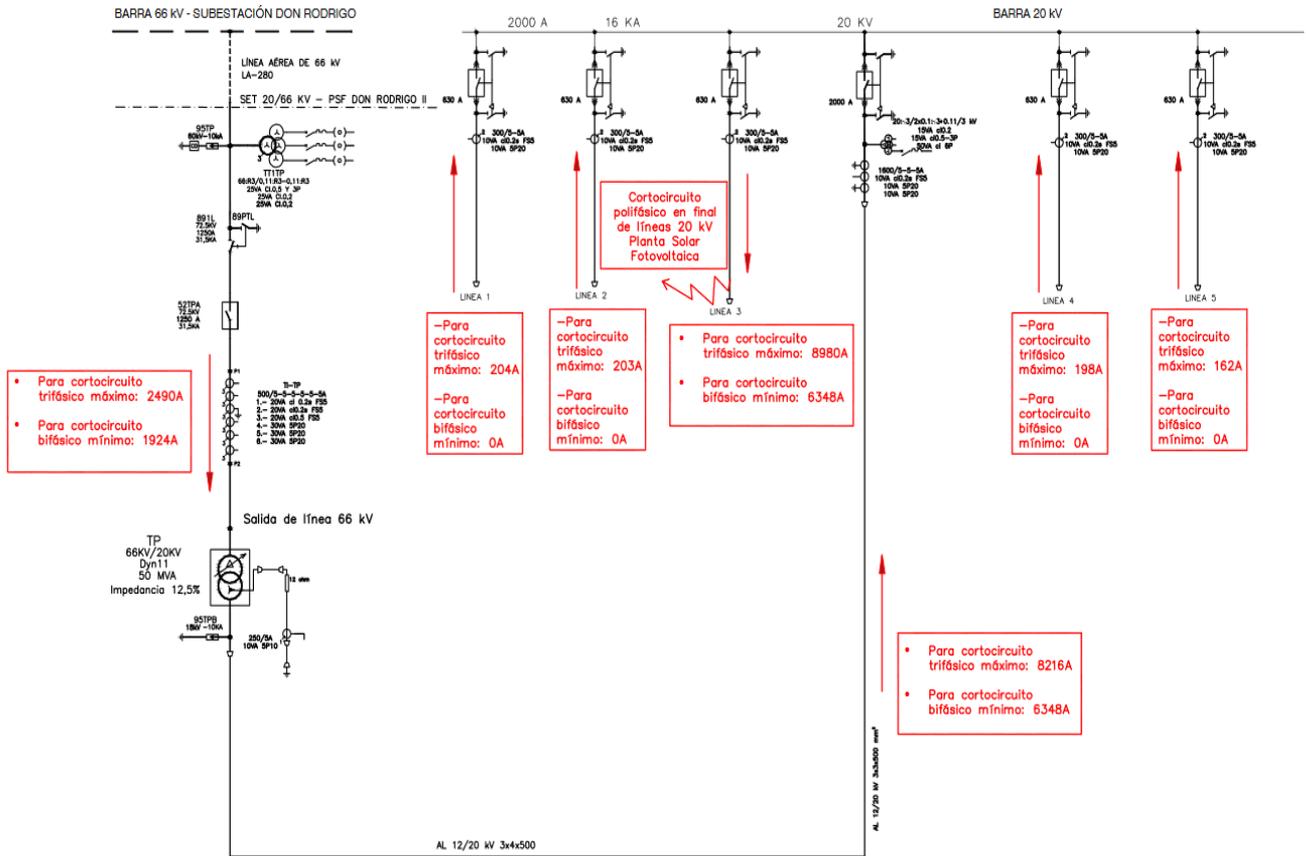


Figura 5.12: Cortocircuito polifásico en final de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica

Cortocircuito polifásico en final de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica		
	Icc3Ø máx. (A)	Icc2Ø mín. (A)
Interruptor Línea-Trafo 66 kV Don Rodrigo II	2490	1924
Interruptor lado 20 kV Trafo	8216	6348
Interruptor de línea 3 20 kV PV	8980	6348

Tabla 5.13: Resultado de cortocircuito trifásico en final de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica.

Lado 0.8 kV transformadores de Planta Solar Fotovoltaica

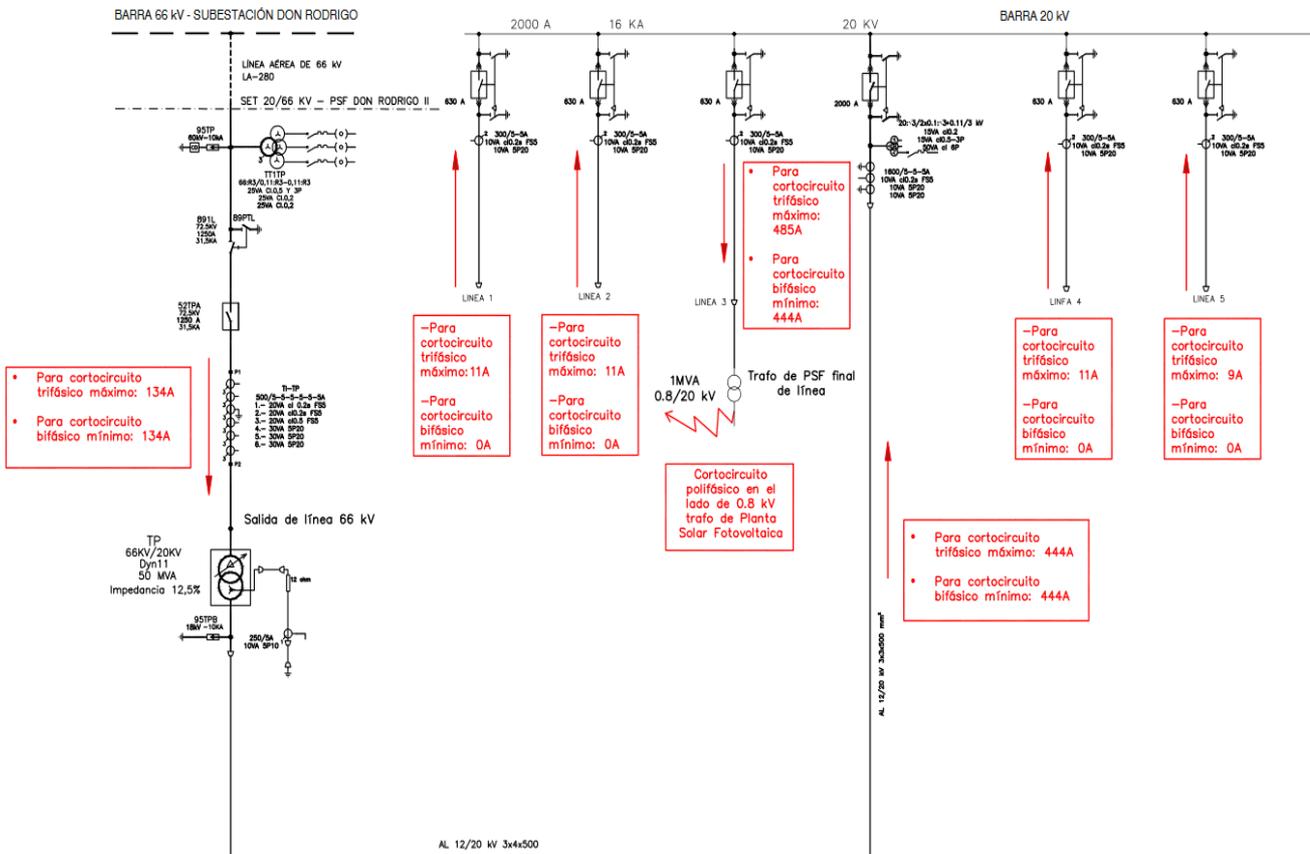


Figura 5.13: Cortocircuito polifásico en el lado 0.8 kV transformadores de Planta Solar Fotovoltaica

Cortocircuito polifásico en el lado 0.8 kV transformadores de Planta Solar Fotovoltaica		
	Icc3Ø máx. (A)	Icc2Ø mín. (A)
Interruptor Línea-Trafo 66 kV Don Rodrigo II	134	134
Interruptor lado 20 kV Trafo	444	444
Interruptor de línea 3 20 kV PV	485	444

Tabla 5.14: Resultado de cortocircuito trifásico en el lado 0.8 kV transformadores de Planta Solar Fotovoltaica.

5.4.2.- Cálculo de los cortocircuitos monofásicos a tierra.

($S_{cc\ max} = 2023\ MVA$ y $S_{cc\ min} = 1500\ MVA$).

LADO 66 kV

- Barra de 66 kV subestación Don Rodrigo
- Salida de línea 66 kV subestación Don Rodrigo II

LADO 20 kV

- Barra 20 kV
- Salida de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica
- Final de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica
- Lado 0.8 kV transformadores de Planta Solar Fotovoltaica

Cuando el cortocircuito monofásico ocurre en el lado de 20 kV la intensidad se ve limitado por la resistencia de puesta a tierra ($12\ \Omega$).

Para cortocircuitos monofásicos, al igual que para los polifásicos, el aporte de la planta para cortocircuitos mínimos es cero, basándonos en el criterio que abordamos con anterioridad.

Los valores de intensidades que se muestran en las figuras y tablas a continuación, son valores de intensidades homopolares ($3I_0$), es decir, la sumatoria de las tres intensidades de fase, ya que es la intensidad que realmente interesa para el ajuste de las funciones de protección de neutro, como son la 50N/51N y 67N.

Además, se deberá tener en cuenta la conexión de todos los transformadores de la instalación, debido a que tanto el transformador de potencia de la subestación, como los transformadores de salida de la planta fotovoltaica, sus devanados de alta están conectados en triángulo, por lo que la intensidad homopolar, en caso de cortocircuitos monofásicos a tierra, al pasar del devanado en estrella con puesta a tierra al devanado en triángulo se perderá y solamente habrá intensidades por las fases, prácticamente idénticas y desfasadas 120° . Es por eso que tanto en las gráficas como en las figuras hay muchos valores de intensidades que son cero, debido a que se representa la intensidad homopolar, no intensidades por fases.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, a continuación se muestran los resultados:

Barra de 66 kV subestación Don Rodrigo

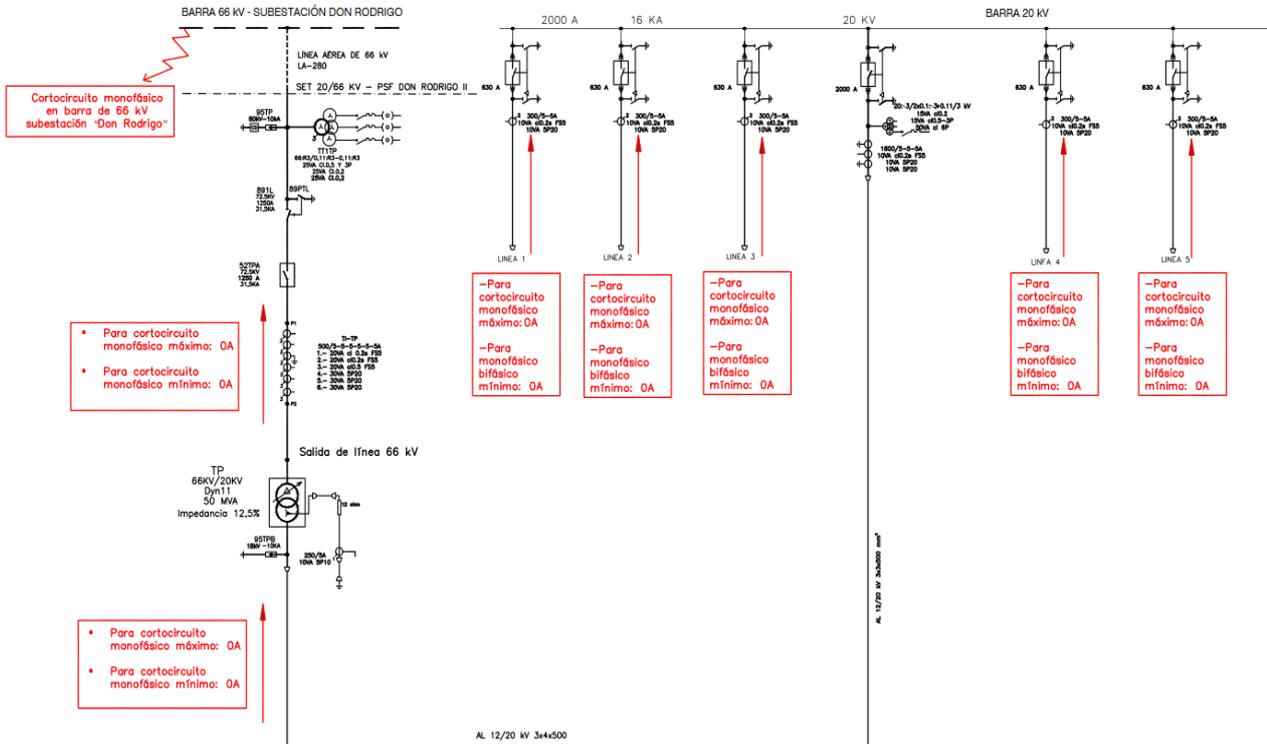


Figura 5.14: Cortocircuito monofásico en barra de 66 kV subestación "Don Rodrigo" (extremo remoto)

Cortocircuito monofásico en barra de 66 kV subestación "Don Rodrigo" (extremo remoto)		
	Icc1Ø máx. (A)	Icc1Ø mín. (A)
Interruptor Línea-Trafo 66 kV "Don Rodrigo II"	0	0
Interruptor lado 20 kV Trafo	0	0
Interruptor de línea 3 20 kV PV	0	0

Tabla 5.15: Resultado de cortocircuito monofásico en barra de 66 kV subestación "Don Rodrigo" (extremo remoto).

