



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Estudio para la integración en la red eléctrica de dos plantas fotovoltaicas de 110 y 50MW nominales respectivamente en la provincia de Teruel a través de una subestación eléctrica de REE en 220kV.

Autor: Hernández-Rubio Antón, Fernando

Director: Mirabal Montero, Santiago

Madrid 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **Estudio para la integración en la red eléctrica de dos plantas fotovoltaicas de 110 y 50MW nominales respectivamente en la provincia de Teruel a través de una subestación eléctrica de REE en 220kV** e la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2025-2026 es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.


Uso de Inteligencia Artificial¹

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

La recopilación de fuentes de información debidamente certificada y justificada sobre el proyecto. Ayuda en la traducción del resumen en inglés, Revisión de la redacción y sugerencias de mejora en esta, ayuda con la numeración de la bibliografía, los índices de tablas y figuras. Sugerencias sobre mejora y deficiencias del formato del documento. Revisión y verificación de cálculos realizados por mí. Ayuda en el diseño y formato de figuras y diagramas unifilares eléctricos.

¹ Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)



Firmado (alumno): *Fernando Hernandez-Rubio Anton*

Fecha: 29/06/2026

Autorización para la entrega del Proyecto

| El Director del Proyecto | El co-Director del Proyecto (si aplica) |
|-------------------------------|---|
| | |
| Fdo: Santiago Mirabal Montero | Fdo: |
| Fecha: 02/07/2026 | Fecha: |



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Estudio para la integración en la red eléctrica de dos plantas fotovoltaicas de 110 y 50MW nominales respectivamente en la provincia de Teruel a través de una subestación eléctrica de REE en 220kV.

Autor: Hernández-Rubio Antón, Fernando

Director: Mirabal Montero, Santiago

Madrid 2026

Estudio para la integración en la red eléctrica de dos plantas fotovoltaicas de 110 y 50MW nominales respectivamente en la provincia de Teruel a través de una subestación eléctrica de REE en 220kV.

Autor: Hernández-Rubio Antón, Fernando

Director: Mirabal Montero, Santiago

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Palabras clave: Protecciones eléctricas, Red Eléctrica, Compensador síncrono, Transformador

Este proyecto aborda el diseño, dimensionamiento y coordinación de los sistemas de protección eléctrica de la SET Navallo, la línea de AT Navallo-Valdeconejos y la ampliación de la SET Valdeconejos con tres condensadores síncronos. La instalación se encuentra en el marco de la Red de Transporte del Sistema Eléctrico Peninsular Español. El diseño de dichas protecciones debe cumplir los requisitos establecidos en los Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español (CGP-SEE, revisión mayo 2024), el Real Decreto 337/2014, las instrucciones Técnicas complementarias ITC-RAT y las normas técnicas internacionales de referencia IEEE y IEC.

El sistema estudiado está dividido en tres elementos principales. El primero es el transformador de la SET Navallo de 168MVA, relación de transformación 220/30kV y grupo de conexión Dyn11. Dicha posición requiere según el CGP-SEE un nivel de protección 2SP. Este transformador conecta los parques fotovoltaicos de Navallo I y II a la Red de Transporte. El segundo elemento a estudiar es la línea aérea de AT de Transporte que une la SET Navallo con la SET Valdeconejos, para la que se ha diseñado un esquema de protección de nivel 2SP/1C. El tercer elemento es la ampliación de la SET Valdeconejos donde se instalan dos transformadores tribobinados en paralelo; T-1 de 100MVA con relación de transformación 220/30/15kV y T-2, de 200/100/100MVA y 220/15/15kV que alimentan tres condensadores síncronos en las barras de 15kV y los sistemas auxiliares de estos en barras de 30kV.

Todo el dimensionamiento de estos elementos parte de un estudio previo realizado mediante un estudio de cortocircuito realizado con PSS®E según la norma IEC 60909, con factor de tensión $C=1,10$ para la obtención de corrientes de falla máximas. Los resultados de dicha simulación permiten verificar el dimensionamiento de los transformadores de medida y calcular los umbrales de disparo de cada elemento de protección. Para la simulación de cortocircuito se ha modelado un sistema de once nudos en PSS®E XPLORE 36. Dicho sistema incluye las SET de Navallo y Valdeconejos, la generación externa que llega a Valdeconejos y un nudo cuya función es simular la Red Eléctrica Española.

La selección de equipos comerciales sigue un criterio de diversidad de fabricantes entre las dos cadenas de protección. Se ha asignado a la cadena A la familia de protección SIPROTEC 5 de

Siemens y la familia RELION 670 de Hitachi Energy a la cadena B. Esta decisión viene de la necesidad de mitigación de fallo de modo común y mayor resiliencia ante problemas con el firmware. Esta decisión está alineada con las exigencias de ciberseguridad derivadas de los incidentes en infraestructura crítica registrados en 2025. Para los transformadores de intensidad se selecciona el modelo Artech CA-245, CA-36 o CA-17.5 dependiendo si la tensión nominal es 220kV, 30kV o 17.5kV. Para los interruptores automáticos de 220kV el modelo 3AP1 FI de Siemens Energy y para la aparenta auxiliar del transformador los productos MESSKO de MR Reinhausen. Dichos aparatos permiten la detección de fallas en la red bajo cualquier tipo de falla o estado de la red.

Adicionalmente, este realiza un estudio sobre la necesidad y la idoneidad de los condensadores síncronos instalados en Valdeconejos. Se analiza su aportación a la estabilidad de la red tanto en situación de funcionamiento normal como su aportación a fallas del sistema. Se estima si el sistema elegido es el correcto ante la situación de la Red Eléctrica Española en la actualidad y su evolución ante los posibles cambios. Se valorarán posibles alternativas como: SVC, el STATCOM y los sistemas de almacenamiento con control de frecuencia (BESS-FFR) en caso de que se determine la no idoneidad de los compensadores síncronos.

Por último, se desarrolla un estudio económico del conjunto de todos los sistemas de protección elegidos, desglosando la inversión por elemento, un análisis de alternativas de coste y una valoración básica del retorno de la inversión ante un fallo no despejado adecuadamente.

Study for the grid integration of two photovoltaic plants of 110 and 50MW nominal capacity, respectively, in the province of Teruel through a 220kV REE substation.

Author: Hernández-Rubio, Fernando.

Supervisor: Mirabal Montero, Santiago.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

Keywords: Electric protections, Power grid, Synchronous Compensator, Transformer

This project addresses the design, sizing and coordination of the electrical protection systems for the Navallo substation (SET Navallo), the high-voltage transmission line Navallo-Valdeconejos, and the expansion of the Valdeconejos substation (SET Valdeconejos) with three synchronous condensers. The installation falls within the framework of the Spanish Peninsular Electrical Transmission Grid. The design of said protections must comply with the requirements set forth in the General Protection Criteria for the Spanish Electrical System (CGP-SEE, May 2024 revision), Royal Decree 337/2014, the complementary technical instructions ITC-RAT, and the applicable international technical standards from IEEE and IEC.

The system under study is divided into three main elements. The first is the transformer at SET Navallo, rated at 168MVA, with a transformation ratio of 220/30kV and connection group Dyn11. This position requires, according to the CGP-SEE, a protection level of 2SP. This transformer connects the Navallo I and II photovoltaic plants to the Transmission Grid. The second element is the overhead high-voltage transmission line connecting SET Navallo to SET Valdeconejos, for which a protection scheme of level 2SP/1C has been designed. The third element is the expansion of SET Valdeconejos, where two three-winding transformers are installed in parallel: T-1, rated at 100MVA with a transformation ratio of 220/30/15kV, and T-2, rated at 200/100/100MVA with a ratio of 220/15/15kV, both feeding three synchronous condensers connected to the 15kV busbars and their auxiliary systems on the 30kV busbars.

The sizing of all these elements is based on a prior short-circuit study carried out using PSS®E in accordance with IEC standard 60909, with a voltage factor of $C = 1.10$ for obtaining maximum fault currents. The results of this simulation allow for the verification of the instrument transformer sizing and the calculation of the trip thresholds for each protection element. For the short-circuit simulation, an eleven-bus system was modeled in PSS®E XPLORE 36. This system includes the SET Navallo and SET Valdeconejos substations, the external generation feeding into Valdeconejos, and a bus whose function is to simulate the Spanish National Grid.

The selection of commercial equipment follows a criterion of manufacturer diversity between the two protection chains. Chain A has been assigned the SIPROTEC 5 protection family from

Siemens, while Chain B has been assigned the RELION 670 family from Hitachi Energy. This decision stems from the need to mitigate common-mode failures and to enhance resilience against firmware-related issues. It is also aligned with the cybersecurity requirements arising from the critical infrastructure incidents recorded in 2025. For the current transformers, the Artech CA-245, CA-36, or CA-17.5 model is selected depending on whether the nominal voltage is 220kV, 30kV, or 17.5kV; for the 220kV automatic circuit breakers, the Siemens Energy 3AP1 FI model; and for the transformer's auxiliary apparatus, the MESSKO products from MR Reinhausen. These devices enable the detection of grid faults under any type of fault or grid condition.

Additionally, this project conducts a study on the necessity and suitability of the synchronous condensers installed at Valdeconejos. Their contribution to grid stability is analyzed both under normal operating conditions and during system fault events. An assessment is made as to whether the chosen solution is appropriate given the current state of the Spanish Electrical Grid and its expected evolution in response to foreseeable changes. Possible alternatives such as the SVC, the STATCOM, and battery energy storage systems with frequency control (BESS-FFR) will be evaluated in the event that the synchronous condensers are found to be unsuitable.

Finally, an economic study is developed covering the complete set of selected protection systems, breaking down the investment by element, analyzing cost alternatives, and providing a basic assessment of the return on investment in the event of a fault that is not properly cleared.

Lista de acrónimos y abreviaturas

- ANSI** — American National Standards Institute
- BF** — Breaker Failure – Fallo de interruptor
- CGP-SEE** — Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español
- CVT** — Capacitive Voltage Transformer – Transformador de tensión capacitivo
- DGA** — Dissolved Gas Analysis – Análisis de gas disuelto en aceite
- IED** — Intelligent Electronic Device – Dispositivo electrónico inteligente
- ITC-RAT** — Instrucción Técnica Complementaria de Alta Tensión
- POTT** — Permissive Overreaching Transfer Trip
- REE** — Red Eléctrica de España
- SET** — Subestación Eléctrica de Transformación
- SIR** — Source Impedance Ratio
- SYNCON** — Synchronous Condenser – Condensador síncrono
- TC / TI** — Transformador de Corriente / Intensidad
- TT** — Transformador de Tensión
- 2SP** — Dos Sistemas de Protección Principal
- AT** — Alta Tensión
- CA** — Corriente Alterna
- CC** — Corriente continua

Funciones ANSI de los relés de protección

- 21** — Relé de distancia
- 24** — Relé de sobreexcitación (V/Hz)
- 25** — Relé de comprobación de sincronismo
- 26** — Termómetro / dispositivo térmico del aceite
- 27** — Relé de mínima tensión
- 47** — Relé de secuencia de fases / tensión de secuencia negativa
- 49T** — Relé de imagen térmica del devanado
- 50** — Relé de sobreintensidad instantánea de fase

- 50N — Relé de sobreintensidad instantánea de neutro (tierra)**
- 50BF — Relé de fallo de interruptor (Breaker Failure)**
- 51 — Relé de sobreintensidad temporizada de fase**
- 51N — Relé de sobreintensidad temporizada de neutro (tierra)**
- 51NG — Relé de sobreintensidad temporizada de neutro a tierra**
- 59 — Relé de sobretensión**
- 60 — Relé de desequilibrio de tensión o corriente**
- 63 — Relé de gas/presión (Buchholz)**
- 67N — Relé direccional de sobreintensidad de tierra**
- 74 — Relé de supervisión del circuito de disparo**
- 79 — Relé de reenganche automático**
- 81 — Relé de frecuencia (mínima/máxima y df/dt)**
- 85 — Equipo de teleprotección (esquemas POTT/PUTT/DCB)**
- 86 — Relé de bloqueo (Master Trip / lockout)**
- 87L — Relé diferencial de línea**
- 87T — Relé diferencial de transformador**

| | |
|---|------|
| RESUMEN DEL PROYECTO | iv |
| ABSTRACT | vi |
| <i>Lista de acrónimos y abreviaturas</i> | viii |
| Capítulo 1. INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1.1 Contexto y motivación | 1 |
| 1.1.1 Situación actual de la Red de Transporte española | 1 |
| 1.1.2 El apagón de la Península Ibérica (abril 2025) y las lecciones para la protección.... | 2 |
| 1.1.3 Los condensadores síncronos en la transición energética | 3 |
| 1.1.4 Descripción del sistema objeto de estudio..... | 4 |
| 1.2 Objetivos del trabajo..... | 5 |
| 1.3 Alcance y limitaciones | 6 |
| 1.4 Estructura del documento | 7 |
| 1.5 Contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible..... | 7 |
| Capítulo 2. MARCO TEÓRICO Y NORMATIVO..... | 8 |
| 2.1 Fundamentos de protecciones eléctricas..... | 8 |
| 2.1.1 Requisitos de un sistema de protección: selectividad, rapidez, sensibilidad y fiabilidad..... | 8 |
| 2.1.2 Cadena de protección: TC/TT → IED → interruptor..... | 9 |
| 2.1.3 Redundancia y sistemas 2SP: concepto de fallo de modo común..... | 10 |
| 2.1.4 Clasificación de las protecciones: principal, apoyo y respaldo | 10 |
| 2.1.5 Relé de bloqueo 86 Master Trip y filosofía lockout..... | 11 |
| 2.2 Protecciones de transformadores de potencia..... | 11 |
| 2.2.1 Tipos de falta en transformadores y sus consecuencias | 11 |
| 2.2.2 Protección diferencial 87T: principio, característica y bloqueo armónico..... | 12 |
| 2.2.3 Especificidades del diferencial en trafos tribobinados | 12 |
| 2.2.4 Protecciones mecánicas: Buchholz (63), imagen térmica (49T) y termómetro (26) | 12 |
| 2.2.5 Sobreexcitación V/Hz (24) | 13 |
| 2.2.6 Sobreintensidad de fase y homopolar como protecciones de apoyo | 13 |
| 2.3 Protecciones de líneas de transporte..... | 13 |
| 2.3.1 Diferencial de línea 87L: principio fasorial y sincronización de datos | 13 |
| 2.3.2 Protección de distancia 21: plano R-X y zonas de operación..... | 14 |
| 2.3.3 Protección direccional de tierra 67N | 14 |

| | |
|---|----|
| 2.3.4 Esquemas de teleprotección: POTT, PUTT y DCB | 14 |
| 2.4 Transformadores de medida | 15 |
| 2.4.1 Transformadores de intensidad: clases IEC 61869, FLP y saturación transitoria ... | 15 |
| 2.4.2 Transformadores de tensión inductivos y capacitivos (CVT) | 15 |
| 2.4.3 Dimensionamiento de TC para protección diferencial: verificación IEEE C37.110 | 15 |
| 2.5 Marco normativo | 16 |
| 2.5.1 RD 337/2014 e ITC-RAT aplicables | 16 |
| 2.5.2 CGP-SEE Mayo 2024: niveles de equipamiento y ámbito de aplicación | 16 |
| 2.5.3 Normas IEC y IEEE de referencia..... | 17 |
| 2.5.4 Ciberseguridad en subestaciones: IEC 62443 | 17 |
| Capítulo 3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO | 18 |
| 3.1 Topología del sistema..... | 18 |
| 3.1.1 Diagrama unifilar del sistema completo..... | 18 |
| 3.1.2 Descripción de los elementos principales..... | 21 |
| 3.2 Datos técnicos de los elementos | 24 |
| 3.2.1 Transformador T-1 SET Navallo (220/30kV, 168MVA, Dyn11)..... | 24 |
| 3.2.2 Línea aérea 220kV Navallo-Valdeconejos | 25 |
| 3.2.3 Transformador T-1 SET Valdeconejos (220/30/15kV, 100MVA) | 26 |
| 3.2.4 Transformador T-2 SET Valdeconejos (220/15/15kV, 200/100/100MVA) | 26 |
| 3.2.5 Condensadores síncronos (SYNCONs #1, #2, #3)..... | 27 |
| 3.3 Cálculo de cortocircuitos | 28 |
| 3.3.1 Metodología: IEC 60909 y PSS®E..... | 28 |
| 3.3.2 Resultados: falta trifásica (3LF) en todos los nudos..... | 28 |
| 3.3.3 Corrientes pasantes máximas por transformador..... | 29 |
| Capítulo 4. DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES .. | 31 |
| 4.1 SET Navallo: Transformador T-1 (220/30kV, 168MVA, Dyn11)..... | 31 |
| 4.1.1 Esquema de protección, nivel de equipamiento 2SP y arquitectura IED | 31 |
| 4.1.2 Transformadores de medida (TI-11AT, TI-BT, TI-N y TT) | 32 |
| 4.1.3 IED y tipos de relé empleados..... | 33 |
| 4.2 Línea aérea 220kV Navallo-Valdeconejos | 34 |
| 4.2.1 Esquema de protección, nivel de equipamiento 2SP/1C y arquitectura IED | 34 |
| 4.2.2 Transformadores de medida (TI-11 y TT-11 compartidos, alcances de la 21) | 35 |