Salida de línea 66 kV subestación Don Rodrigo II

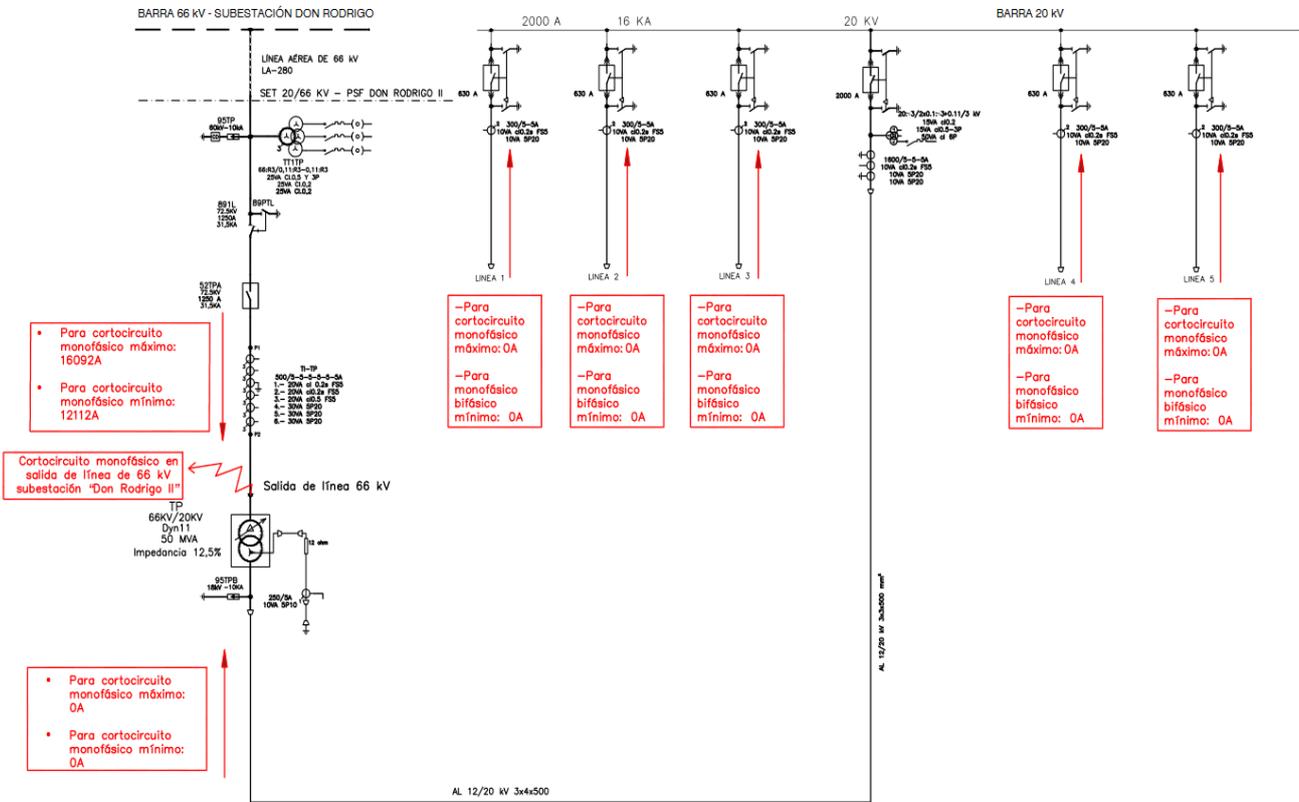


Figura 5.15: Cortocircuito monofásico en salida de línea 66 kV subestación "Don Rodrigo II"

Cortocircuito monofásico en salida de línea 66 kV subestación "Don Rodrigo II"		
	Icc1Ø máx. (A)	Icc1Ø mín. (A)
Interruptor Línea-Trafo 66 kV Don Rodrigo II	16092	12112
Interruptor lado 20 kV Trafo	0	0
Interruptor de línea 3 20 kV PV	0	0

Tabla 5.15: Resultado de cortocircuito monofásico en salida de línea 66 kV subestación "Don Rodrigo II".

Barra 20 kV

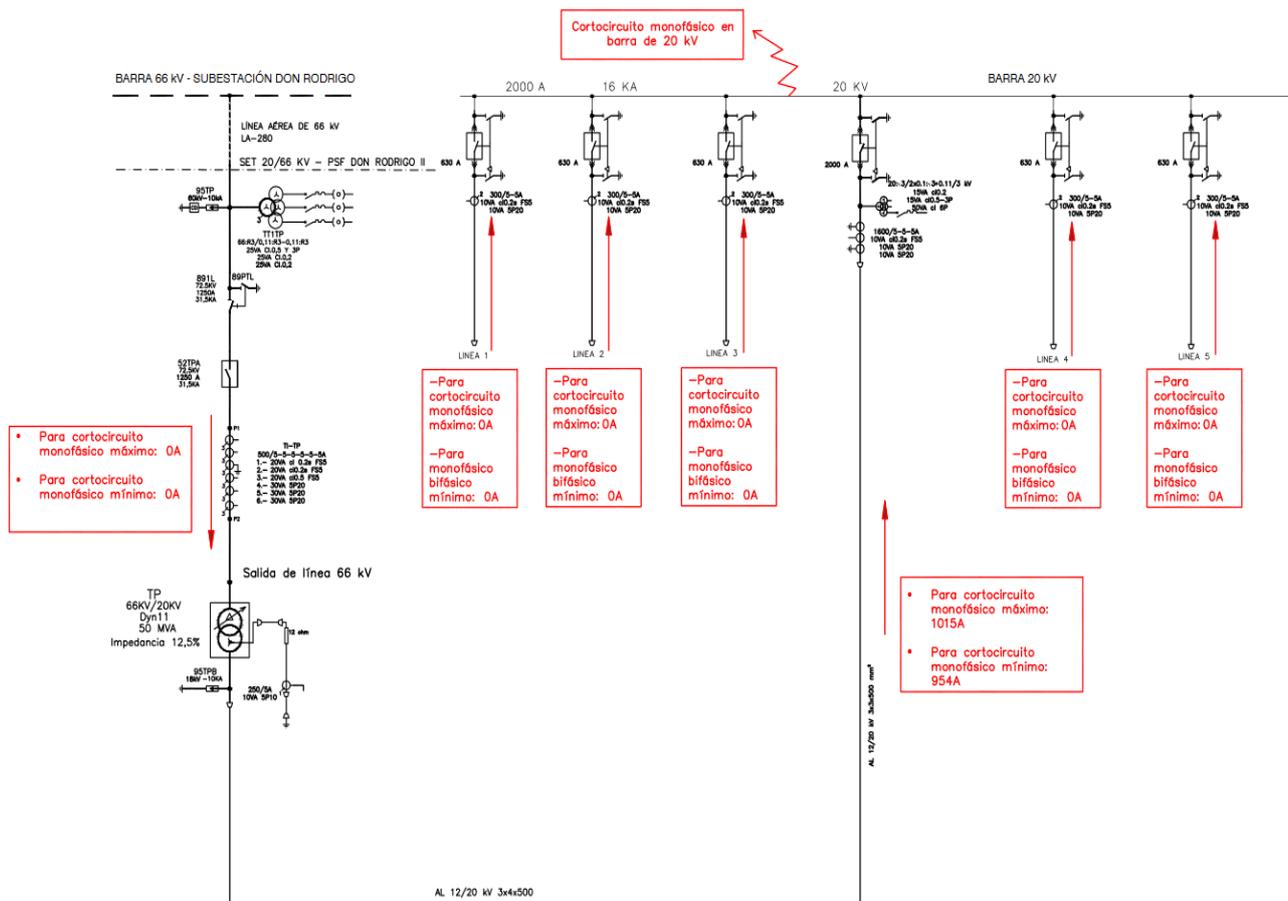


Figura 5.16: Cortocircuito monofásico en barra 20 kV

Cortocircuito monofásico en barra 20 kV		
	Icc1Ø máx. (A)	Icc1Ø mín. (A)
Interruptor Línea-Trafo 66 kV Don Rodrigo II	0	0
Interruptor lado 20 kV Trafo	1015	954
Interruptor de línea 3 20 kV PV	0	0

Tabla 5.16: Resultado de cortocircuito monofásico en barra 20 kV.

Salida de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica

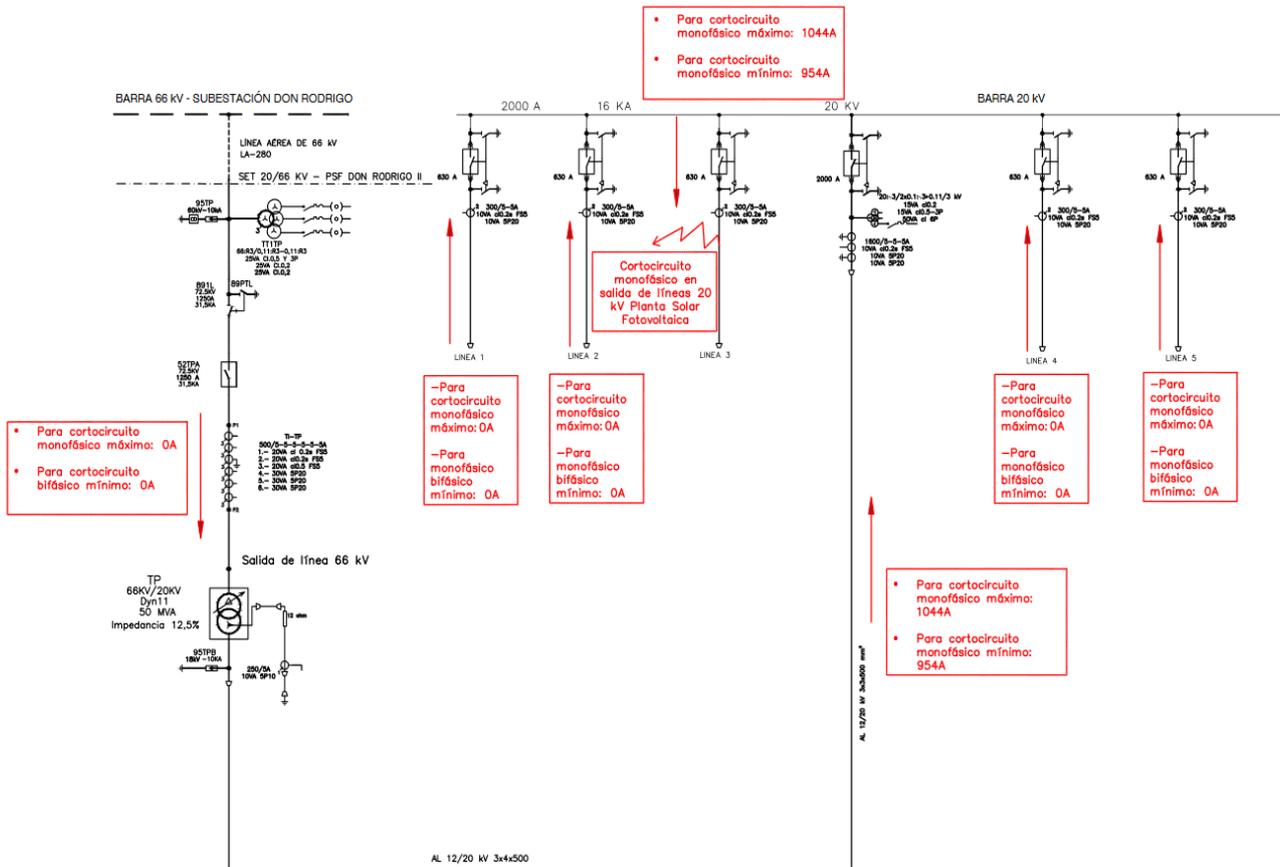


Figura 5.17: Cortocircuito monofásico en salida de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica

Cortocircuito monofásico en salida de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica		
	Icc1Ø máx. (A)	Icc1Ø mín. (A)
Interruptor Línea-Trafo 66 kV Don Rodrigo II	0	0
Interruptor lado 20 kV Trafo	1044	954
Interruptor de línea 3 20 kV PV	1044	954

Tabla 5.17: Resultado de cortocircuito monofásico en salida de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica.

Final de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica

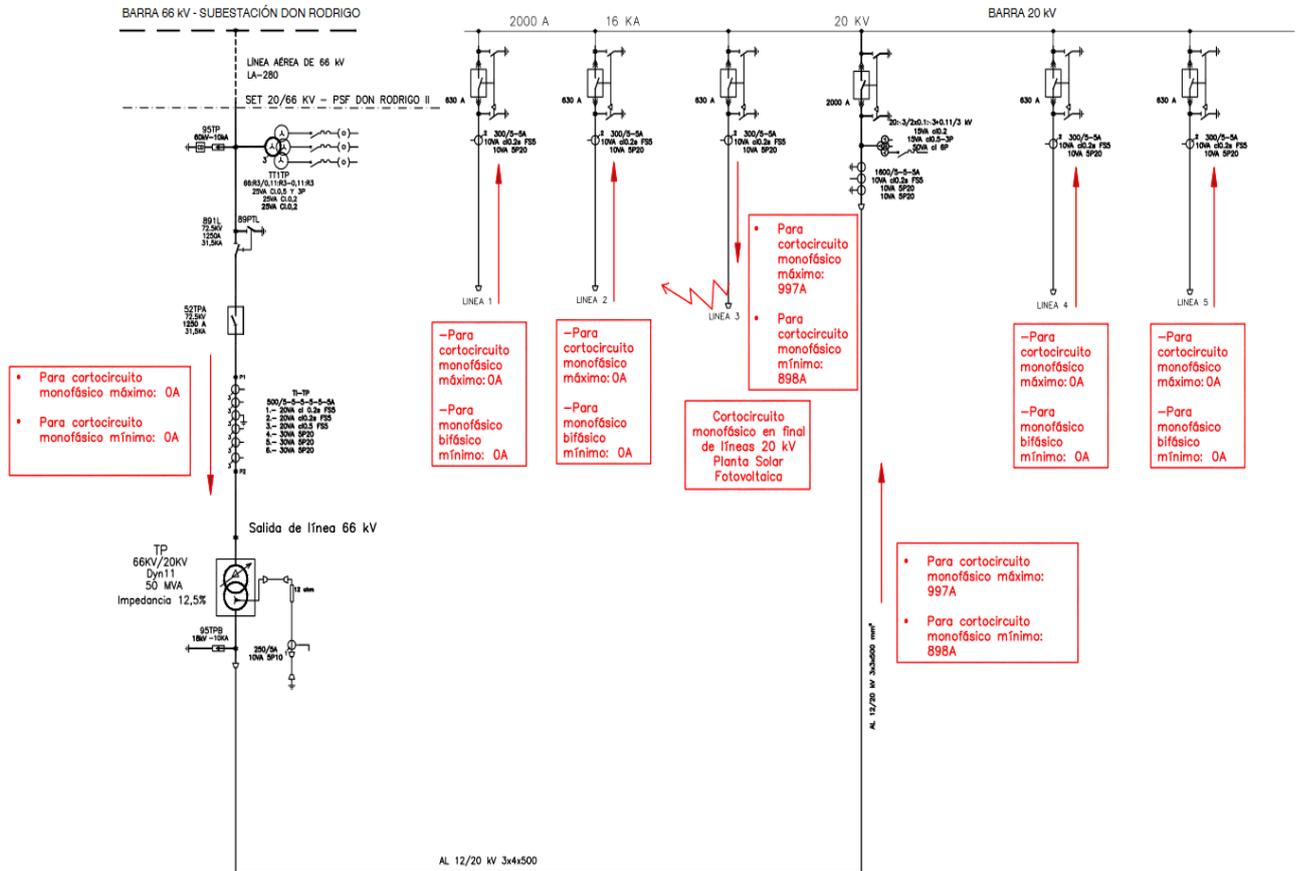


Figura 5.18: Cortocircuito monofásico en final de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica

Cortocircuito monofásico en final de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica		
	Icc1Ø máx. (A)	Icc1Ø mín. (A)
Interruptor Línea-Trafo 66 kV Don Rodrigo II	0	0
Interruptor lado 20 kV Trafo	997	898
Interruptor de línea 3 20 kV PV	997	898

Tabla 5.18: Resultado de cortocircuito monofásico en final de líneas 20 kV Planta Solar Fotovoltaica.

Capítulo 6: Coordinación y ajuste de las protecciones.

6.1.- Generalidades en los criterios de ajustes y coordinación.