| | |
|---|----|
| 4.2.3 IED y tipos de relé empleados..... | 36 |
| 4.3 SET Valdeconejos: Transformadores T-1 y T-2 | 36 |
| 4.3.1 Esquema, transformadores en paralelo y 3TTB compartido (CGP-SEE §3.1) | 36 |
| 4.3.2 Transformadores de medida (TI-14/TI-13 y TI-15kV) | 37 |
| 4.3.3 IED y tipos de relé empleados..... | 38 |
| Capítulo 5. EVALUACIÓN DE LOS CONDENSADORES SÍNCRONOS (SYNCONs)..... | 39 |
| 5.1 Contexto: necesidades de la red con alta penetración renovable..... | 39 |
| 5.1.1 Pérdida de inercia cinética y el problema de la frecuencia..... | 39 |
| 5.1.2 Gestión de reactiva y tensión en redes débiles | 39 |
| 5.1.3 Regulación española aplicable a los SYNCONs | 40 |
| 5.2 Qué aporta un SYNCON | 41 |
| 5.2.1 Inercia cinética real vs inercia sintética de los inversores | 41 |
| 5.2.2 Potencia reactiva dinámica y soporte de tensión en faltas..... | 41 |
| 5.3 Análisis del punto de conexión (Valdeconejos) | 42 |
| 5.4 Tecnologías alternativas | 44 |
| 5.5 Conclusión: ¿son necesarios los SYNCONs en este punto? | 44 |
| Capítulo 6. COORDINACIÓN Y SELECTIVIDAD | 46 |
| 6.1 Metodología de coordinación | 46 |
| 6.2 Coordinación en la cadena AT 220kV | 48 |
| 6.2.1 51AT de los trafos frente a 21 Z3 de la línea | 48 |
| 6.2.2 Verificación del 50BF como límite inferior de tiempos..... | 49 |
| 6.2.3 Representación en el plano R-X: zonas 21 y punto de carga | 50 |
| 6.3 Coordinación en la cadena BT 30 y 15kV..... | 51 |
| 6.3.1 51 BT de los trafos frente a protecciones de salidas de barras | 51 |
| 6.3.2 Verificación de selectividad de la 50 instantánea..... | 52 |
| 6.4 Verificación de los tiempos totales de despeje..... | 53 |
| 6.4.1 Cadena de coordinación por tipo de falta | 53 |
| Capítulo 7. ESTUDIO ECONÓMICO | 61 |
| 7.1 Metodología y alcance del presupuesto..... | 61 |
| 7.2 Presupuesto desglosado por posición | 62 |
| 7.3 Análisis de alternativas de coste..... | 64 |
| 7.4 Análisis coste-beneficio..... | 66 |

| | |
|---|----|
| 7.5 Análisis económico a lo largo de la vida útil | 67 |
| Capítulo 8. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS | 71 |
| 8.1 Conclusiones técnicas sobre el sistema de protecciones | 71 |
| 8.2 Conclusiones sobre los condensadores síncronos | 72 |
| 8.3 Conclusiones del estudio económico..... | 73 |
| 8.4 Líneas de trabajo futuro..... | 73 |
| Bibliografía..... | 75 |
| Índice de tablas | 78 |
| Índice de figuras | 80 |
| <i>Anexo B. Fichas técnicas de los equipos seleccionados</i> | 83 |
| B.1 Siemens SIPROTEC 5: 7UT85 / 7UT86 / 7SL87 | 84 |
| B.2 Hitachi Energy Relion 670: RET670 / REL670 / REC670 | 84 |
| B.3 Siemens Energy 3AP1 FI/FG (interruptor 245kV)..... | 84 |
| B.4 MR Reinhausen MESSKO MSAFE / COMPACT..... | 84 |
| B.5 Hitachi Energy RXMS 1 (Master Trip) | 84 |
| B.6 Artech CA-245 (TC 245kV, alta tensión) y B.7 Artech CA-36 (TC 36kV, baja tensión y neutro)..... | 84 |
| B.8 Hitachi Energy CPB 245 (TT capacitivo 245kV)..... | 86 |
| B.9 Schneider GHA (interruptor SF ₆ 36kV bajo envolvente metálica)..... | 87 |
| <i>Anexo C. Diagramas unifilares de protecciones</i> | 88 |
| C.1 SET Navallo: Transformador T-1 | 88 |
| C.2 Línea 220kV Navallo → Valdeconejos | 89 |
| <i>Anexo D. Tablas de ajustes finales</i> | 91 |
| D.1 Ajustes por función ANSI: SET Navallo | 91 |
| D.2 Ajustes por función ANSI: Línea 220kV | 92 |
| D.3 Ajustes por función ANSI: SET Valdeconejos | 92 |
| D.4 Curvas tiempo-corriente de las protecciones temporizadas..... | 94 |

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 Contexto y motivación

1.1.1 Situación actual de la Red de Transporte española

El sistema eléctrico español se encuentra inmerso en un proceso de transformación impulsado por los objetivos europeos de descarbonización y la transición energética. En los últimos años, la Red de Transporte operada por REE ha sufrido un incremento muy significativo en la penetración de fuentes de generación renovable [1]. Durante los ejercicios de 2024 y 2025 se alcanzaron datos nunca vistos en España. Las energías renovables llegaron a generar más del 56% de la electricidad nacional, consolidándose la energía solar fotovoltaica y la energía eólica como líderes en el mix energético peninsular [2],[3]. Este crecimiento exponencial responde, en gran medida, a los objetivos establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), el cual establece un objetivo del 81% de generación eléctrica renovable para 2030. Actualmente, España se sitúa como el segundo país europeo con mayor energía renovable instalada, por detrás de Alemania [4].

Este cambio de paradigma implica la progresiva sustitución y desmantelamiento de las centrales térmicas convencionales. Un ejemplo de estos cambios ha sido el cese definitivo de la actividad de grandes centrales de carbón, como la central de As Pontes en 2024[5]. La sustitución de estas centrales por instalaciones eólicas o fotovoltaicas supone un reto para la operación de la red; estas nuevas tecnologías están basadas en electrónica de potencia al estar conectadas mediante inversores y no aportar inercia mecánica a la red[6],[7]. Tradicionalmente, la estabilidad y la inercia han estado garantizadas por las grandes masas rotativas de los generadores síncronos. Esta inercia electromecánica actúa como un amortiguador frente a perturbaciones, limitando la tasa de variación de frecuencia (RoCoF, Rate of Change of Frequency) y aportando un tiempo de reacción vital para la actuación de los esquemas de protección. La drástica reducción de esta reserva inercial en momentos de alta penetración renovable sitúa a la red en un estado de alta vulnerabilidad ante posibles desequilibrios en la red[7].

Sumado al problema de estabilidad de frecuencia, este cambio en la generación también afecta la respuesta ante incidentes al verse la potencia de cortocircuito reducida considerablemente en nudos de la red. Esta situación es conocida como “red débil”. Es un escenario que provoca una mayor complicación de detección de fallas, dificultando el correcto funcionamiento de la red [8].

Ante esta situación, el operador del sistema se encuentra ante el reto de asegurar la fiabilidad y calidad del sistema sin comprometer el avance de las energías renovables. Esta necesidad hace indispensable el uso diseño e integración de nuevas tecnologías como los compensadores síncronos [9]. Estas inyectan potencia reactiva, aportan inercia real y añaden corriente de cortocircuito a la red.

1.1.2 El apagón de la Península Ibérica (abril 2025) y las lecciones para la protección

El colapso de la Red Eléctrica Española ocurrido el 28 de abril de 2025 no debe interpretarse únicamente como un incidente aislado, sino como la manifestación más evidente hasta la fecha de una tensión estructural en la red debido a los procesos de descarbonización, cuyo problema es la incompatibilidad entre el ritmo de crecimiento de la generación basada en electrónica de potencia y los esquemas de protección diseñados para una red configurada históricamente sobre generación síncrona y flujos de carga estables y previsibles.

La penetración de generación fotovoltaica y eólica está modificando de manera sustancial los parámetros dinámicos del sistema eléctrico. Tal y como se ha expuesto previamente, estas tecnologías no presentan un acoplamiento físico directo con la red, por lo que no aportan inercia mecánica. En el momento del incidente, España operaba con una inercia efectiva de 1,8-2,2s frente a unos tradicionales 4-6s de un mix con alta presencia de generación síncrona [10]. Esta reducción implica un mayor desvío de frecuencia ante cualquier perturbación antes de que los esquemas de protección puedan reaccionar [11]. En gran medida, el origen del problema es de naturaleza regulatoria; la generación solar ha crecido en Europa a un ritmo significativamente superior al de la normativa destinada a regular su integración segura en la red [12].

La paradoja del colapso de la red radica en que los elementos de protección funcionaron conforme a su diseño y aun así el sistema terminó desplomándose. Los inversores, altamente sensibles a la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) comenzaron a desconectarse al detectar una perturbación notable; a continuación, se produjo la desconexión de diversas plantas térmicas, lo que provocó que el sistema se vaciara en cuestión de segundos [13]. El informe final de ENTSO-E concluyó que la existencia de umbrales de protección excesivamente rígidos dejó al sistema sin margen para absorber las variaciones de tensión [14]. Asimismo, se detectó una alta correlación entre picos de tensión en la red de transporte y la desconexión de pequeños inversores fotovoltaicos en distribución, que alteró los flujos de cargas y generó un incremento adicional de inestabilidad [15].