Para una correcta operación de los relés de protección se tendrán en cuenta una serie de criterios que garanticen un mínimo tiempo de permanencia de las faltas que pudieran producirse en la red, además de buscar una coordinación en la selectividad entre todos los relés de la subestación, buscando que ante una falta solo se aisle la parte del sistema que se ve afectada.

A continuación, podemos encontrar algunos de los criterios generales que se han tomado en cuenta.

- Los tiempos de coordinación en cadenas de relés se han considerado de la siguiente manera:
 - Tiempo de "reset trip" del relé (Es el tiempo que tarda el relé en actuar). Valor típico 100 ms.
 - Tiempo de ejecución del interruptor, incluida la extinción del arco. (Tiempo total de interrupción). Valor típico 100 ms.
 - Margen de seguridad para selectividad. Valor típico 200 ms.

Por lo que los relés que se encuentren en cadena (aguas arriba - aguas abajo) con el relé objeto de estudio diferirá 400 ms de tiempo de actuación, garantizando una selectividad temporizada, en caso que sea necesario.

- Se han tenido en cuenta los posibles problemas que pueden ocasionar la saturación de los transformadores de intensidad debido a altas corrientes de cortocircuito, dando paso a errores de medida, por lo que una selección correcta de estos transformadores de intensidad nos dará una mayor fiabilidad a la hora de ajustar las protecciones.
- El ajuste de las protecciones se hará de una manera ascendente, es decir, se comenzará desde los niveles más bajos de tensión hasta los niveles más altos.

Los criterios de ajuste y coordinación se han tomado en su mayoría de los “*Criterios de ajuste y coordinación de protecciones en la red peninsular de alta tensión de transporte y distribución*” de Red Eléctrica de España (REE) en su edición del año 2017.

6.1.1.- Protección de las líneas de media tensión (cables aislados).

Para el ajuste de las protecciones de sobrecorriente de los cables aislados se tendrá en cuenta la capacidad térmica del cable y su comportamiento ante cortocircuitos, y en caso de que aguas abajo del relé objeto de estudio haya elementos de protección, se buscará que dicho relé dé respaldo a los elementos de protección aguas abajo.

Con carácter general, las protecciones de sobreintensidad, y en particular la sobreintensidad temporizada (tiempo inverso), deberá ajustarse con el mismo tipo de curva que las protecciones aguas abajo, para lograr una mejor coordinación y selectividad; es decir, si el elemento de protección aguas abajo ha utilizado una curva normalmente inversa, se procurará que la protección objeto de estudio también utilice la misma curva normalmente inversa, siempre que se pueda lograr la coordinación y selectividad, además de conseguir una protección correcta del circuito en cuestión.

6.1.2.- Protección del transformador de potencia.

LADO DE ALTA TENSIÓN:

Se ajustará un arranque de la unidad temporizada de sobreintensidad como máximo a 1,2 veces la intensidad nominal de los transformadores de intensidad asociados al lado de AT del transformador. Además, se garantizará que el tiempo de disparo de dicha unidad no solape el tiempo de la intensidad de energización del transformador para evitar disparos no deseados, por lo que se ajusta con un tiempo superior a 0.1 segundos.

El disparo de la unidad instantánea para un determinado valor de corriente de cortocircuito, se ajustará como máximo al 70% de dicha corriente, siempre comprobando que no ocurran disparos no deseados debidos a la energización del transformador, por lo que es recomendable que la intensidad de ajuste esté por encima de 1.5 – 2 veces la máxima intensidad a la que no se desee que actúe la unidad

Ajuste del arranque de la unidad temporizada de neutro de las protecciones. El nivel de sensibilidad de la protección vendrá definido por:

- Valores de cortocircuito monofásicos, directamente relacionado con la limitación de corriente de neutro que pueda existir.
- Máxima componente residual que pueda aparecer debido a problemas de transposición, desequilibrios, saturación de transformadores de intensidad, etc.
- Umbral mínimo de sensibilidad del relé incluyendo los efectos derivados de la relación de transformación.

- Valores típicos: (0.2 - 0.5) In

LADO DE MEDIA TENSION:

En los relés situados en el secundario de un transformador que alimenta a una barra con varias salidas deberá evitarse la utilización del elemento instantáneo, con el fin de garantizar selectividad en las salidas correspondientes, aguas abajo del mismo.

Debe lograrse una coordinación con los relés aguas abajo, garantizando una selectividad tanto de intensidad de ajuste como temporizada.

6.1.3.- Protección de la línea de alta tensión.

Como protección principal para la línea de alta tensión tendremos la protección diferencial, debido a su mejor eficacia para el despeje de faltas dentro de la línea.

Las protecciones de sobreintensidad actuarán como respaldo de la protección principal anteriormente mencionada, sobre todo para dar respaldo a faltas fuera de la línea, teniendo en cuenta que su ubicación en la línea no es la más favorable, debido a que el aporte de intensidades de cortocircuitos de la planta fotovoltaica es insignificante.

6.2.- Protección de líneas de media tensión 20 kV y acometida del transformador de potencia.

Las protecciones que se han utilizado para las líneas de media tensión de 20 kV (5 líneas que dan salida a la potencia generada por la planta solar fotovoltaica) y la acometida del transformador de potencia, como hemos abordado en el capítulo 4, son funciones de protección de sobreintensidad, tanto de fase como de tierra, instantánea como temporizada.

Además de las funciones de sobreintensidad, se ha incluido en cada relé de celda de media tensión la función de fallo del interruptor (50BF), la cual protege al sistema cuando el interruptor que debe despejar una falta no puede abrir todos sus contactos por fallos internos y esta función se encarga de que los interruptores adyacentes a este, que aporten a la falta, disparen y eviten que la falta pueda prolongarse en el tiempo.

El ajuste y coordinación de las protecciones de los relés de celdas de media tensión para las líneas de 20 kV se han unificado y se ha hecho un solo paquete de ajustes para todos los relés. Para poder unificarlos se ha tomado el caso más desfavorable, es decir se ha tomado la línea donde los cortocircuitos al final de ella son más pequeños, por lo que las intensidades de arranque de las funciones de sobreintensidad serán las más pequeñas de todas las líneas, como consiguiente se puede utilizar este ajuste para las restantes líneas, ya que el relé actuará para una intensidad menor; siempre teniendo en cuenta que las características de todas las líneas son muy similares y las intensidades de cortocircuito por ellas también lo son, además de garantizar la selectividad y coordinación.

La línea que presenta los menores valores de cortocircuito es el feeder 3, ya que las longitudes de sus conductores son más largas y además el promedio de las secciones de sus cables es más pequeño que en las restantes líneas, por lo que presenta mayor resistencia al paso de la corriente.

Debido a esto, los ajustes que se verán a continuación están relacionados con el feeder 3, los cuales serán válidos para los restantes feeders por lo anteriormente expuesto.

6.2.1.- Criterios de protección, ajustes y coordinación de las funciones de sobreintensidad de fases.

Sobreintensidad de fase instantánea del feeder 3

Como criterio para la sobreintensidad de fase instantánea (50P), el criterio de ajuste de Red Eléctrica de España que se ha mencionado con anterioridad, plantea lo siguiente:

- **Criterio:** Cubrirá la mayor porción posible del circuito protegido, no sobre alcanzando en ningún caso subestación remota alguna, es decir, no actuará para faltas externas al circuito.

El criterio queda de la siguiente manera:

$$85\% I_{mín}, 0\% ZL \geq I_{aj} \geq 115\% I_{máx}, 100\%ZL$$

Donde:

I_{aj}: Es la intensidad de ajuste.

I_{mín}, 0% ZL: Es la intensidad de cortocircuito mínima al principio de la línea (cortocircuito bifásico).

I_{máx}, 100%ZL: Es la intensidad de cortocircuito máximo al final de la línea (cortocircuito trifásico).

Si analizamos esta doble inecuación y vemos cuales son los valores de cortocircuito que se exponen en ella, los cuales son:

$$85\% I_{mín}, 0\% ZL = 0.85 \cdot 7973A = 6777A$$

$$115\% I_{máx}, 100\%ZL = 1.15 \cdot 8980A = 10327A$$

Se puede ver que si se introducen estos valores en la doble inecuación, la misma no se cumple, ya que no existe ningún valor que sea más pequeño que 6777 y a la vez más grande que 10327.

Viendo lo anteriormente expuesto, y que no es válido el criterio de protección, se opta por no ajustar la función 50 de fase, es decir, esta función queda deshabilitada en el relé.

Es necesario decir que el circuito no quedará desprotegido en cuanto a funciones de fases, debido que se ajustará la función de sobreintensidad temporizada (51), la cual ajustaremos posteriormente.

Sobreintensidad de fase temporizada (tiempo inverso) del feeder 3.

Al igual que para la función instantánea, para la función temporizada de tiempo inverso (51P) se plantean varias opciones en los criterios de ajuste de protecciones de Red Eléctrica de España, de los cuales se ha escogido el siguiente:

Criterio: El valor de la intensidad de arranque (I_{aj}) debe ser tal que se permita operar indefinidamente con la máxima carga del circuito, considerándose la intensidad nominal del T/I.

$$I_{aj} \geq 120\% \cdot I_n T/I$$

Esto nos permitirá trabajar siempre cuando el circuito esté bajo carga máxima, evitando disparos indeseados.

La intensidad nominal del transformador de intensidad es de 300A, por lo que:

$$I_{aj} = 1.3 \times I_n T/I$$

$$I_{aj} = 1.3 \times 300 A$$

$$I_{aj} = 390 A$$

Si lo referimos al secundario del transformador de intensidad, obtenemos:

$$I_{aj(sec)} = \frac{I_{aj}}{NTC} = \frac{390}{300/5} = 6.5 A$$

Para determinar el tiempo de actuación de la función, se tendrá que tener en cuenta el tiempo de actuación de la función remota y a esto añadirle un margen de tiempo que permita lograr coordinación; de esta manera queda:

$$t_{act\ 51} = t_{act\ 51r} + \Delta t$$

Donde:

$t_{act\ 51}$: Es el tiempo de actuación de la protección objeto de estudio.

$t_{act\ 51r}$: Es el tiempo de actuación de la protección remota a la que se le da respaldo y con la que se quiere lograr coordinación.

Δt : Es el margen de tiempo que se necesita para lograr la coordinación.

El $t_{act\ 51r}$ de la protección remota es de 0.05 segundos y utiliza una curva de operación muy inversa, según los datos que se han proporcionado desde la planta fotovoltaica.

El Δt que se ha tomado es de 0.2 segundos, según valores típicos.

Por lo tanto, el tiempo de actuación de la protección objeto de estudio queda:

$$t_{act\ 51} = 0.05\ seg + 0.2\ seg$$

$$t_{act\ 51} = 0.25\ seg$$

Luego necesito determinar cuál será la curva de tiempo (DIAL) con el que la función operará, que no es más que la curva de intensidad contra tiempo que definirá la operación de la protección. Para determinarla necesito el tiempo de operación que ya se ha calculado y el múltiplo del valor de operación (MVO), que para esto se busca las peores condiciones para poder coordinar ambas protecciones, y en este caso sería el cortocircuito máximo en barras de alta tensión del transformador de la planta fotovoltaica, por lo que el MVO se determina de la siguiente manera:

$$MVO = \frac{I_{ccm\acute{a}x}}{I_{aj}} = \frac{8980\ A}{355.2} = 25.28$$

Con el valor del tiempo de operación y el MVO, me voy a una tabla de curvas muy inversa (para mantener el mismo tipo de curva que la protección remota) y determino el número de la curva (DIAL) que determinará la operación de la protección objeto de estudio.

La búsqueda da como resultado la curva número 0.5.

$$DIAL = 0.5$$

En la figura siguiente se muestran las curvas de operación del relé 51 del transformador de la planta solar fotovoltaica y de la línea de media tensión; y como se puede observar hay una coordinación entre ellas ya que no se solapan las curvas.

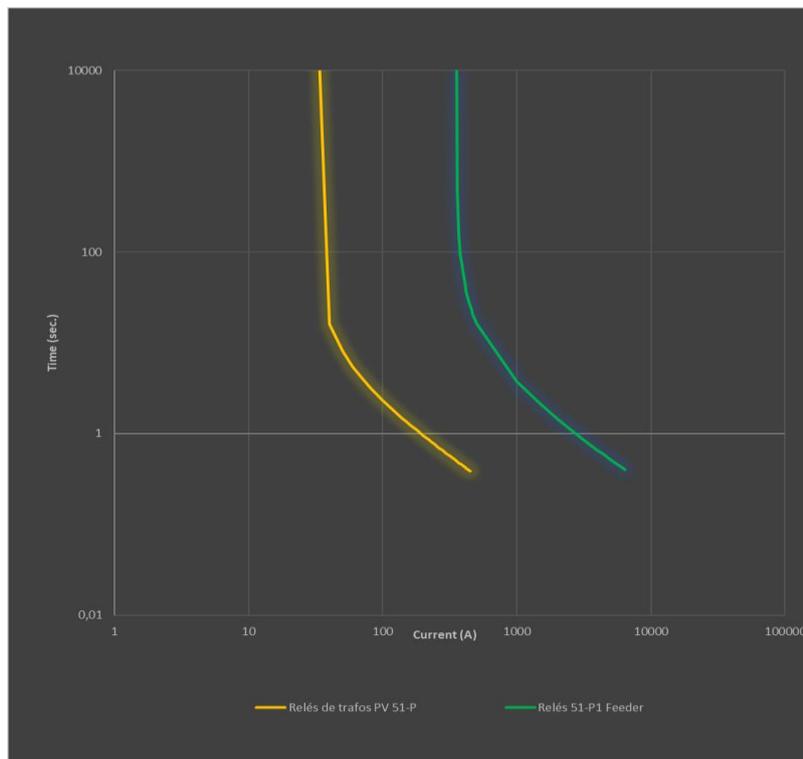


Figura 6.1: Curvas de operación del relé 51 del transformador de la planta solar fotovoltaica y de la línea de media tensión.

Las curvas de operación de dichos relés se han obtenido a partir de Excel, describiendo el comportamiento del tipo de curva IEC que se ha empleado, que en este caso ha sido una curva “**IEC very inverse**”, al igual que las curvas de los relés de tiempo inverso de los transformadores de la planta solar, para de esta manera garantizar aún más la coordinación. Donde su comportamiento lo describe la siguiente formula:

$$t = \frac{13.5}{\left(\frac{I}{I_s}\right) - 1} * \frac{T}{1.5}$$

Donde:

t: Es el tiempo de operación del relé.

T: Es el DIAL de operación (número de curva).

I_s: Es la intensidad de ajuste del relé.

I: Es la intensidad actual del relé.

Para parametrizar la función 51 (tiempo inverso) se le deberán introducir al relé los siguientes datos:

Donde PHHPTOC1 es la nomenclatura de la función en el relé.

El **Start value Mult** se utiliza cuando se quieren aplicar factores de reducción o ampliación del ajuste, que en este caso no se aplicará ninguno.

Operation: on
 Num of start phases: 2 out of 3

Setting Group

Start value : 1,3 xIn
 Start value Mult: 1,0
 Time multiplier:0,5
 Operating curve type: IEC Very inv.