El evento presenta implicaciones directas para el diseño de nuevas instalaciones de protecciones en la Red de Transporte, incluyendo las estudiadas en el presente trabajo. ENTSO-E presenta tres líneas de acción principales [14],[16]:

La primera línea de actuación consiste en una revisión y armonización de los ajustes de protección como umbrales, retardos y capacidades ride-through, garantizando coherencia entre las diferentes instalaciones y evitando disparos en cascada ante oscilaciones. La segunda se centra en la adaptación de los planes de defensa frente a un sistema con alta penetración renovable, con nuevos esquemas de deslastre y visión en tiempo real de la situación. Por último, la incorporación de capacidades grid-forming en la generación, de modo que los inversores contribuyan activamente al soporte de la red y no se desconecten automáticamente ante estas situaciones.

El apagón de 2025 puso de manifiesto la necesidad de revisar los sistemas de protección de la red y la necesidad de su adaptación a una nueva red en la que la presencia mayoritaria de inversores, y no de generadores síncronos, constituye la norma operativa.

1.1.3 Los condensadores síncronos en la transición energética

La transición hacia un modelo energético descarbonizado exige la adopción de soluciones tecnológicas maduras y económicamente viables para reducir la pérdida de servicios tradicionalmente aportados por la generación térmica. En este nuevo escenario, los condensadores síncronos se han consolidado como una herramienta eficaz para los operadores de red en todo el mundo [17]. Si bien se trata de una tecnología ampliamente conocida y utilizada, desde hace década, su función dentro del sistema eléctrico ha experimentado una transformación sustancial. Mientras que históricamente era usado como regulador local de tensión, en la actualidad desempeñan un papel mucho más amplio, permitiendo mayores potencias de cortocircuito y una estabilidad de frecuencia necesaria en redes de transporte altamente descarbonizadas [18].

Un compensador síncrono es una máquina síncrona conectada a la red que opera en vacío, es decir, que no tiene carga mecánica en su eje ni aporta potencia real a la red más allá de la que necesita para cubrir su funcionamiento debido a diferentes pérdidas de energía [19]. Su principal valor en el contexto actual es la capacidad de aportar inercia física real e instantánea gracias a la energía mecánica del eje [20]. Ante variaciones bruscas de frecuencia. El compensador síncrono de forma inmediata, absorbe o inyecta energía electromecánica, reduciendo el RoCoF [21]. Esta respuesta inercial y puramente física aventaja a los inversores con capacidad grid-forming en el contexto de la Red Eléctrica actual [22].

Además del soporte inercial ante eventos de frecuencia, el despliegue de compensadores síncronos, resulta vital para la potencia de cortocircuito en nudos debilitados ante la falta de generación síncrona [23]. Desde la perspectiva de los esquemas de protección, esta aportación es vital ya que en zonas de alta penetración de energía fotovoltaica y eólica, que carecen de capacidad de aportar altos valores de corriente de cortocircuito, la integración de compensadores síncronos incrementa la selectividad y sensibilidad de relés de sobrecorriente (50/51) y de distancia (21), asegurando que los umbrales de disparo se alcancen con claridad, evitando así retrasos o fallos durante el despeje de faltas severas [24],[25]. Asimismo, su capacidad para absorber o generar potencia reactiva permite estabilizar el perfil de tensiones tanto en régimen permanente como transitorio. Actualmente hay dos vías principales para la incorporación de estos. La primera es la instalación de unidades de nueva fabricación creadas específicamente para optimizar la constante de inercia mediante volantes de inercia [26]. Por otro lado se encuentra la reconversión de generadores síncronos de plantas térmicas dadas de baja en compensadores síncronos aprovechando la existente infraestructura [27]. Los compensadores síncronos representan un apoyo mayúsculo a una red en transición con necesidades y problemas de estabilidad y fiabilidad.

1.1.4 Descripción del sistema objeto de estudio

El sistema eléctrico objeto del presente trabajo se sitúa en la provincia de Teruel y tiene como objetivo la integración en la Red de Transporte de dos nuevas plantas fotovoltaicas de 110 y 50MW nominales respectivamente, junto con la instalación de tres compensadores síncronos. El sistema se articula en torno a tres elementos principales que constituyen el alcance del estudio: la SET Navallo, encargada de conectar las plantas fotovoltaicas a la red de 220kV a través de su transformador elevador T-1 (220/30kV, 168MVA, Dyn11); la línea aérea de 220kV Navallo-Valdeconejos, que transporta la energía generada hasta el nudo de entrega; y la ampliación de la SET Valdeconejos, donde se conectan los tres compensadores síncronos a través de dos transformadores tribobinados en paralelo (T-1 y T-2). En la [Figura 1](#) se muestra el diagrama unifilar del sistema a estudiar.

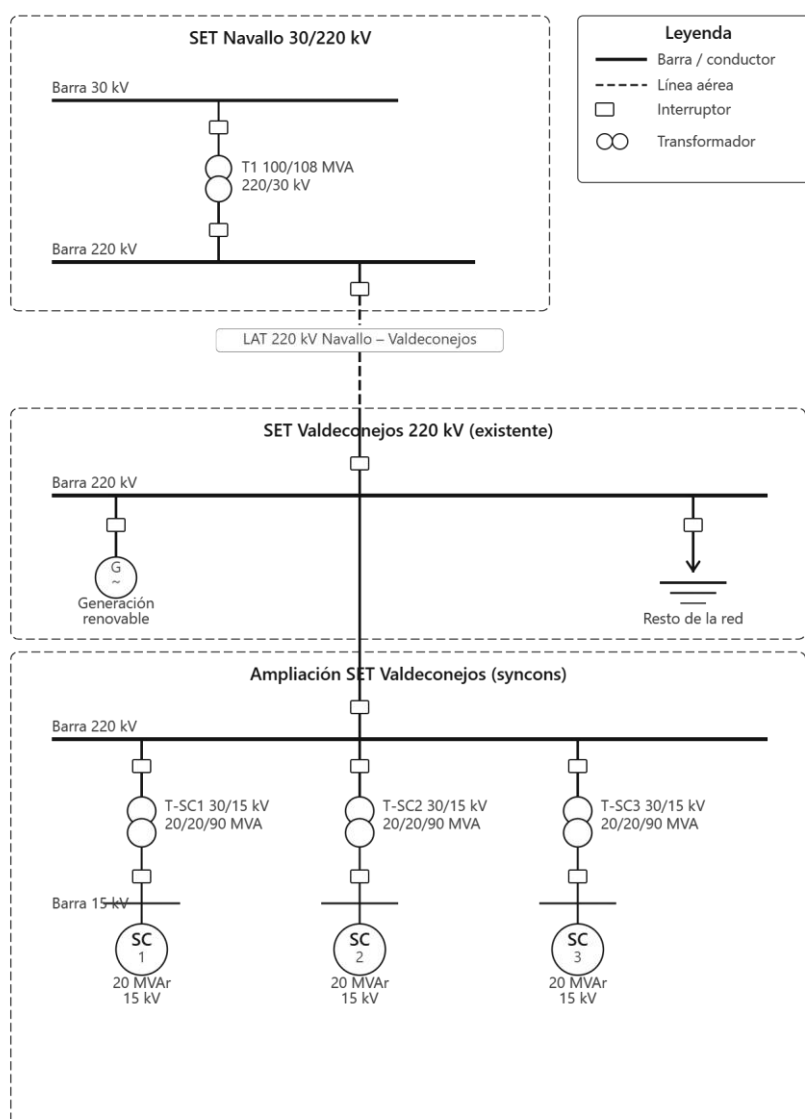


Figura 1. Diagrama unifilar del sistema a estudiar

Este sistema ha sido modelado en PSS®E. PSS®E es un software de simulación y modelado de sistemas eléctricos de potencia desarrollado por Siemens. Este permite evaluar cómo responde un sistema bajo diferentes condiciones, incluyendo flujos de potencia, análisis de contingencias, Análisis dinámico y flujo de potencia óptimo.

1.2 Objetivos del trabajo

El objetivo principal del trabajo es el diseño, dimensionamiento y coordinación de los elementos de protección de la SET Navallo, la línea de AT Navallo-Valdeconejos y la ampliación de la SET Valdeconejos con sus respectivos compensadores síncronos conectados a través de dos transformadores tribobinados en paralelo. Para poder dimensionar los sistemas de protección se ha realizado simulaciones de flujos de cargas y análisis de cortocircuito.

Para alcanzar el objetivo principal, se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Revisar el marco teórico y normativo aplicable al diseño de protecciones en la Red de Transporte española, con especial atención al CGP-SEE (mayo 2024), el RD 337/2014 y las normas IEC y IEEE de referencia.
- Diseñar el sistema de protecciones completo de la SET Navallo, incluyendo la protección diferencial de transformador (87T), las protecciones de sobreintensidad (50/51, 50N/51N), las protecciones mecánicas y las funciones auxiliares de tensión y frecuencia (27, 59, 81), con nivel de equipamiento 2SP conforme al CGP-SEE.
- Diseñar el sistema de protecciones de la línea aérea 220kV Navallo-Valdeconejos, con diferencial de línea (87L) como protección principal, protección de distancia (21) como respaldo y esquema de teleprotección POTT.
- Diseñar el sistema de protecciones de la SET Valdeconejos, incluyendo el diferencial tribobinado del transformador T-2 (220/15/15kV) y el diferencial del T-1 (tribobinado 220/30/15kV, con zona diferencial limitada al devanado AT y al de 15kV, ya que el terciario de 30kV de servicios auxiliares queda fuera del alcance del estudio), con especial atención a la función de sobreexcitación V/Hz (24) asociada a los condensadores síncronos.
- Seleccionar y justificar los equipos comerciales (IEDs, transformadores de medida e interruptores) para cada posición del sistema.
- Evaluar la necesidad técnica de los condensadores síncronos instalados en la SET Valdeconejos, comparándolos con tecnologías alternativas de compensación y soporte de red.