Donde en este caso el “Start Value” queda de la siguiente manera:

$$I_{aj}(sec) = 6.5 A$$

$$I_n \text{ del secundario del TI} = 5 A$$

$$Start\ value = \frac{I_{aj}(sec)}{I_n \text{ del secundario del TI}} = \frac{6.5 A}{5 A} \cong 1.3$$

6.2.2.- Criterios de protección, ajustes y coordinación de las funciones de sobreintensidad de neutro.

Sobreintensidad instantánea de neutro del feeder 3

Como se ha comprobado en el análisis de cortocircuitos monofásicos, al producirse un cortocircuito de este tipo en la instalación fotovoltaica, aguas abajo de los transformadores, no se produce circulación de corriente homopolar a través del relé de protección de media tensión. Esto es debido al devanado conectado en triángulo del transformador. Por ello, cuando en la protección de la línea de media tensión se mide intensidad homopolar, esta será debida a una falta monofásica que se ha producido en la línea de media tensión.

Para ajustar un valor umbral se adopta un 30% de la intensidad nominal del transformador de intensidad y en este caso resultan.

$$I_{aj} = 0.3 \times I_n T/I$$

$$I_{aj} = 0.3 \times 300 A$$

$$I_{aj} = 90 A$$

Sobreintensidad de neutro temporizada (tiempo inverso) del feeder 3.

El ajuste de la unidad de neutro temporizada se realiza para dotar a la protección de una zona donde se permitan intensidades homopolares debidas a energización de transformadores, sobreintensidades por efectos capacitivos en líneas, etc.

Para ello se toma una intensidad de arranque de valor un 6% de la intensidad nominal del transformador de intensidad. Es decir, en este caso:

$$I_{aj} = 0.06 \times I_n T/I$$

$$I_{aj} = 0.06 \times 300 A$$

$$I_{aj} = 18 A$$

Para la curva de protección (DIAL) se toma aquella que para un 6% de la intensidad nominal del transformador retarda un tiempo igual al margen de tiempo que se necesita para lograr la coordinación que se ha tomado de 0.2 s, aunque las intensidades homopolares entre las líneas de media tensión y el sistema aguas debajo de los transformadores de la planta no serán transmitidas debido a la conexión en triángulo en lado de alta de los transformadores. De esta forma la curva seleccionada es 0,4.

Fallo del interruptor (50BF) del feeder 3.

Para ajustar la función de fallo del interruptor se deben tener en cuenta dos parámetros fundamentales, la intensidad de ajuste a la cual el relé detectará que ha fallado el interruptor luego de una orden de apertura y los tiempos, tanto de re-disparo como de orden de apertura a todos los interruptores que aporten al cortocircuito.

Como intensidad de ajuste se ha utilizado un umbral, a partir del cual deberá operar la función 50BF, este umbral será la intensidad capacitiva generada por los cables aislados de la red de la planta fotovoltaica; si luego de haber enviado una orden de disparo a los interruptores, sigue pasando una intensidad superior a esta intensidad capacitiva, deberá actuar la función fallo del interruptor. Por tanto, la condición queda de la siguiente manera:

$$I_{c\ total} \cong 34\ A$$

$$I_{aj} \leq I_{c\ total}$$

$$I_{aj} = 34\ A$$

Si lo referimos al secundario del TI:

$$I_{aj}(sec) = \frac{I_{aj}}{NTC} = \frac{34}{300/5} = 0.56\ A$$

Como se ha mencionado con anterioridad la función dará un re-disparo luego de ver que el interruptor no ha abierto con la primera orden de disparo, el tiempo que tardará el relé en dar dicha orden será, por norma general, de 150ms.

Luego de ver que con la orden de re-disparo el interruptor sigue sin abrir, el relé deberá enviar una orden de apertura a los interruptores adyacentes que aporten intensidad al interruptor propio del relé objeto de estudio; el tiempo de retardo entre el re-disparo y la orden de apertura a los restantes interruptores será, por norma general, de 240ms.

Para parametrizar la función 50BF (fallo del interruptor) se le deberán introducir al relé los siguientes datos:

Donde CCBRRBF1 es la nomenclatura de la función en el relé.

Operation : on
 Current value : 0,11 xIn
 Retrip time : 150 ms
 CB failure delay : 240 ms

Donde en este caso el “Start Value” queda de la siguiente manera:

$$I_{aj}(sec) = 0.56\ A$$

$$I_n\ del\ secundario\ del\ TI = 5\ A$$

$$Start\ value = \frac{I_{aj}(sec)}{I_n\ del\ secundario\ del\ TI} = \frac{0.56\ A}{5\ A} \cong 0.11$$

Detección de la intensidad de INRUSH del feeder 3.

Para la detección de la intensidad de INRUSH se debe tener en cuenta un porcentaje por encima de la intensidad nominal para la cual el relé no debe interpretar dicha intensidad como una falta. Como norma general la intensidad de INRUSH se ajusta un 20% por encima de la intensidad nominal del circuito.

Además, se debe tener en cuenta un tiempo de retardo, hasta el cual se puede sostener dicha intensidad, con el objetivo de garantizar que la intensidad que está pasando sea solamente producto de la conexión del circuito (INRUSH), y no un cortocircuito ni una sobrecarga. El tiempo que se ha empleado es de 1500ms.

Para parametrizar la función 51N (tiempo inverso) se le deberán introducir al relé los siguientes datos:

Donde INRPHAR1 es la nomenclatura de la función en el relé.

Operation : on

Setting Group

Start value : 20 %

Operate delay time : 1500 ms

6.2.3.- Criterios de protección, ajustes y coordinación de las funciones de protección del relé de acometida del transformador de potencia.

Como funciones de protección, el relé de la acometida del transformador de potencia tendrá la función de sobreintensidad temporizada 51 (tiempo inverso) para la protección de las fases y la función tiempo inverso 51N para la protección del neutro.

Como se ha mencionado con anterioridad, las funciones de sobreintensidad instantánea 50 y 50N, no se ajustarán en la acometida ya que no se puede lograr selectividad y coordinación con las mismas funciones de las líneas de salida de media tensión.

Por la ubicación que presenta el transformador de intensidad de este relé, no será posible que el mismo brinde protección al transformador de potencia, ya que este se encuentra aguas abajo y el mayor aporte a cortocircuitos viene de la red externa, y por lo tanto las faltas que se produzcan en él no las verá este relé.

Por tanto, se entiende que este relé de la acometida cumple funciones de respaldo a los relés de las líneas de media tensión de la planta fotovoltaica.

Sobreintensidad de fase temporizada (tiempo inverso).

Como criterio de protección se ha utilizado la intensidad nominal de media tensión del transformador de potencia, que será la intensidad que pasará por la acometida; logrando que se cumpla la selectividad con los relés aguas abajo. Por tanto, la condición queda de la siguiente manera:

$$I_{aj} \geq 1.4 \cdot I_n \text{ de circuito.}$$

$$I_n \text{ de circuito} = 1443 \text{ A}$$

Por tanto, la intensidad de ajuste queda:

$$I_{aj} = 1.4 \times I_n$$

$$I_{aj} = 1.4 \times 1443 \text{ A}$$

$$I_{aj} = 2020 \text{ A}$$

Si lo referimos al secundario del transformador de intensidad, obtenemos:

$$I_{aj(sec)} = \frac{I_{aj}}{NTC} = \frac{2020}{1600/5} = 6.31 \text{ A}$$

$$t_{act\ 51} = t_{act\ 51r} + \Delta t$$

Donde:

$t_{act\ 51}$: Es el tiempo de actuación de la protección objeto de estudio.

$t_{act\ 51r}$: Es el tiempo de actuación de la protección aguas abajo con la que se quiere lograr coordinación del feeder 3.

Δt : Es el margen de tiempo que se necesita para lograr la coordinación.

El $t_{act\ 51r}$ de la protección aguas abajo es de 0.25 segundos y utiliza una curva de operación muy inversa.

El Δt que se ha tomado es de 0.2 segundos, según valores típicos.

Por lo tanto, el tiempo de actuación de la protección objeto de estudio queda:

$$t_{act\ 51} = 0.25 \text{ seg} + 0.2 \text{ seg}$$

$$t_{act\ 51} = 0.45 \text{ seg}$$

Luego, como se ha hecho anteriormente, determino el DIAL o palanca de tiempo:

$$MVO = \frac{I_{ccm\acute{a}x}}{I_{aj}} = \frac{10541 \text{ A}}{2020} \cong 5.21$$

Con el valor del tiempo de operación y el MVO, me voy a una tabla de curvas muy inversa (para mantener el mismo tipo de curva que la protección remota) y determino el número de la curva (DIAL) que determinará la operación de la protección objeto de estudio.

La búsqueda da como resultado la curva número 2.

$$DIAL = 0.6$$

Para demostrar la selectividad y coordinación se han trazado las curvas de esta función y la misma función del feeder 3 aguas abajo, las cuales se muestran en la figura siguiente:

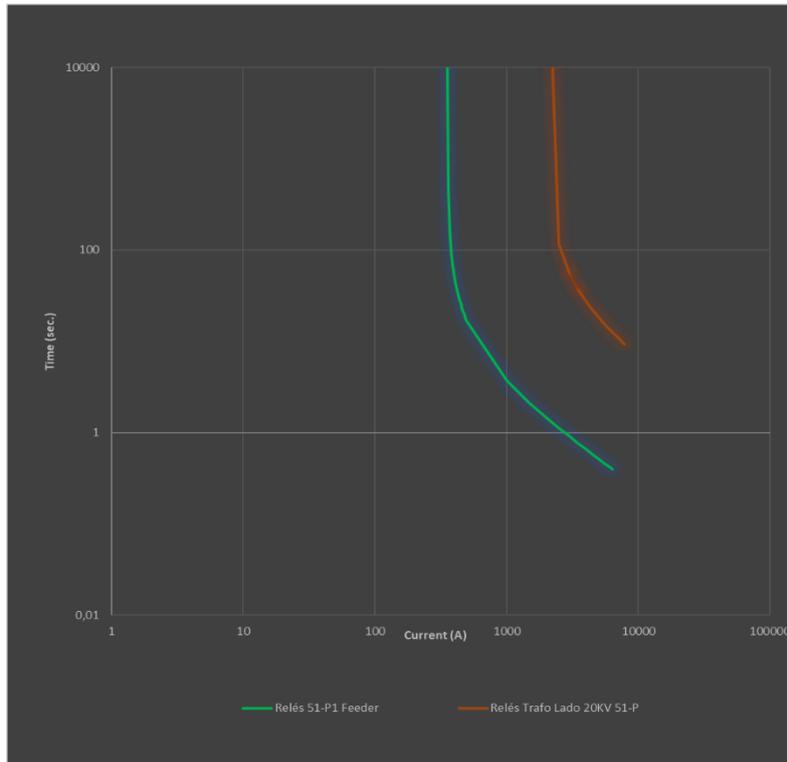


Figura 6.2: Curvas de operación de los relés 51 del feeder 3 y relés 51 de la acometida del transformador de potencia.

Para parametrizar la función 51 se le deberán introducir al relé los siguientes datos:

Donde PHHPTOC1 es la nomenclatura de la función en el relé.

Operation: on
 Num of start phases: 2 out of 3

Setting Group

Start value : 1,26 xIn
 Start value Mult: 1,0
 Time multiplier: 0.6
 Operating curve type: IEC Very inv.

Donde en este caso el “Start Value” queda de la siguiente manera:

$$I_{aj}(sec) = 6.31 A$$

$$I_{n \text{ del secundario del TI}} = 5 A$$

$$Start \ value = \frac{I_{aj}(sec)}{I_{n \text{ del secundario del TI}}} = \frac{6.31 A}{5 A} \cong 1.26$$

Sobreintensidad de neutro temporizada (tiempo inverso).

Como criterio de ajuste para la función de sobreintensidad temporizada 51N se ha tomado el siguiente criterio:

Criterio: Para lograr selectividad con los relés de las líneas de media tensión aguas abajo, la intensidad de ajuste de la acometida será al menos un 20% mayor que la intensidad de ajuste del relé aguas abajo.

$$I_{aj} \geq 1.2 \cdot I_{aj} \text{ del relé aguas abajo.}$$

$$I_{aj} \text{ del relé aguas abajo} = 18 \text{ A.}$$

$$I_{aj} = 1.4 \times I_{aj} \text{ del relé aguas abajo}$$

$$I_{aj} = 1.4 \times 18$$

$$I_{aj} = 25.2 \text{ A}$$

Si lo referimos al secundario del transformador de intensidad, obtenemos:

$$I_{aj(sec)} = \frac{I_{aj}}{NTC} = \frac{25.2}{50/1} = 0.504 \text{ A}$$

Para lograr coordinación con las funciones de protección 51N de las líneas de media tensión, se escogerá una curva de protección (DIAL) superior; en este caso se ha tomado un DIAL de 0.5 (Time multiplier).

Para parametrizar la función 51N (tiempo inverso) se le deberán introducir al relé los siguientes datos:

Operation : on

Setting Group

Start value : 0.504 xIn

Start value Mult: 1,0

Time multiplier: 0,5

Operating curve type: IEC Very inv.

Donde en este caso el “Start Value” queda de la siguiente manera:

$$I_{aj(sec)} = 0.504 \text{ A}$$

$$I_n \text{ del secundario del TI} = 1 \text{ A}$$

$$Start \ value = \frac{I_{aj(sec)}}{I_n \text{ del secundario del TI}} = \frac{0.504 \text{ A}}{1 \text{ A}} \cong 0.504$$

A continuación, se muestran las curvas de protección 51N de las líneas de media tensión y 51N de la acometida, para comprobar que se logra selectividad y coordinación.

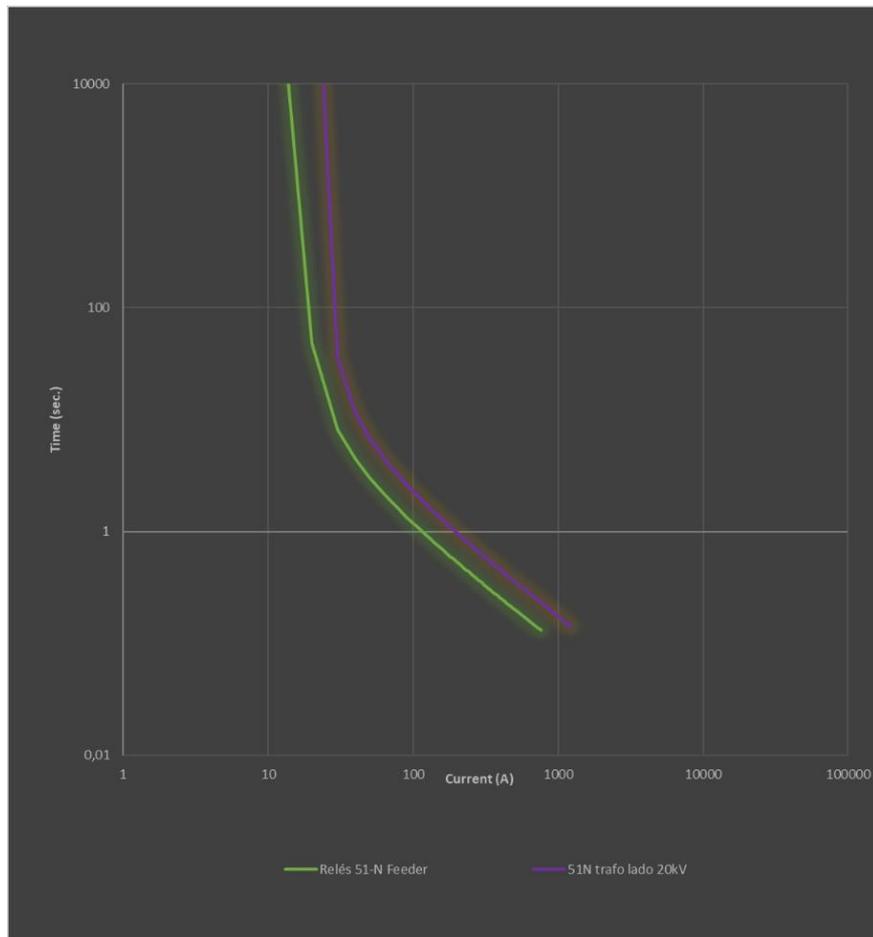


Figura 6.3: Curvas de protección 51N de las líneas de media tensión y 51N de la acometida.

Fallo del interruptor (50BF).

La función de fallo del interruptor se ha ajustado igual que en los relés de línea de media tensión.

Detección de la intensidad de INRUSH.

La detección de la intensidad INRUSH se ha ajustado igual que en los relés de línea de media tensión.

6.3.- Protección del transformador de potencia.

Como se ha descrito anteriormente el relé empleado para la protección del transformador de potencia es el **7UT85** de Siemens, dicho relé cuenta con una serie de funcionalidades que son indispensables para la protección del transformador, de las cuales, hemos empleado las que se muestran en la Tabla 4.4.

Los ajustes de las funciones se describirán a continuación.

6.3.1.- Protección diferencial de transformador-acometida (87T).

En esta instalación la función diferencial del transformador protege también la acometida que va desde las bornas de media tensión del transformador hasta la celda de media tensión del transformador, debido a la ubicación del TI de media tensión, el cual se encuentra en la celda, y por lo tanto la función 87T cubre también la acometida.

La protección diferencial es la protección principal del transformador. Se considera una función unitaria ya que no tiene que lograr coordinación ni selectividad con ninguna otra función, además su tiempo de actuación será instantáneo.

El elemento diferencial porcentual está basado en una característica de punto de arranque y una restricción diferencial de pendiente. El propósito de esta característica es el de definir la velocidad de la corriente diferencial de restricción para las corrientes de los devanados del transformador durante las diferentes condiciones de carga y que pueda distinguir entre fallas dentro y fuera de la zona de protección. La variación de la intensidad diferencial ocurre debido al desbalance de corriente entre los transformadores de intensidad fundamentalmente y pueden tener las siguientes causas:

1. Imprecisiones inherentes al TI.
2. Cambio del tap bajo carga - lo cual ajusta la relación del transformador y consecuentemente las corrientes de los devanados
3. Saturación del TI.

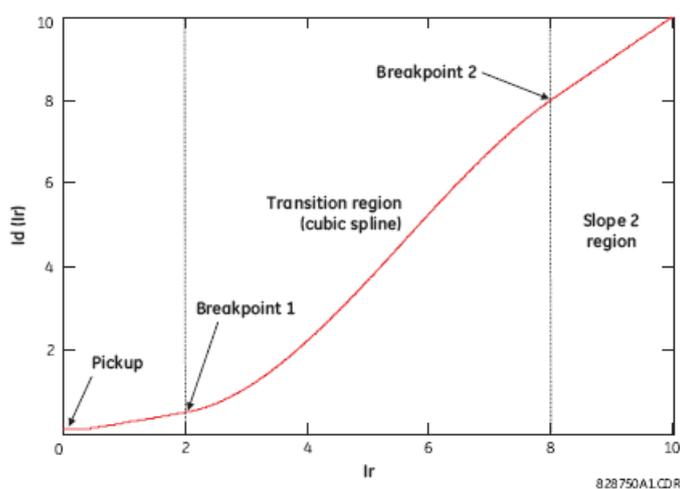


Figura 6.4: Característica de la intensidad diferencial.

Donde:

Id: Es la intensidad diferencial.

Ir: Es la intensidad de paso o frenado.

La intensidad de paso se calcula como el promedio entre las intensidades medidas por los transformadores de intensidad, tanto de alta tensión como de media.

Cuando se sobrepasa una relación ajustable entre la intensidad de “paso” y la diferencial, el relé actúa.

A partir de estas dos intensidades (I_d e I_r) se puede determinar la pendiente de operación de la característica diferencial.

Intensidades nominales de los TI's

Para el ajuste del umbral (intensidad de arranque) de la protección diferencial porcentual se debe tener en cuenta, además, la posición del cambiador de tomas, y ajustar dicho umbral a partir de la posición más desfavorable, que sería la posición +10, donde la tensión del transformador de potencia en el lado de alta toma un valor de 72600V; por lo que tomando esta posición del cambiador de tomas se calcularán y ajustarán los valores de la función.

TI de alta tensión: 500/5A.

Precisión del devanado: 5P20; lo que nos da un error de precisión de un 5%.

$$I_{n_{alta\ tensión}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{50MVA}{\sqrt{3} \cdot 72.6kV} = 0.39762kA = 397.62A$$

Si lo referimos al secundario:

$$I_{n_{alta\ tensión\ sec}} = \frac{397.62}{500/5} = 3.9762A$$

TI de media tensión: 1600/5A.

Precisión del devanado: 5P20; lo que nos da un error de precisión de un 5%.

$$I_{n_{alta\ tensión}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{50MVA}{\sqrt{3} \cdot 20kV} = 1.443kA = 1443A$$

Si lo referimos al secundario:

$$I_{n_{media\ tensión\ sec}} = \frac{1443}{1600/5} = 4.509A$$

Intensidad diferencial a plena carga

La intensidad diferencial a plena carga será el umbral para la intensidad de arranque del relé, teniendo en cuenta que en condiciones normales de operación (sin existir ninguna falta) la mayor intensidad diferencial que va a poder detectar el relé será a plena carga, donde el relé nunca podrá disparar por debajo de este valor.

$$I_d = |I_{n_{alta\ tensión\ sec}} - I_{n_{media\ tensión\ sec}}|$$

$$I_d = |3.9762 - 4.509| = 0.5328A$$

Intensidad de paso o frenado a plena carga

$$I_r = \frac{I_{n_{alta\ tensión\ sec}} + I_{n_{media\ tensión\ sec}}}{2} = \frac{3.9762 + 4.509}{2} = 4.24A$$

Como se ha mencionado anteriormente, con la intensidad de paso y la intensidad diferencial podemos determinar la pendiente de error que tendrá la característica diferencial; esto significa que mientras más grandes puedan ser los errores introducidos en la medida por los factores que se han expuesto con anterioridad, el valor de la intensidad diferencial va a ser mayor y por lo tanto el punto de disparo de la protección será más grande, para de esta manera ser consecuente con los errores producidos, y que no actúe la protección sin haber existido una falta en el transformador.

Pendiente de error

Para determinar la pendiente de error de la característica diferencial se utiliza la siguiente expresión:

$$P\varepsilon = \frac{I_d}{I_r} \cdot 100\% = \frac{0.5328}{4.24} \cdot 100 = 12.56\%.$$

Además, para determinar el porcentaje de error total debemos tener en cuenta el error en la precisión de los TI's (5% cada uno), como también se ha estipulado un error por corriente de vacío de un 2%. El porcentaje de error total queda:

$$P\varepsilon_{total} = P\varepsilon + 2 \cdot 5\% + 2\%$$

$$P\varepsilon_{total} = 12.56\% + 10\% + 2\%$$

$$P\varepsilon_{total} = 24.56\%$$

El punto de inflexión entre la intensidad de arranque (umbral) y la característica porcentual de la protección diferencial será en el punto "P" formado por (I_r ; I_d), como se muestra en la gráfica a continuación.

$$P: (I_r ; I_d) = (4.24 ; 0.5328)$$

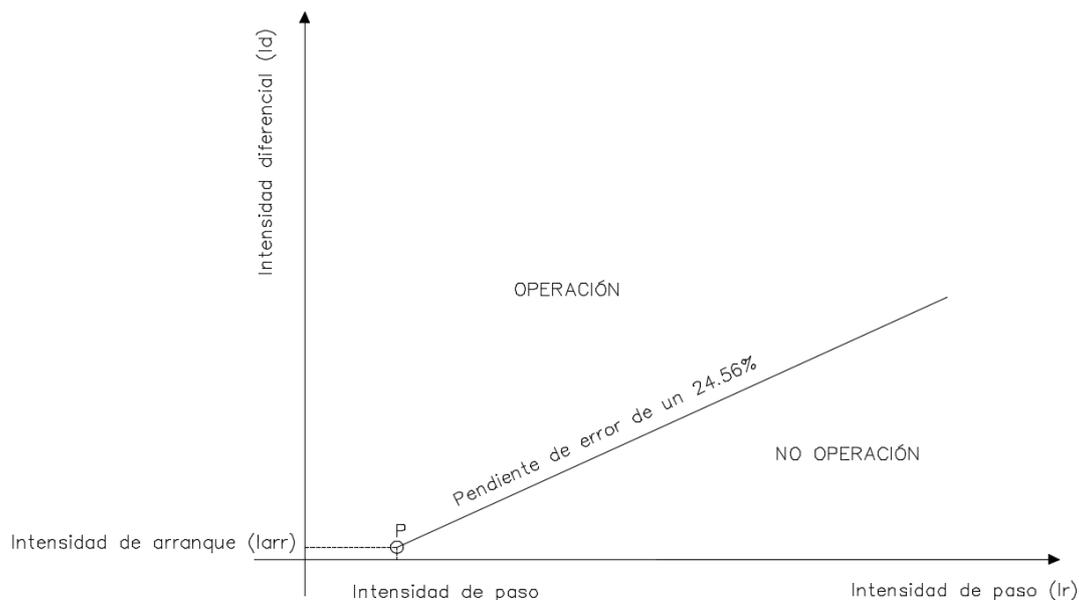


Figura 6.5: Pendiente de operación de la protección diferencial.

6.3.2.- Protecciones de sobreintensidad instantánea y de tiempo dependiente de fases.

Sobrecorriente instantánea de fase (50P)

Constituye función de respaldo de la protección diferencial de transformador. Tratándose de un transformador conectado a una línea radial, se deben cumplir los siguientes criterios de ajuste:

- La intensidad de arranque debe ser inferior a la mínima intensidad de cortocircuito polifásico entre el TI/TT de alta y bornas del devanado de alta. En este caso, según la tabla 5.10, se corresponde con la corriente de falta bifásica de $I_{cc2\emptyset min} = 10,718 \text{ kA}$.
- La intensidad de arranque debe ser mayor que la máxima intensidad de cortocircuito polifásico en barras del devanado secundario. En este caso, según tabla 5.11, se corresponde con la corriente de falta trifásica de $I_{cc3\emptyset máx} = 3,194 \text{ kA}$, lo cual es lo que ve el TI de alta tensión con una falta trifásica máxima en barras de 20 kV.
- La intensidad de arranque debe ser mayor que la máxima corriente magnetizante del transformador, que puede llegar hasta 8 veces la corriente nominal, es decir, 3,496 kA.

Por lo que la intensidad de arranque se ajustará a 1,3 veces la máxima intensidad de cortocircuito polifásico en barras del devanado secundario.

$$\begin{aligned}
 I_{aj} &= 1.3 \times I_{máx} 3\emptyset \\
 I_{aj} &= 1.3 \times 3194 \text{ A} \\
 I_{aj} &= 4152 \text{ A}
 \end{aligned}$$

Por tanto, la intensidad de ajuste cumple con las tres condiciones planteadas anteriormente.

Si lo referimos al secundario, queda:

$$I_{aj}(sec) = \frac{I_{aj}}{NTC} = \frac{4152 A}{500/5} = 41.52 A$$

El tiempo de actuación será instantáneo, y en este caso tardará el tiempo de actuación del relé, alrededor de 20ms.

Sobrecorriente temporizada de fase (51P)

La protección de sobreintensidad temporizada de fase hace la función de respaldo también, y se debe cumplir el siguiente criterio de ajuste:

- La intensidad de arranque debe ser mayor que 1,4 veces la intensidad nominal del devanado de alta del transformador de potencia:

Por lo que la intensidad de ajuste queda:

$$\begin{aligned} I_{aj} &= 1.5 \times I_n \text{ AT trafo de potencia} \\ I_{aj} &= 1.5 \times 437A \\ I_{aj} &= 656 A \end{aligned}$$

Si lo referimos al secundario, queda:

$$I_{aj}(sec) = \frac{I_{aj}}{NTC} = \frac{656 A}{500/5} = 6,56 A$$

La intensidad de ajuste para esta función en el lado de 20 kV en el relé de acometida es de 2020A en el primario del TI, que si se referencia al lado de alta del transformador sería de 612A, por lo que el ajuste es muy similar al relé principal de alta, aunque se cumple selectividad.

$$656 A > 612A$$

Para lograr coordinación con las funciones de protección de la acometida se escogerá una curva de protección IEC very inverse (DIAL) superior; en este caso se ha tomado un DIAL de 1.

A continuación, se muestran las curvas de protección 51 del transformador de potencia en el lado de alta tensión y 51 de la acometida, pudiendo apreciar que se coordinan perfectamente.

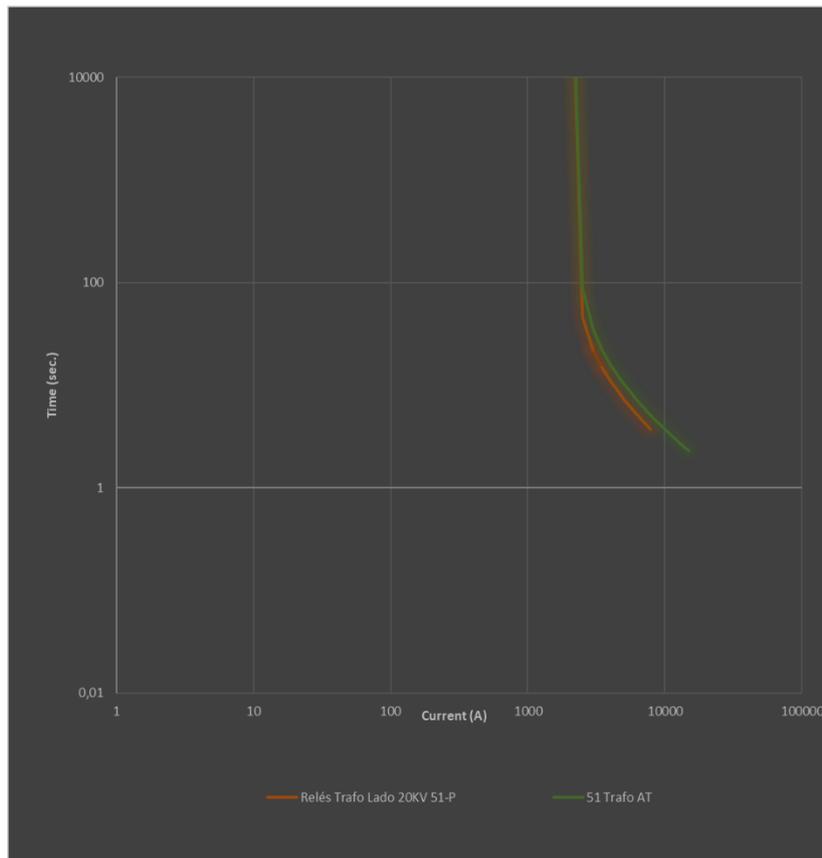


Figura 6.6: Curvas de protección 51P del transformador de potencia en el lado de alta tensión y 51P de la acometida.