- Verificar la coordinación y selectividad del conjunto del sistema de protección, asegurando tiempos de despeje adecuados y ausencia de disparos innecesarios.
- Elaborar un estudio económico del sistema de protecciones diseñado, con análisis de alternativas de coste y valoración coste-beneficio.

1.3 Alcance y limitaciones

El alcance del trabajo abarca el diseño completo del sistema de protecciones para los tres elementos principales: el transformador T-1 de la SET Navallo, la línea aérea 220kV Navallo-Valdeconejos, y los transformadores T-1 y T-2 de la SET Valdeconejos, incluyendo la evaluación de la justificación técnica de los condensadores síncronos y un estudio económico del conjunto. Todo el diseño se ajusta para el cumplimiento de los Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español (CGP-SEE, Mayo 2024) y las normas IEC y IEEE de referencia. En cuanto a las limitaciones, el mayor limitante es la versión de PSSE de Siemens usado. Esta es la versión de uso de estudiantes por lo que cuenta con limitaciones en sus funciones. Debido a estas limitaciones se han producido cambios en el modelaje del sistema al no poder incluir todas las plantas renovables. Los parques eólicos y fotovoltaicos conectados eléctricamente a la SET Valdeconejos que no son objeto de estudio de este proyecto han sido modelado como uno solo con potencia nominal equivalente a la suma de las plantas. Adicionalmente, para poder simular la red, se ha instalado un generador sin límites de potencia aparente que permita consumir la potencia generada por las plantas y poder aportar potencia reactiva o corriente de cortocircuito en caso de que fuera necesario.

1.4 Estructura del documento

El presente trabajo se estructura en ocho capítulos, complementados por cuatro anexos. El Capítulo 1 introduce el contexto energético y el sistema objeto de estudio. El Capítulo 2 desarrolla el marco teórico y normativo sobre el que se asienta el diseño: fundamentos de protecciones, protecciones de transformadores y de líneas, transformadores de medida y normativa aplicable (CGP-SEE, RD 337/2014, IEC e IEEE). El Capítulo 3 describe en detalle el sistema eléctrico, su topología y los datos técnicos de cada elemento, así como los resultados del cálculo de cortocircuitos. El Capítulo 4 recoge el diseño y dimensionamiento del sistema de protecciones de las tres posiciones: la SET Navallo, la línea 220kV Navallo-Valdeconejos y la SET Valdeconejos; incluyendo la selección y justificación de los equipos comerciales. El Capítulo 5 evalúa la necesidad técnica de los compensadores síncronos y los compara con tecnologías alternativas. El Capítulo 6 aborda la coordinación y selectividad global del sistema de protecciones. El Capítulo 7 presenta el estudio económico del conjunto. El Capítulo 8 recoge las conclusiones y propone líneas de trabajo futuro. Por último, los Anexos A a D recogen los resultados completos del cálculo de cortocircuitos, las fichas técnicas de los equipos seleccionados, los diagramas unifilares de protecciones y las tablas de ajustes finales.

1.5 Contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible

El presente trabajo se enmarca en la Agenda 2030 de Naciones Unidas y contribuye de forma directa a varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Por la naturaleza del proyecto (la integración de generación renovable en la Red de Transporte y el diseño del sistema de protección que la hace posible), su aportación se centra en los siguientes objetivos:

ODS 7. Energía asequible y no contaminante. El sistema diseñado posibilita la evacuación a la red de 160MW de generación fotovoltaica, contribuyendo de forma directa a la meta 7.2 de aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el mix energético. Un sistema de protección bien dimensionado y coordinado es condición necesaria para que esa potencia se integre de manera segura y se mantenga disponible.

ODS 9. Industria, innovación e infraestructura. El diseño de un sistema de protección redundante (nivel de equipamiento 2SP) y conforme a la normativa vigente refuerza la fiabilidad y la resiliencia de la infraestructura eléctrica (meta 9.1), e incorpora tecnología actual de IED, teleprotección y ciberseguridad (meta 9.4) en un nudo crítico de la Red de Transporte.

ODS 13. Acción por el clima. Al facilitar la sustitución de generación térmica convencional por fuentes renovables y, mediante los condensadores síncronos, aportar la inercia y el soporte dinámico de tensión que esa transición exige, el proyecto apoya la descarbonización del sistema eléctrico y la mitigación del cambio climático.

De forma transversal, la mejora de la seguridad y la continuidad del suministro que persigue el proyecto contribuye también al ODS 11 (Ciudades y comunidades sostenibles), en su vertiente de infraestructuras resilientes y servicios básicos fiables.

Capítulo 2. MARCO TEÓRICO Y NORMATIVO

2.1 Fundamentos de protecciones eléctricas

2.1.1 Requisitos de un sistema de protección: selectividad, rapidez, sensibilidad y fiabilidad

Cualquier sistema de protección eléctrica debe cumplir cuatro requisitos básicos que condicionan su diseño y su coordinación: selectividad, rapidez, sensibilidad y fiabilidad [28],[29]. Estos requisitos están relacionados entre sí y, en parte, se limitan mutuamente, de modo que un buen esquema de protección suele ser el que mejor equilibra todos ellos.

Selectividad. Un sistema de protección es selectivo cuando actúa solo sobre el elemento en falta, sin dejar sin servicio al resto de la red [29]. Puede conseguirse de dos maneras: limitando físicamente el alcance de la protección con los transformadores de medida, como hacen el diferencial de transformador 87T o el diferencial de línea 87L; o por tiempo, escalonando la actuación de las protecciones para que las más cercanas a la falta disparen primero. Por ejemplo, en el sistema diseñado en este trabajo, el relé 87T del transformador de la SET Navallo resulta selectivo porque solo ordena el disparo cuando la suma vectorial de las corrientes de ambos lados del transformador supera el umbral diferencial, algo que únicamente sucede ante faltas internas del transformador.

Rapidez. La rapidez de un sistema de protección es crucial porque la corriente de cortocircuito genera un calor proporcional a $P = i^2 * t$ en los devanados y las conexiones; así, en faltas con intensidades superiores a 20 veces la nominal, los componentes de la red sufren daños importantes. Por ello, los Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español (CGP-SEE) [30] exigen que las faltas en la red de transporte de 220kV se despejen en un tiempo máximo de 80ms (4 ciclos) en instalaciones con nivel de equipamiento 2SP. Dentro de ese margen hay que detectar la falta y eliminarla por completo.

Sensibilidad. El sistema de protección debe de ser capaz de detectar la falla más débil que pueda existir en su zona de cobertura[29]. Esto obliga a fijar umbrales de arranque suficientemente bajos para cubrir las faltas de menor intensidad (las que se producen al final de la zona protegida o las faltas a tierra a través de impedancias elevadas), pero sin descender tanto que la protección pierda estabilidad frente a las corrientes de carga o a los transitorios normales de la red. La sensibilidad se cuantifica mediante el factor de sensibilidad, definido como el cociente entre la corriente de falta mínima en la zona protegida y el valor de arranque ajustado, que debe mantenerse holgadamente por encima de la unidad. En el sistema diseñado, este compromiso se aprecia, por ejemplo, en la protección direccional de neutro 67N y en el umbral diferencial del 87T, ajustados para detectar faltas a tierra de baja intensidad sin comprometer la seguridad frente a la corriente de magnetización del transformador.

Fiabilidad. La fiabilidad de un sistema de protección tiene dos vertientes bien diferenciadas [28],[29]. La primera es la seguridad de actuación (dependability): la protección debe disparar siempre ante una falta real. La segunda es la seguridad frente a disparos incorrectos (security): la protección no debe actuar en situaciones normales de la red, como la energización de un transformador o una corriente de magnetización. Ambos objetivos son hasta cierto punto contrapuestos: bajar el umbral mejora la dependability, pero aumenta el riesgo de disparos en falso, y al revés. En este proyecto, el esquema 2SP, con dos cadenas independientes de fabricantes distintos, busca maximizar ambos aspectos a la vez.

2.1.2 Cadena de protección: TC/TT → IED → interruptor

El proceso de detección y eliminación de una falta sigue siempre el mismo camino. Primero, los transformadores de medida obtienen valores proporcionales a las magnitudes del sistema; después, el IED procesa esa señal y decide si el funcionamiento es normal o si existe algún problema y, por último, si hay falta, un interruptor automático abre el circuito. Cualquiera de estos pasos puede fallar, así que es necesario un diseño robusto y concebido en conjunto [29].