Como se puede observar en la gráfica el arranque de las dos funciones parecen ser los mismos, pero no, entre un arranque y otro hay un margen de 44A, además se ha tomado un número de curva (DIAL) mayor para lograr coordinación, es decir, que cuando ocurra una falta entre la barra de 20kV y el TI de la acometida, siempre dispare primero el relé de la acometida antes que el relé del transformador.

6.3.2.- Protección de sobreintensidad de tiempo dependiente de neutro (51N).

La protección de sobrecorriente de neutro temporizada proporciona respaldo frente a faltas monofásicas en el lado de 20 kV a la función principal del transformador 87T, además de dar respaldo a la línea de alta tensión contigua al transformador. Para esta función se deben cumplir los siguientes criterios de ajuste:

- El valor de la corriente de arranque debe ser mayor que un porcentaje sin errores con respecto a la corriente nominal primaria del transformador de corriente. Considerando un margen de error del 10%, hay un ajuste mínimo de 50 A primario.

Según los criterios anteriores, la protección se establece en el 20% de la corriente nominal primaria del transformador de corriente, por lo que la intensidad de ajuste queda:

$$I_{aj} = 0.2 \times I_n \text{ del TI}$$

$$I_{aj} = 0.2 \times 500A$$

$$I_{aj} = 100A$$

Si lo referimos al secundario, queda:

$$I_{aj(sec)} = \frac{I_{aj}}{NTC} = \frac{100 A}{500/5} = 1A$$

Para lograr coordinación con las funciones de protección (51N) de la acometida se escogerá una curva de protección IEC very inverse (DIAL) superior; en este caso se ha tomado un DIAL de 0.6.

A continuación, se muestran las curvas de protección 51N del transformador de potencia en el lado de alta tensión y 51N de la acometida, pudiendo apreciar que se coordinan perfectamente.

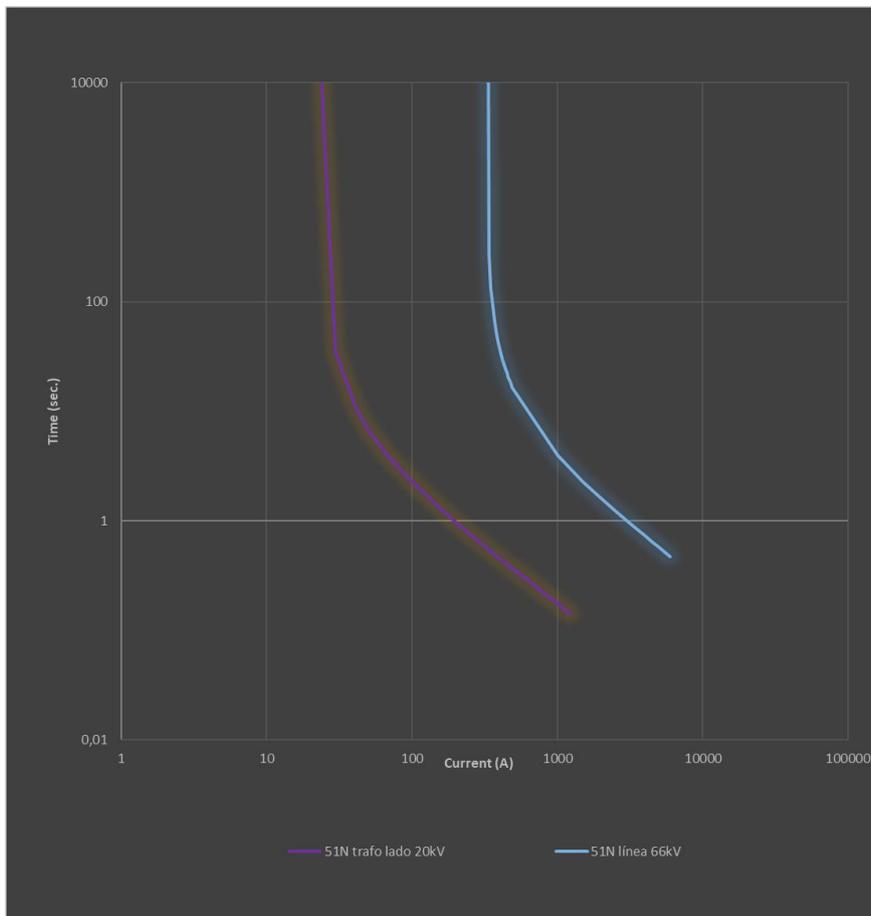


Figura 6.7: Curvas de protección 51N del transformador de potencia en el lado de alta tensión y 51N de la acometida.

6.3.3.- Protecciones de sub/sobretensión (27/59):

Función de subtensión (27).

La característica que describe el hueco de tensión que debe ser soportado cuando se produce el momento de conexión a red de una instalación se muestra en la figura debajo, el cual debe ser cumplido tanto en instalaciones eólicas, como en fotovoltaicas.

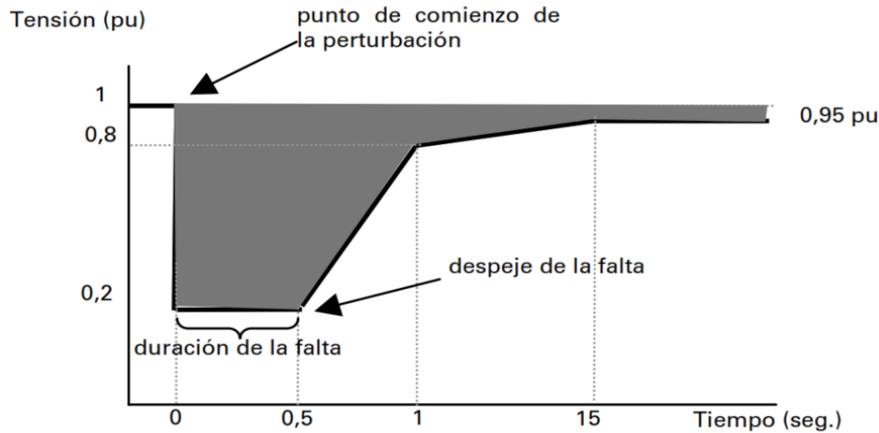


Figura 6.8: Hueco de tensión que debe ser soportado por la instalación en el momento de conexión a red.

Teniendo en consideración este hueco de tensión que debe soportar la instalación para la conexión a red, se ajustará un primer escalón, donde el tiempo de actuación será un poco superior a la duración del hueco de tensión provocado por la conexión a red, y queda de la siguiente manera:

$$U_{aj F - F} = 0.2 \times U_n \text{ secundaria del TT}$$

$$U_{aj F - F} = 0.2 \times 110V$$

$$U_{aj F - F} = 22V$$

Se toma como referencia la tensión entre fases del secundario del transformador de tensión (110V).

Escalón 1

Valor umbral:22 V
Retardo de tiempo: 0.5 s

Además, se ajustará un segundo escalón para tener en cuenta condiciones de la instalación que no tengan que ver con conexiones a la red, como pueden ser sobrecargas.

Según el documento de REE, “Criterios de ajuste y coordinación de protecciones en la red peninsular de alta tensión de transporte y distribución”, 2017, el sistema de protección de circuitos no debe actuar en condiciones de subtensión de $85\% \cdot U_n$, por tanto, la tensión de ajuste del segundo escalón queda:

$$U_{aj} F - F = 0.8 \times U_{n \text{ secundaria del TT}}$$

$$U_{aj} F - F = 0.8 \times 110V$$

$$U_{aj} F - F = 88V$$

Escalón 1

Valor umbral:88 V

Retardo de tiempo: 1 s

Función de sobretensión (59).

Según el documento de REE, “Criterios de ajuste y coordinación de protecciones en la red peninsular de alta tensión de transporte y distribución”, 2017, la función de sobretensión de fases debe estar a 1,2 veces la tensión nominal del transformador de tensión, con una temporización de 1 segundo.

$$U_{aj} F - F = 1.2 \times U_{n \text{ primaria del TT}}$$

$$U_{aj} = 1.2 \times 66000 V$$

$$U_{aj} = 79200 V$$

Si lo referimos al secundario, queda:

$$U_{aj}(\text{sec } F - F) = \frac{U_{aj}}{NTC} = \frac{79200 V}{66000 V / 110 V} = 132 V, \text{ tensión } F - F$$

La tensión F-N queda:

$$U_{aj}(\text{sec } F - N) = \frac{132}{\sqrt{3}} = 76.2 V$$

6.3.4.- Protecciones de sub/sobrefrecuencia (81M/m):

Los rangos de frecuencia en la operación de una planta generadora, que son permitidos sin tener que desconectarse del sistema, según “Diario Oficial de la Unión Europea, Reglamento (UE) 2016&631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, 2016”, se muestran a continuación.

Rangos de frecuencias	Período de tiempo
47.75Hz - 48.5Hz	No inferior a 30 minutos
48.5Hz – 49Hz	Nunca inferior al período 47.75Hz - 48.5Hz
49Hz – 51Hz	Ilimitado
51Hz – 51.5Hz	30 minutos

Tabla 6.1: Rangos de operación de frecuencia de la Unión Europea.

Así mismo, en el Ministerio de industria, turismo y comercio, “Procedimiento de operación 1.6. Establecimiento de los planes de seguridad, para la operación del sistema., 1998”., establece que los bloques generadores sólo se podrán desacoplar de la red si la frecuencia cae por debajo de 48 Hz, temporizado con tres segundos, como mínimo. Además, plantea que con una frecuencia por encima de 51 Hz la planta debe desconectar.

Por lo que, para cumplir con ambos criterios, el ajuste queda de la siguiente manera:

Parámetro	Ajuste
81m (Mínima frecuencia)	48 Hz
Tiempo de disparo para 81m	3 segundos
81M (Máxima frecuencia)	51 Hz
Tiempo de disparo para 81M	0 segundos

Tabla 6.2: Ajustes de frecuencia para el relé de protección del transformador de potencia.

6.3.5.- Protección de fallo del interruptor (50BF)

La protección de fallo de interruptor se ajusta en base al siguiente criterio:

- El valor de la intensidad de arranque ha de ser inferior a la intensidad de arranque de cualquier función de sobrecorriente de fase o neutro.
- El valor de la intensidad de arranque será el valor mínimo que ofrezca precisión en la medida de intensidad secundaria, en este caso del 10%.

Por lo que el valor de ajuste de la función queda:

$$I_{aj} = 0.1 \times I_n \text{ del TI}$$

$$I_{aj} = 0.1 \times 500A$$

$$I_{aj} = 50A$$

Si lo referimos al secundario, queda:

$$I_{aj(sec)} = \frac{I_{aj}}{NTC} = \frac{50 A}{500/5} = 0.5 A$$

El tiempo de re-disparo será de 150 ms y la función del fallo del interruptor será a los 240 ms

6.4.- Protección de la línea de alta tensión (66 kV).

Las funciones que se emplearán para proteger la línea de alta tensión de 66 kV aéreo-subterráneo se han expuesto en la tabla 4.2, donde la función principal es la diferencial de línea (87T),

utilizando como respaldo funciones de protección de sobreintensidad no direccional y direccional; como se ha mencionado con anterioridad, la función de distancia no será empleada, debido a las características de la línea (longitud menor a 10 Km).

Las funciones de sobreintensidad del relé del transformador de potencia también brindan respaldo de protección a la línea, ya que la configuración de la subestación es una posición línea-transformador y ambos elementos son contiguos.

Los ajustes de las funciones utilizadas se muestran a continuación.

6.4.1.- Protección diferencial de línea (87L).

La protección diferencial de línea se considera una protección de carácter unitario y por tanto no debe ser coordinada con otros sistemas de protección. Por esto mismo, esta protección es de carácter instantáneo.

Para la protección diferencial de la línea se tienen dos relés, principal (7SL87 Siemens) y secundaria (SEL 411L), y según el relé donde se vaya a ajustar se tiene las recomendaciones del fabricante para el ajuste de esta función, por lo que se hace de la siguiente manera:

Relé 7SL87 Siemens

Según “SIEMENS, Manual. Distance and Line Differential Protection”, la protección diferencial de línea se compone de 2 etapas, una primera etapa I-DIFF y una segunda etapa I-DIFF fast 2. Ambas etapas trabajan en paralelo y aseguran una alta sensibilidad y rapidez de disparo, en función de la severidad de la falta. Ambas etapas trabajando en conjunto permiten que el bloque diferencial, formado por ambas etapas brinde una mayor seguridad de protección, siendo sensible para todos los tipos de faltas; la I-DIFF es capaz de garantizar la mayor sensibilidad para intensidades diferenciales pequeñas, mientras la I-DIFF fast 2 la compone un algoritmo muy rápido que permite tomar decisiones de disparo muy rápidamente en caso de fallas de altas intensidades.

El ajuste de umbral de la primera etapa I-DIFF se ajusta al 30 % de la corriente primaria del TI y el tiempo de disparo de la primera etapa se deja en 0 segundos al tratarse de un sistema rígidamente puesto a tierra, ya que no existe ningún elemento que limite esta intensidad y los sistemas de puesta a tierra se pueden ver dañados, además de los equipos asociados conectados al circuito, por lo que se dispara en el menor tiempo posible.

Por lo que la intensidad de ajuste queda:

$$\begin{aligned}I_{aj} &= 0.3 \times I_n \text{ del TI} \\I_{aj} &= 0.3 \times 500A \\I_{aj} &= 150A\end{aligned}$$

Si se refiere al secundario del TI queda:

$$I_{aj(sec)} = \frac{I_{aj}}{NTC} = \frac{150 A}{500/5} = 1.5 A$$

El ajuste I-DIFF fast 2 se toma a 2 veces la corriente nominal del transformador, ya que la línea está conectada al transformador y esta será la corriente nominal que pasará por ella; se toma la potencia ONAF de 50 MVA y el tiempo de disparo para la segunda etapa se mantiene también en 0 segundos. Así mismo, se habilitan las opciones de teledisparo para enviar el comando de disparo al extremo remoto.

La intensidad nominal del transformador es de 437 A primarios en el lado de alta tensión.

Por lo que la intensidad de ajuste queda:

$$\begin{aligned}I_{aj} &= 2 \times I_n \text{ del trafo} \\I_{aj} &= 2 \times 437A \\I_{aj} &= 874 A\end{aligned}$$

El valor de la intensidad de ajuste para la etapa I-DIFF fast 2, es mucho más elevado debido a que esta etapa se considera, como se ha mencionado con anterioridad, para cuando se producen faltas de cortocircuito elevadas en la línea y la diferencia entre los dos extremos será mucho más grande.