Dentro de los transformadores de medida se incluyen los transformadores de corriente y los de tensión. Ambos reducen las magnitudes a niveles que el IED puede manejar: 1A o 5A en el secundario de los TC y 100V o 110V en los TT. La precisión de esta reducción es clave: si el TC se satura porque la corriente de cortocircuito supera el límite magnético del núcleo, la señal que llega al IED se distorsiona y la protección no puede actuar bien [32]. Este fenómeno es especialmente grave en las protecciones diferenciales, que se basan en comparar continuamente dos corrientes[33] Por eso, dimensionar los transformadores y comprobar que no se saturan es una parte fundamental del diseño de las protecciones, que se aborda en detalle más adelante en este trabajo.

El IED es el elemento de la cadena encargado de procesar la información y tomar las decisiones. Recibe las señales analógicas de los TC y los TT, las digitaliza y les aplica algoritmos de protección (cálculo de fasores por DFT, componentes simétricas, análisis armónico, etc.). Hoy en día, un IED moderno reúne en un solo equipo numerosas funciones de protección, supervisión, registro y comunicaciones. Su tiempo de procesamiento típico es de 1 a 1,5 ciclos [29].

El interruptor automático recibe la orden de disparo y abre físicamente el circuito, extinguendo el arco eléctrico mediante un aislante, ya sea SF₆, aceite o vacío. Su tiempo de apertura mecánico ronda los 40-50ms, de modo que el tiempo total de eliminación de la falta, desde que se inicia hasta que se despeja, es la suma de ambos tiempos. Ese tiempo total debe ser siempre inferior al límite de 80ms (4 ciclos) que fija el CGP-SEE [30]. Además, cada eslabón de la cadena cuenta con su propia alimentación auxiliar en corriente continua, y los circuitos de disparo se vigilan de forma permanente con la función 74, encargada de detectar cualquier interrupción del cableado [31]

2.1.3 Redundancia y sistemas 2SP: concepto de fallo de modo común

La probabilidad de que una protección no actúe cuando debe es baja, pero en una red de transporte de 220kV no puede darse por nula, así que conviene tomar precauciones adicionales ya que un fallo de la protección puede provocar daños permanentes en el equipo e incluso llegar a colapsar la red. Para reducir aún más esa probabilidad, el CGP-SEE[30] exige la instalación de dos sistemas de protección principal completamente independientes, denominados cadena A y cadena B.

La independencia entre cadenas debe extenderse a todos los eslabones de la cadena de protección. [30],[29]. Los TC de cada cadena deben ser núcleos físicamente distintos de un mismo transformador de corriente, de modo que la saturación de uno no afecte a la medida del otro. Los IED de las dos cadenas deben ser, como mínimo, de familias distintas y con firmwares diferentes, aunque lo habitual es recurrir a dos fabricantes distintos. Y las alimentaciones de corriente continua deben venir de baterías y cargadores independientes.

El fallo de modo común es la situación en la que un único evento hace fallar a la vez las dos cadenas, anulando la ventaja de tenerlas duplicadas. Algunos ejemplos típicos son un mismo firmware defectuoso en ambas cadenas, un TC compartido que se satura, una única batería común o una perturbación electromagnética. La elección de la familia SIPROTEC 5 de Siemens para la cadena A y de la familia Relion 670 de Hitachi Energy para la cadena B responde precisamente a la necesidad de reducir el fallo de modo común por software, un criterio que se reforzó tras los incidentes de ciberseguridad sobre la infraestructura de 2025 recogidos en el CGP-SEE [30].

2.1.4 Clasificación de las protecciones: principal, apoyo y respaldo

Las protecciones de un sistema eléctrico se clasifican según el papel que desempeñan en la estrategia de despeje de faltas. Tanto la normativa española como la internacional reconocen tres niveles [29],[30]: protección principal, protección de apoyo local y protección de respaldo remoto.

La protección principal es el primer nivel de actuación del sistema y se caracteriza por ser la más rápida y por cubrir la totalidad de la zona que tiene asignada[29]. En las instalaciones de 220kV de este proyecto, las protecciones principales son, entre otras, el diferencial de transformador 87T y el diferencial de línea 87L con teleprotección POTT. Conforme al CGP-SEE [30], deben existir dos protecciones principales independientes (cadena A y cadena B) operando en paralelo sobre el mismo elemento.

La protección de apoyo local entra en juego cuando la protección principal no consigue despejar la falta. Se sitúa en la propia subestación, pero utiliza un principio de medida distinto, lo que le da independencia. En el transformador de la SET Navallo, por ejemplo, las funciones 51 y 51NG actuarían como apoyo del 87T si este relé fallara [29],[34]. A estas protecciones se les fijan retardos de actuación para que solo intervengan cuando la principal falla y no disparen en falso.

La protección de respaldo remoto se sitúa en la subestación del extremo opuesto de la línea y actuaría si ni la protección principal ni el apoyo local hubieran funcionado correctamente. Lo hace con un retardo mayor y puede dejar sin servicio un área más amplia. La función de fallo de interruptor 50BF complementa este diseño [31]. Si el IED envía la orden de disparo al interruptor y este no responde como debe, la función traslada la orden a los interruptores adyacentes para aislar la zona afectada.

2.1.5 Relé de bloqueo 86 Master Trip y filosofía lockout

El relé de bloqueo (ANSI 86)[31] es un elemento cuya finalidad es asegurar que, una vez despejada una falta, el equipo no pueda volver a energizarse de forma automática sin que intervenga un operador humano. Su rasgo principal es que, después de actuar, el sistema permanece abierto hasta que un operario vuelve a cerrar el circuito manualmente, ya sea por mando digital o de forma física.

La filosofía lockout es imprescindible en los transformadores de potencia [34]. Las faltas internas son, por definición, permanentes, ya que implican un daño en el devanado o en el aislamiento que no desaparece por sí solo. Si el sistema intentara cerrar el interruptor sobre un transformador dañado, inyectaría una nueva corriente de cortocircuito que agravaría todavía más el daño existente. El relé 86 evita precisamente esta situación. El interruptor no puede cerrarse hasta que se inspecciona físicamente el daño y el personal de la subestación rearma el relé manualmente.

En las líneas aéreas la situación es distinta. En ellas, entre el 80 y el 90% de las faltas son transitorias[35]. Por eso las líneas incorporan la función de reenganche automático (79): tras el disparo, el interruptor espera un tiempo muerto de entre 0,3 y 1s y vuelve a cerrar. Si la falta era transitoria, la línea vuelve al servicio sin necesidad de intervención humana. Si la falta es permanente, las protecciones vuelven a disparar y, en este segundo ciclo, se bloquean en posición de abierto hasta que un operario actúa manualmente sobre el sistema.

En el diseño 2SP de este estudio, cada cadena cuenta con su propio relé 86, que actúa sobre las bobinas de disparo 1 y 2 del interruptor, respectivamente. Esta duplicidad garantiza el lockout incluso si uno de los dos relés 86 falla [29]. El rearme exige siempre una acción manual, de modo que ningún automatismo pueda reenergizar un equipo que ha sufrido una falta interna sin la presencia de personal autorizado.

2.2 Protecciones de transformadores de potencia

2.2.1 Tipos de falta en transformadores y sus consecuencias

Las faltas en los transformadores de potencia se dividen en dos grandes grupos. Las de origen eléctrico afectan a los devanados e incluyen los cortocircuitos entre espiras de un mismo devanado, entre fases y a tierra. La IEC 60076-5 [36] fija los límites de corriente y energía que el transformador debe soportar mientras se despeja la falta. El segundo grupo lo forman las faltas mecánicas o térmicas, que generan gases en el aceite y sobretensión en los

devanados. Estas apenas producen señales eléctricas apreciables en los bornes, por lo que solo pueden detectarse con protecciones mecánicas específicas, que se tratan en el apartado 2.2.4

2.2.2 Protección diferencial 87T: principio, característica y bloqueo armónico

La protección diferencial de transformador (87T) es la protección principal más selectiva. En condiciones normales, la suma vectorial de las corrientes que entran y salen del transformador es nula, así que cualquier desequilibrio sostenido delata una falta interna [34]. El IED calcula en todo momento la corriente diferencial I_{diff} y la corriente de restricción $I_{res} = (|I_{AT}| + |I_{BT}|)/2$, y dispara si I_{diff} supera tanto el umbral I_{admin} como la pendiente de la curva característica. Esta curva tiene forma de talud con dos pendientes: una suave para la zona de carga normal y los errores del TC, y otra más pronunciada para la corriente pasante, donde la saturación del TC podría generar una diferencial espuria [33]. En el transformador de la SET Navallo se ajusta $I_{admin} = 0,25 \times I_n$, equivalente a unos 110A primarios.

Un reto característico del 87T es la corriente de inrush, el transitorio de magnetización al energizar el transformador puede alcanzar 10-15x I_n y es vista por el IED como diferencial. Para evitar que este transitorio provoque un disparo indebido, el 87T incorpora un bloqueo por segundo armónico: la onda de inrush está fuertemente distorsionada y presenta un elevado contenido de 100Hz, por lo que la función diferencial se inhibe mientras la componente de segundo armónico supera un umbral típico del 15-20% de la fundamental, restableciéndose de forma automática una vez extinguido el transitorio. De manera complementaria, el bloqueo por quinto armónico discrimina las situaciones de sobreexcitación del núcleo provocadas por sobretensión o baja frecuencia, cuya corriente de magnetización es rica en componente de 250Hz, e impide que la 87T opere ante una condición que corresponde en realidad a la protección de sobreexcitación V/Hz (24). Gracias a ambos bloqueos, la protección diferencial conserva su sensibilidad frente a faltas internas reales sin perder seguridad ante los transitorios de energización ni ante los regímenes anómalos de magnetización.

2.2.3 Especificidades del diferencial en trafos tribobinados

En los transformadores de tres devanados, como el T-2 de la SET Valdeconejos (220/15/15kV, 200/100/100MVA, Ynd11d11), la corriente diferencial se define como $I_{diff} = |I_{AT} + I_{BT1} + I_{BT2}|$, todas referidas a la misma base. La corriente de restricción toma el máximo de las tres corrientes en valor absoluto, un criterio más conservador que garantiza la estabilidad ante faltas externas con carga asimétrica entre devanados [34]. La compensación vectorial debe aplicarse de forma independiente para cada par AT-BT.

2.2.4 Protecciones mecánicas: Buchholz (63), imagen térmica (49T) y termómetro (26)

Las protecciones mecánicas detectan fenómenos internos que no son visibles eléctricamente. Conforme al ITC-RAT 15 y CGP-SEE [30], son obligatorias en los transformadores de uso público de más de 5MVA, y sus señales de disparo deben cablearse directamente al relé 86, con independencia de los IED [34].

El relé Buchholz (63) se instala en la tubería que une la cuba y el conservador. Ante faltas incipientes, los gases que se generan activan el flotador superior; ante faltas severas, el flujo violento de aceite acciona la paleta del flotador inferior. Por su parte, el relé de imagen térmica (49T) estima la temperatura del punto caliente del cobre a partir de la del aceite y del cuadrado de la corriente; da alarma a 100 °C y dispara a 120 °C, límite del aceite según la IEC 60076-7 [37]. El termómetro de aceite (26) mide directamente la temperatura del líquido refrigerante. Junto con la válvula de alivio de presión y el indicador de nivel de aceite, estas tres protecciones forman el sistema de alerta temprana del transformador.

2.2.5 Sobreexcitación V/Hz (24)

El flujo magnético del núcleo es proporcional a V/f , según la ley de Faraday. Si la relación V/f supera su valor nominal, ya sea por una sobretensión o por una caída de frecuencia, el núcleo se satura: aparece un consumo excesivo de corriente de magnetización, calentamiento por histéresis y corrientes de Foucault, y campos dispersos [34],[47]. La función 24 mide V/f de forma continua y la compara con la curva de daño del núcleo que facilita el fabricante en las especificaciones del transformador, disparando en torno a 1,10 p.u. con tiempo inverso. En la SET Valdeconejos esta función cobra especial importancia, ya que los SYNCONs, trabajando en modo sobreexcitado, pueden elevar la tensión en las barras de 15kV y provocar sobreexcitación en los transformadores asociados.

2.2.6 Sobreintensidad de fase y homopolar como protecciones de apoyo

Las funciones 50/51 (de fase) y 50N/51N, 51NG (de tierra) actúan como apoyo del diferencial 87T y garantizan el despeje de la falta si el diferencial no opera [29], [34]. La función temporizada 51 utiliza una curva de tiempo inverso (IEC NI) para cubrir las sobrecargas sin disparar en falso. La función instantánea 50 se ajusta por encima de la máxima corriente pasante exterior, de modo que solo opere ante faltas francas en los bornes del transformador. La función 51NG, ubicada en el neutro del transformador, mide directamente la corriente real de retorno por tierra y es la protección más sensible del lado de BT. En el lado de AT, conectado en triángulo y sin neutro físico accesible, la función 50N/51N opera sobre $3 \cdot I_0$, cuya magnitud en condiciones nominales es nula.

2.3 Protecciones de líneas de transporte

2.3.1 Diferencial de línea 87L: principio fasorial y sincronización de datos

El diferencial de línea (función 87L) extiende a las líneas el principio del 87T: los IED de cada extremo intercambian sus fasores de corriente por un canal de fibra óptica dedicado y calculan: $I_{diff} = |I_{Navallos} + I_{Valdeconejos}|$. En condiciones normales y ante faltas externas este valor es nulo; ante una falta interna, en cambio, es igual a la corriente total de falta. El principal reto de esta función es sincronizar los fasores en el tiempo: los IED recurren al método de eco de canal o a una referencia GPS/IRIG-B para compensar la latencia y la asimetría del enlace de fibra con precisión de milisegundos [35].

El 87L es inmune a las oscilaciones de potencia, que producen corrientes parecidas en ambos extremos y, por tanto, no generan diferencial neto. En la línea Navallo-Valdeconejos, la corriente capacitiva de carga se descuenta de forma dinámica a partir de los parámetros de la línea configurados previamente en el IED. Si el canal de fibra falla, el 87L se inhibe automáticamente y la protección principal pasa a ser la 21 con teleprotección POTT.

2.3.2 Protección de distancia 21: plano R-X y zonas de operación

La protección de distancia (función ANSI 21) mide la impedancia aparente $Z=V/I$ en los bornes del relé. En operación normal corresponde a la carga del sistema ($Z_{carga} \approx 144 \Omega$ para la línea del proyecto); ante una falta, Z cae hacia el origen en el plano R-X de forma proporcional a la distancia de la falta [35]. El relé trabaja por zonas concéntricas. La zona 1 cubre el 85% de la línea de forma instantánea, dejando un margen de seguridad frente a los errores de medida; la zona 2 cubre el 120% de la línea con un retardo para asegurar la selectividad en el extremo remoto; y la zona 3 alcanza las líneas y los transformadores adyacentes, con un retardo mayor, como respaldo remoto.

2.3.3 Protección direccional de tierra 67N

La protección direccional de tierra (función ANSI 67N) cubre las faltas monofásicas y bifásicas a tierra con resistencias de falta elevadas, que quedan fuera del alcance de la 21 [35]. Para determinar la dirección de la falta utiliza la corriente residual $3 \cdot I_0$ del TC de línea y la tensión residual $3 \cdot U_0$ del devanado en triángulo abierto del transformador de tensión. Si la corriente es "hacia delante" respecto a la referencia, la falta es interna; si es "hacia atrás", es externa. El ángulo característico del relé se ajusta a 60° adelantando la fase de $3 \cdot U_0$, un valor estándar en sistemas con neutro rígido a tierra como la red española de 220kV.

2.3.4 Esquemas de teleprotección: POTT, PUTT y DCB

Sin teleprotección, las faltas en la parte central de la línea se despejan con el retardo de la zona 2. Los esquemas de teleprotección resuelven este problema y permiten despejar de forma instantánea el 100% de la línea, intercambiando señales lógicas entre los IED de ambos extremos [35].

En el esquema POTT, cada extremo dispara de forma instantánea solo si su zona 2 ve la falta como interna y, a la vez, recibe del extremo contrario una señal permisiva que confirma el diagnóstico. El PUTT usa la zona 1 para enviar la señal, lo que lo hace más conservador, pero menos eficaz en líneas cortas. El DCB, por el contrario, invierte la lógica: envía una señal de bloqueo ante las faltas externas.

2.4 Transformadores de medida

2.4.1 Transformadores de intensidad: clases IEC 61869, FLP y saturación transitoria

Los transformadores de intensidad (TC) reducen la corriente de la red a los niveles que admiten los IED, normalmente 1A o 5A en el secundario, con una precisión suficiente para que los algoritmos de protección funcionen como se espera. La norma IEC 61869-1 [39] fija los requisitos generales de los transformadores de medida, mientras que la IEC 61869-2 [32] define las clases de precisión de los TC de protección. Las más habituales en aplicaciones de 220kV son las clases 5P y 10P, donde el número indica el error porcentual máximo de relación y la letra P, que son de protección. Un TC 5P20 garantiza que el error compuesto no supera el 5% para corrientes de hasta 20 veces la nominal primaria. En la SET Navallo, donde la máxima corriente de falta pasante vista desde el lado de AT es de 3460A frente a un TC 800/5A, la corriente límite de precisión del 5P20 es de 16000A, margen de sobra para evitar la saturación en régimen estacionario.

Ahora bien, el régimen permanente no es el caso más exigente para la protección. Cuando una falta cercana presenta una componente continua transitoria apreciable, que depende de la relación X/R de la fuente, la corriente instantánea puede superar con creces el pico simétrico antes de que el IED dé la orden de disparo. Este fenómeno, llamado saturación transitoria, distorsiona la señal que recibe el relé y puede comprometer el correcto funcionamiento de la protección diferencial [33].