Si se refiere al secundario del TI queda:

$$I_{aj(sec)} = \frac{I_{aj}}{NTC} = \frac{874 A}{500/5} = 8.74 A$$

Relé SEL 411L

El relé SEL 411L propone diferentes funcionalidades dentro del paquete diferencial; la función 87L del relé utiliza corrientes de fase (87LP) y secuencia cero (87LG) para una excelente seguridad, sensibilidad y velocidad. Básicamente se diferencian los ajustes para faltas entre fases (87LP) y faltas a tierra (87LG).

El ajuste 87LP se establece al 30 % de la corriente primaria del TI, por lo que queda de la misma manera que en el primer relé.

El ajuste 87LG se establece al 25 % de la corriente primaria del TI, siendo éste adecuado para evitar disparos intempestivos ante saturación de TI y aportando la sensibilidad adecuada ante faltas a tierra con corrientes mínimas de 865 A.

Por lo que la intensidad de ajuste en la segunda etapa queda:

$$\begin{aligned}I_{aj} &= 0.25 \times I_n \text{ del TI} \\I_{aj} &= 0.25 \times 500A \\I_{aj} &= 125 A\end{aligned}$$

Si se refiere al secundario del TI queda:

$$I_{aj(sec)} = \frac{I_{aj}}{NTC} = \frac{125 A}{500/5} = 1.25 A$$

En ambos casos, tanto en un relé como en otro, la pendiente de operación de la función diferencial de línea la determina internamente el propio relé a partir de los datos iniciales que se le introducen al principio de la configuración, como son:

- Datos de la línea a proteger.
- Características de los transformadores de intensidad en ambos extremos de la línea.

A pesar de esto en este trabajo se determinará la posible pendiente de operación que tendrá la función.

Intensidades nominales de los TI's

Para determinar la pendiente de operación necesito saber las intensidades que pasarán por ambos TI, teniendo en cuenta la máxima intensidad que podrá circular, que en este caso será el cortocircuito trifásico máximo a la salida de la línea en la subestación Don Rodrigo II (extremo local), el cual es de 16495 A. Con dicha intensidad los transformadores de corriente alcanzarán el error mayor posible.

TI remoto: 800/5A.

Precisión del devanado: 5P20; lo que nos da un error de precisión de un 5%.

$$I_{TI\text{ remoto}} = \frac{I_{cc\text{ máx}}}{NTC} = \frac{16495}{800/5} = 103.09\text{ A secundarios}$$

TI local: 500/5A.

Precisión del devanado: 5P20; lo que nos da un error de precisión de un 5%.

$$I_{TI\text{ local}} = \frac{I_{cc\text{ máx}}}{NTC} = \frac{16495}{500/5} = 164.95\text{ A secundarios}$$

Intensidad diferencial a plena carga

La intensidad diferencial con este valor de intensidad máximo sería de:

$$I_d = |I_{TI\text{ local}} - I_{TI\text{ remoto}}|$$
$$I_d = |164.95 - 103.09| = 61.86\text{ A}$$

Intensidad de paso o frenado a plena carga

$$I_r = \frac{I_{TI\text{ local}} + I_{TI\text{ remoto}}}{2} = \frac{103.09 + 164.95}{2} = 134.02$$

Pendiente de error

Para determinar la pendiente de error de la característica diferencial se utiliza la siguiente expresión:

$$P\varepsilon = \frac{Id}{Ir} \cdot 100\% = \frac{61.86}{134.02} \cdot 100 = 46.15\%.$$

Además, para determinar el porcentaje de error total debemos tener en cuenta el error en la precisión de los TI's (5% cada uno). El porcentaje de error total queda:

$$P\varepsilon_{total} = P\varepsilon + 2 \cdot 5\%$$

$$P\varepsilon_{total} = 46.15\% + 10\%$$

$$P\varepsilon_{total} = 56.15\%$$

La pendiente de error estimada ha sido un poco alta, lo cual se debe en su mayoría a la diferencia entre las relaciones de transformación de los transformadores de intensidad en ambos extremos, sobre todo en el extremo remoto, donde la intensidad nominal de la línea difiere muchísimo de la intensidad nominal del TI, lo que conlleva a mayores porcentajes de errores en la transformación de la intensidad.

6.4.2.- Protecciones de sobreintensidad de tiempo inverso de fase y neutro (51P/51N).

Las funciones de sobreintensidad de fase y neutro, darán respaldo a la función principal diferencial de línea (87L), además de servir como respaldo a las funciones de sobreintensidad que protegen el transformador de potencia.

Función 51P

Según “*Criterios de ajuste y coordinación de protecciones en la red peninsular de alta tensión de transporte y distribución*” de Red Eléctrica de España (REE) en su edición del año 2017, la función de sobreintensidad de fase de tiempo inverso para la protección de líneas con conexión radial se recomienda ajustar a un valor mayor que el 120% de la intensidad nominal del transformador de corriente, por tanto, el ajuste de la función queda de la siguiente manera:

$$I_{aj} = 1.4 \times I_n \text{ del TI}$$

$$I_{aj} = 1.4 \times 500A$$

$$I_{aj} = 700A$$

Si se refiere al secundario del TI queda:

$$I_{aj(sec)} = \frac{I_{aj}}{NTC} = \frac{700 A}{500/5} = 7 A$$

Este valor de ajuste debe tener una coordinación amperimétrica con la misma protección aguas abajo, que en este caso sería la función 51 de la acometida del transformador de potencia.

Ajuste de la función 51 de la acometida del transformador de potencia: 612A primarios del TI de la acometida, y además referidos al lado de alta del transformador de potencia.

Por lo que: $700A > 612A$, hay coordinación amperimétrica.

Además, debemos seleccionar un DIAL para la curva de operación de la función de tal manera que se logre una coordinación de tiempo con las mismas funciones aguas abajo; por tanto se escoge una DIAL de operación de 1.

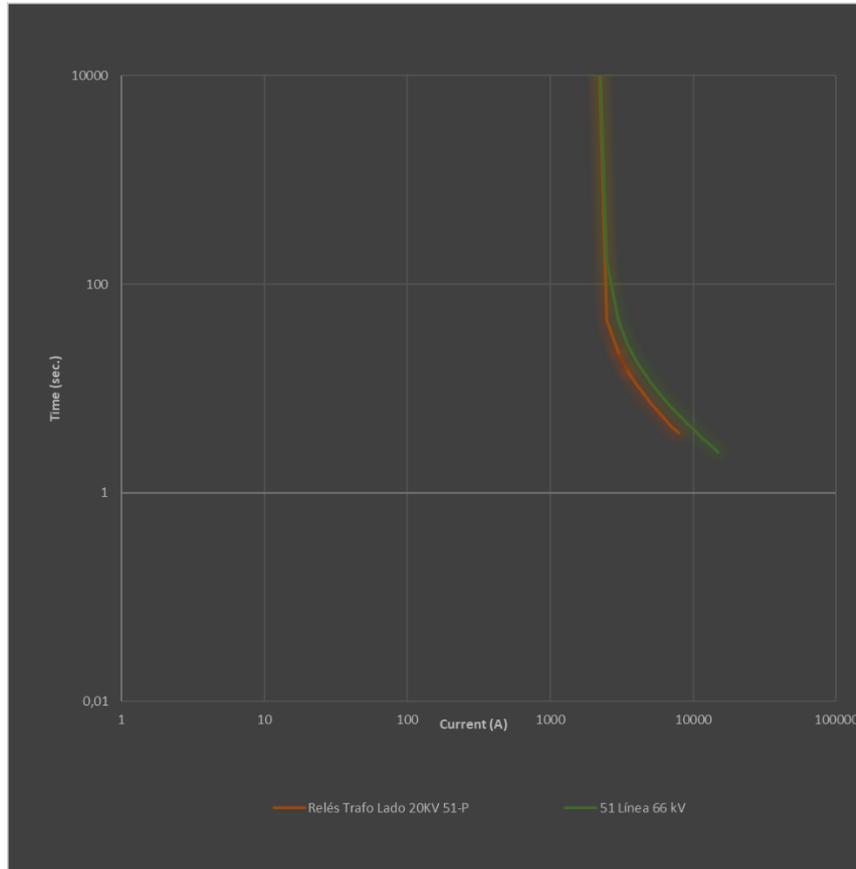


Figura 6.9: Curvas de protección 51P de la línea de alta tensión y 51P de la acometida.

Función 51N

Para el ajuste de la función de sobreintensidad de neutro 51N tomamos el criterio de ajustarla en el 20% de la corriente nominal primaria del transformador de corriente, por lo que la intensidad de ajuste queda:

$$\begin{aligned} I_{aj} &= 0.2 \times I_n \text{ del TI} \\ I_{aj} &= 0.2 \times 500A \\ I_{aj} &= 100A \end{aligned}$$

Que si lo comparamos con el ajuste de la misma función aguas abajo:

Ajuste función 51N de la acometida en el primario del TI y referido al lado de alta del transformador de potencia: 39.39A, por lo que:

100A > 39.39A, por tanto, hay coordinación amperimétrica.

Si lo referimos al secundario, queda:

$$I_{aj}(sec) = \frac{I_{aj}}{NTC} = \frac{100 A}{500/5} = 1A$$

Para lograr coordinación con las funciones de protección (51N) de la acometida se escogerá una curva de protección IEC very inverse (DIAL) superior; en este caso se ha tomado un DIAL de 1.

A continuación, se muestran las curvas de protección 51N del transformador de potencia en el lado de alta tensión y 51N de la acometida, pudiendo apreciar que también hay coordinación de tiempo.

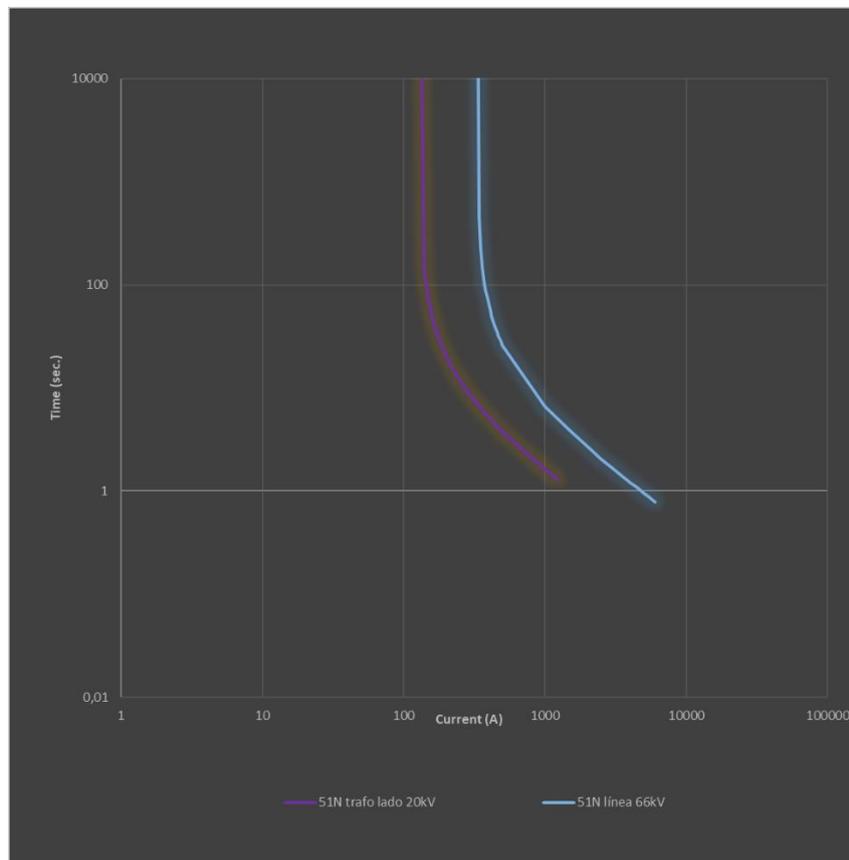


Figura 6.10: Curvas de protección 51N de la línea de alta tensión y 51N de la acometida.

6.4.2.- Protección de sobreintensidad direccional de neutro de tiempo inverso (67N).

Según “*Criterios de ajuste y coordinación de protecciones en la red peninsular de alta tensión de transporte y distribución*” de Red Eléctrica de España (REE) en su edición del año 2017, esta función se recomienda ajustarla igual a la función 51N, por lo que el ajuste queda de la siguiente manera:

$$I_{aj} = 0.2 \times I_n \text{ del TI}$$

$$I_{aj} = 0.2 \times 500A$$

$$I_{aj} = 100A$$

Si lo referimos al secundario, queda:

$$I_{aj(sec)} = \frac{I_{aj}}{NTC} = \frac{100 A}{500/5} = 1A$$

Directional mode..... **Forward**

El modo de la direccionalidad se ajusta hacia adelante, que es el sentido normal de la intensidad, para que en caso contrario dispare el relé.

El tipo de curva a utilizar será IEC very inverse y del mismo valor que la función 51N, es decir un DIAI igual a 1.

Para determinar la dirección del defecto, la protección mide el desfase entre la corriente y la magnitud de polarización, que en este caso es la tensión residual, que es la tensión entre el neutro y tierra, para esto es importante fijar en el relé el rango de disparo de la función, especificado mediante los ángulos característicos, de tal manera que cualquier falta producida a tierra provoque una intensidad que se encuentre entre dichos ángulos, como se muestra en la figura 6.11.

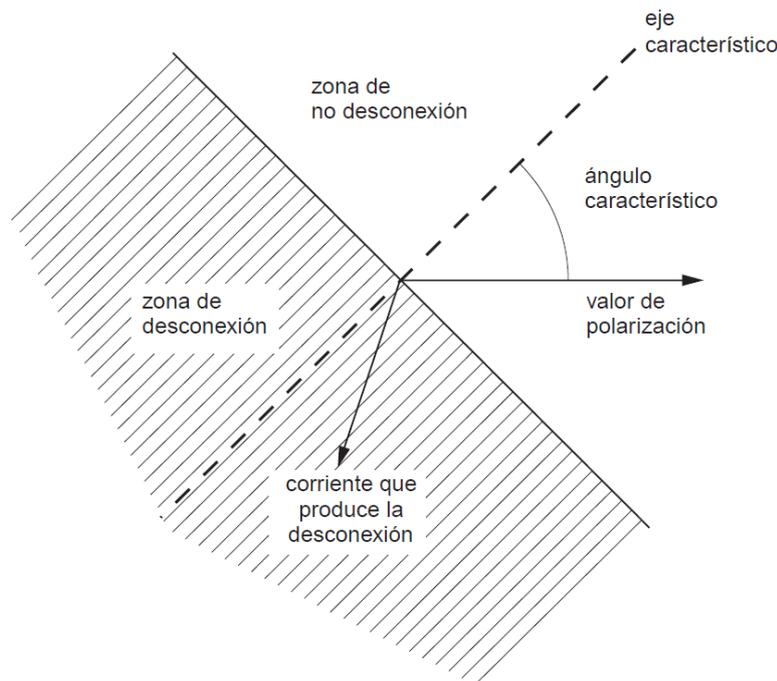


Figura 6.11: Ángulo característico de la función direccional.

En este caso el eje de simetría de acción del relé estará formado por los ángulos:

Ángulo hacia adelante α : 338°

Ángulo hacia adelante β : 122°

Los cuales son los que recomienda el los fabricantes de los relés, tanto Siemens como SEL, formando entre sus vectores una recta que representa la frontera entre el disparo y no disparo de la protección, como se muestra en la figura anterior.

Mediante estos dos ángulos se definen las regiones de avance y retroceso. Los ángulos se definen positivamente en un sentido matemático (en sentido antihorario). La región entre el ángulo límite α y el ángulo límite β , contado desde el primero en una dirección positiva, es la región hacia delante. La región restante es la región inversa, por lo que a partir de aquí se puede conocer la direccionalidad de la intensidad y en dependencia de ella saber si la línea está en falta o no.

Capítulo 7: Conclusiones

Primeramente, se debe decir que para la nueva subestación “Don Rodrigo II”, la implementación del ajuste de las protecciones se ha realizado con éxito.

En campo se han configurado todos los relés de protección con los ajustes que se han desarrollado en este proyecto, pudiendo llegar a resultados satisfactorios, comprobando que todos los equipos actúen a partir de los ajustes que se les hayan introducido.

Las función de sobreintensidad instantánea de fase para las línea de media tensión no pudo ser ajustada debido a que no cumple completamente el criterio de REE debido a las características de las líneas, por lo que se puede llegar a la conclusión de que este criterio es válido para líneas que tengan grandes distancias y una alta impedancia, en las que haya una diferencia notable entre los cortocircuitos de ambos extremos.

Otro punto que es muy importante resaltar, es que se ha logrado en todo momento que las funciones amperimétricas logren alcanzar entre ellas una coordinación y selectividad, para que siempre que se despeje una falta sea afectado la menor porción posible del sistema, y que las funciones que actúen sean siempre las del circuito en falta o en condiciones anómalas, al no ser que se vaya a cumplir funcionalidades de respaldo, es decir, que por la no actuación de una protección por fallos internos del relé, actúe la protección aguas arribas para brindar respaldo y que la falta finalmente sea despejada. Las funciones que más se vieron comprometidas para lograr coordinación y selectividad fueron las protecciones de neutro, debido a las bajas impedancias que presentan la red y las cortas distancias (relativamente) de las líneas de la planta fotovoltaica.

Las funciones de protección del transformador de potencia, sobre todo la función diferencial 87T, se han ajustado satisfactoriamente.

En el caso de las funciones que protegen la línea de alta tensión de 66 kV se puede concluir lo siguiente:

La función diferencial de línea 87L dio como resultado una pendiente característica bastante notable, y se debió en su mayoría a que el transformador de intensidad del extremo remoto (Subestación “Don Rodrigo”) estuviese mal dimensionado, ya que su intensidad nominal difiere mucho de la intensidad nominal que va a pasar por la línea (437A In línea <<< 800A In del TI); esto puede traer consigo errores elevados en la medición y que a la hora de ajustar la función diferencial de línea se tengan demasiadas incertidumbres; como conclusión ante esta problemática se aconseja que el dimensionamiento de los transformadores de intensidad, particularmente la intensidad nominal, sea lo más cercana posible a la intensidad nominal de la red.

Las funciones de sobreintensidad, tanto instantánea como de tiempo inverso no direccionales, no podrán proteger la línea o dar respaldo a la función principal (87L) en toda la extensión de la línea, debido a que el mayor aporte de cortocircuito viene de la red externa y el aporte que viene por debajo desde la planta fotovoltaica es prácticamente insignificante y nuestro transformador de intensidad que alimenta a dichas protecciones está en el extremo más alejado de donde viene el mayor aporte, por lo que estas función podrán proteger la línea en caso de cortocircuito, solamente en el tramo entre el transformador de intensidad y las bornas de alta tensión del transformador de potencia; por lo que se llega a la conclusión de que las funciones de sobreintensidad, tanto instantánea como de tiempo inverso no direccionales que protegen mejor la línea, serán las que están en el extremo remoto, ya que podrán percibir los cortocircuitos que se produzcan en toda la línea.

Como conclusión final podemos decir que la subestación “Don Rodrigo II”, la línea de alta tensión y las líneas de media tensión de la planta fotovoltaica han quedado correctamente protegidas a pesar de los inconvenientes anteriormente mencionados, los cuales se han tenido en consideración y se tendrán en cuenta para futuros proyectos.

Bibliografía

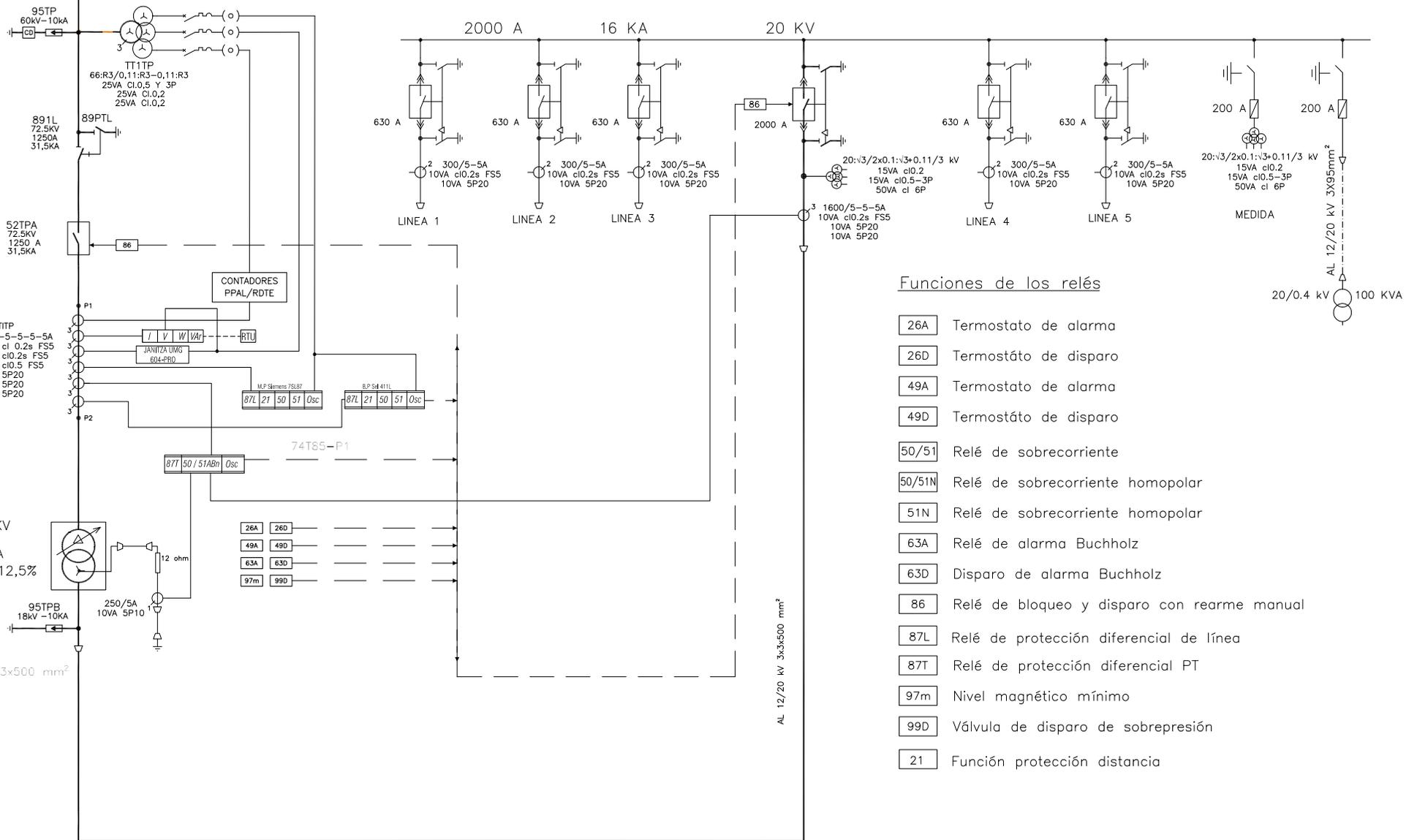
- “*Criterios de ajuste y coordinación de protecciones en la red peninsular de alta tensión de transporte y distribución*” de Red Eléctrica de España (REE) en su edición del año 2017.
- Publicación Técnica Schneider Electric PT 071. Edición: mayo 2003. Protecciones eléctricas en MT.
- **Cuaderno técnico no 181. Las protecciones direccionales.** Por: Pierre Bertrand. Edición francesa: julio 96. Versión española: enero 2000.
- **CEI. IEC. 909 First Edition 1988.** Short-circuit current calculation in three-phase a.c. systems.
- **UNE.IEC/TR 60909-2 IN. Febrero 2010.** Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 2: Datos de equipos eléctricos para el cálculo de corrientes de cortocircuito.
- **NRZ104.** Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución. Generadores en Alta y Media Tensión. **Edición 1ª 02-2018.**
- **Sistemas de protección, redes AT.** Universidad de Sevilla. Guillermo Nicolau González. Febrero, 2013.
- **Manual. Siemens. SIPROTEC 5. Transformer differential protection.**
- **Universidad Pontificia Comillas.** Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI). Proyecto de fin de carrera. Diseño y ajuste de protecciones en una subestación de alta tensión. Autor: Fernando Hernández Guerreiro. Madrid, junio de 2008.
- **Criterios de protección en redes radiales de media tensión.** Autores: Guillermo Nicolau González y Pedro Cruz Romero. 2013: Cátedra Endesa de la Universidad de Sevilla.
- **Trabajo Fin de Máster. Máster Universitario en Ingeniería Industrial.** Diseño del Sistema de Control y Protección de una Posición de Línea de 220 kV. Autor: Luz María Fernández Bravo. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Universidad de Sevilla. 2013.

ANEXOS

1. Plano unifilar de la subestación.
2. Planta de la subestación.
3. Perfil de la subestación.

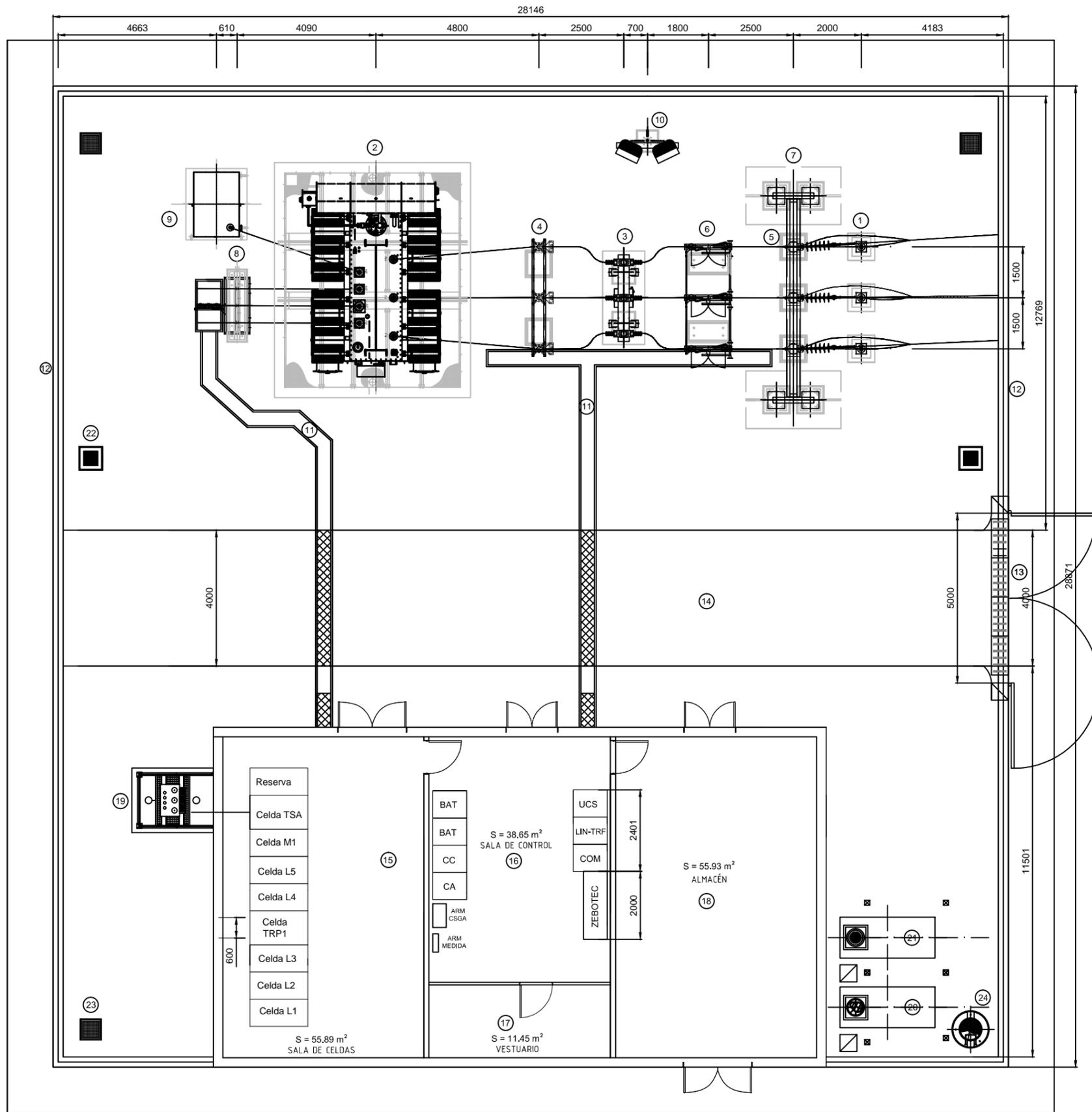
LINEA AÉREA/SUBTERRÁNEA 66kV

SET 20/66 KV – PSF DON RODRIGO II



Funciones de los relés

- 26A Termostato de alarma
- 26D Termostato de disparo
- 49A Termostato de alarma
- 49D Termostato de disparo
- 50/51 Relé de sobrecorriente
- 50/51N Relé de sobrecorriente homopolar
- 51N Relé de sobrecorriente homopolar
- 63A Relé de alarma Buchholz
- 63D Disparo de alarma Buchholz
- 86 Relé de bloqueo y disparo con rearme manual
- 87L Relé de protección diferencial de línea
- 87T Relé de protección diferencial PT
- 97m Nivel magnético mínimo
- 99D Válvula de disparo de sobrepresión
- 21 Función protección distancia



ELEMENTOS	
POSICIÓN	ELEMENTO
1	AUTOVÁLVULAS
2	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
3	INTERRUPTOR
4	TRANSFORMADORES INTENSIDAD
5	TRANSFORMADORES TENSIÓN
6	SECCIONADOR
7	PÓRTICOS
8	SOPORTE CONDUCTORES MT
9	RESISTENCIA P.A.T.
10	LUMINARIA
11	CANAL DE CABLES
12	CERRAMIENTO MALLA SIMPLE TORSIÓN
13	PUERTA DE ACCESO
14	VIAL
15	SALA DE CELDAS
16	SALA DE CONTROL
17	VESTUARIO
18	ALMACEN
19	TRANSFORMADOR SSAA
20	DEPOSITO FOSA SEPTIVA
21	DEPOSITO DE AGUA
22	ARQUETA DE REGISTRO DEL DRENAJE
23	ARQUETA DE REGISTRO DE VENTILACION
24	POZO DE REGISTRO