2.4.2 Transformadores de tensión inductivos y capacitivos (CVT)

Los transformadores de tensión (TT) reducen la tensión de la red a 100-110V en el secundario para las funciones que necesitan medida de tensión (21, 27, 59, 67N, 81). Las normas IEC 61869-3 [40] e IEC 61869-5 [41] regulan respectivamente los tipos inductivo y capacitivo. En instalaciones de 220kV se suelen emplear transformadores de tensión capacitivos (CVT), que combinan un divisor capacitivo con un transformador inductivo de acoplamiento y resultan más baratos y compactos que los inductivos puros. Su principal limitación es que, al iniciarse una falta, la resonancia del divisor genera transitorios subarmónicos en la salida que pueden falsear la medida de algunos relés [35]. Los IED elegidos (Siemens 7SL87 e Hitachi Energy REL670) incorporan algoritmos de compensación de respuesta de CVT, que se activan configurando correctamente el tipo de TT en los parámetros del relé. En ambas subestaciones, los TT cuentan con dos devanados secundarios independientes, de modo que la medida de cada cadena de protección sea totalmente independiente.

2.4.3 Dimensionamiento de TC para protección diferencial: verificación IEEE C37.110

La relación de transformación del TC se elige según el criterio de utilización: la corriente nominal de la instalación debe ser al menos el 50% de la corriente nominal primaria del TC, para que el IED trabaje en su rango dinámico óptimo.

2.5 Marco normativo

2.5.1 RD 337/2014 e ITC-RAT aplicables

El marco legal de partida en España para cualquier instalación de alta tensión es el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (RAT) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC-RAT) [42]. Se trata de una normativa de obligado cumplimiento que fija las condiciones mínimas que deben reunir el diseño, el montaje y la explotación de las subestaciones objeto de este trabajo.

De las veintitrés instrucciones que componen el RAT, las más relevantes para el diseño de protecciones son la ITC-RAT 09, dedicada específicamente a las protecciones, que obliga a dotar a las instalaciones de sistemas capaces de detectar y despejar sobreintensidades, cortocircuitos, faltas a tierra y sobretensiones; y la ITC-RAT 07, relativa a los transformadores y autotransformadores de potencia, que recoge los requisitos aplicables a las máquinas que se protegen en los Capítulos 4 y 6. Completan el cuadro las instrucciones sobre instalaciones de exterior e interior (ITC-RAT 14 y 15) y la de puesta a tierra (ITC-RAT 13), que condicionan el régimen de neutro y, con él, el comportamiento de las protecciones de tierra.

Conviene matizar que el RAT establece el «qué» la obligación de proteger y los niveles de seguridad exigibles, pero no entra en el detalle del «cómo» ajustar cada función. Ese detalle, para la red de transporte, lo aporta la normativa del operador del sistema que se describe a continuación.

2.5.2 CGP-SEE Mayo 2024: niveles de equipamiento y ámbito de aplicación

Por encima del reglamento general, las instalaciones conectadas a la red de transporte deben cumplir los Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español (CGP-SEE) [30], el documento que Red Eléctrica de España publica en su condición de operador del sistema y gestor de la red de transporte. La revisión empleada en este trabajo es la de mayo de 2024, que es la versión vigente durante su realización.

El CGP-SEE concreta, para cada tipo de posición (línea, transformador, acoplamiento, etc.), qué funciones de protección son obligatorias y con qué grado de redundancia, mediante los denominados niveles de equipamiento. Estos niveles son designados con códigos como 2SP (dos sistemas de protección principales) o 2SP/1C. Determinan, por ejemplo, que una posición crítica disponga de dos cadenas de protección independientes para evitar el fallo de modo común descrito en el apartado 2.1.3. Son precisamente estos niveles los que se aplican al dimensionar cada posición en el Capítulo 4.

En cuanto a su ámbito de aplicación, el CGP-SEE rige sobre la red de transporte y sobre las instalaciones que se conectan a ella, como es el caso de las subestaciones de Navallo y Valdeconejos. Junto al documento principal, REE publica criterios de ajuste y coordinación

complementarios [48] que fijan parámetros concretos como el margen de coordinación de 200ms o los tiempos máximos de despeje empleados en el Capítulo 6.

2.5.3 Normas IEC y IEEE de referencia

Sobre la base legal anterior se apoya un conjunto de normas técnicas internacionales que definen los métodos de cálculo, las características de los equipos y la nomenclatura empleados a lo largo del trabajo. En el ámbito de la IEC destacan la IEC 60909 [50], que normaliza el cálculo de las corrientes de cortocircuito utilizado en el Capítulo 3; la IEC 61869 [39], que clasifica y especifica los transformadores de medida del apartado 2.4; y la IEC 60255, en particular su parte 151 [49], que define las curvas tiempo-corriente de las funciones de sobreintensidad.

Para la subestación digital es de referencia obligada la IEC 61850 [45], que normaliza las comunicaciones entre IED dentro de la subestación (incluidas la mensajería GOOSE y los valores muestreados) y es sobre la que se construye la arquitectura de protección descrita en el Capítulo 4. Del lado del IEEE/ANSI, la norma IEEE C37.2 [31] establece los números de función de dispositivo (el 87 para la diferencial, el 21 para la distancia, el 50/51 para la sobreintensidad, el 86 para el relé de bloqueo, etc.) que se utilizan como lenguaje común en toda la memoria, mientras que la guía IEEE C37.110 [33] orienta el dimensionamiento de los transformadores de intensidad verificado en el apartado 2.4.3.

2.5.4 Ciberseguridad en subestaciones: IEC 62443

La digitalización de las subestaciones, que sustituye buena parte del cableado convencional por redes de comunicación entre IED basadas en la IEC 61850, aporta enormes ventajas de flexibilidad y supervisión, pero introduce a la vez una superficie de ataque que antes no existía. Un sistema de protección moderno es, en el fondo, una red de dispositivos electrónicos comunicados entre sí, y como tal debe protegerse también frente a las amenazas de ciberseguridad.

La referencia en este campo es la serie de normas IEC 62443 [43], orientada a la seguridad de los sistemas de automatización y control industrial (IACS). Su enfoque se basa en la defensa en profundidad y en la segmentación de la instalación en zonas y conductos con distintos niveles de seguridad (Security Levels), de manera que el eventual compromiso de un equipo no se propague al resto del sistema. En el caso concreto de las comunicaciones IEC 61850, la IEC 62443 se complementa con la IEC 62351 [51], que añade mecanismos de autenticación y cifrado a los protocolos de subestación.

Aunque el diseño detallado de la arquitectura de ciberseguridad excede el alcance de este trabajo, su mención resulta ineludible: tras episodios como el apagón de abril de 2025, la robustez de un sistema de protección ya no se mide solo por su comportamiento ante faltas eléctricas, sino también por su resistencia frente a fallos y ataques sobre la capa de comunicaciones.

Capítulo 3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

3.1 Topología del sistema

3.1.1 Diagrama unifilar del sistema completo

El sistema que se estudia en este trabajo se ubica en la provincia de Teruel y permite integrar en la Red de Transporte del Sistema Eléctrico Peninsular dos plantas fotovoltaicas de 110MW y 50MW nominales junto con tres compensadores síncronos. El conjunto se estructura en torno a tres elementos principales: la SET Navallo, en el término municipal de Blesa (Teruel), que eleva la tensión de las plantas fotovoltaicas de 30kV a 220kV mediante el transformador T-1; la línea de alta tensión Navallo-Valdeconejos, que une ambas subestaciones; y la ampliación de la SET Valdeconejos, en el término municipal de Escucha (Teruel), donde se conectan los tres condensadores síncronos a través de los dos transformadores tribobinados T-1 y T-2. En esta última, además, se conectan otras plantas fotovoltaicas y se enlaza con el resto de la red de transporte de 220kV. En la [figura 1](#) se muestra el diagrama unifilar del sistema completo.

Todo el sistema se ha modelado en PSS®E XPLORE 36 como un equivalente reducido que conserva los nudos y los flujos relevantes para el estudio de protecciones. El modelo incluye los nudos de 220kV de ambas subestaciones, el nudo de 30kV de generación fotovoltaica, la barra de 220kV de compensación síncrona de la SET Valdeconejos, los tres compensadores síncronos de 15kV, sus servicios auxiliares a 30kV, la generación de las demás plantas y la conexión con la red de transporte. Esta última se representa mediante un nudo de 220kV y un generador sin límites de potencia aparente, capaz de absorber la generación de las plantas y de aportar potencia reactiva o corriente de cortocircuito cuando sea necesario.

El nivel de equipamiento de protección de cada elemento se ha fijado conforme a los Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español (CGP-SEE) en su revisión de mayo de 2024 [30], que sitúa todos los elementos del sistema dentro de la Red de Transporte ($\geq 220\text{kV}$) y los somete, por tanto, a los máximos niveles de redundancia. Los esquemas unifilares de protecciones de cada elemento, que desarrollan en detalle la arquitectura 2SP adoptada, se recogen en las [Figuras 2 a 4](#)

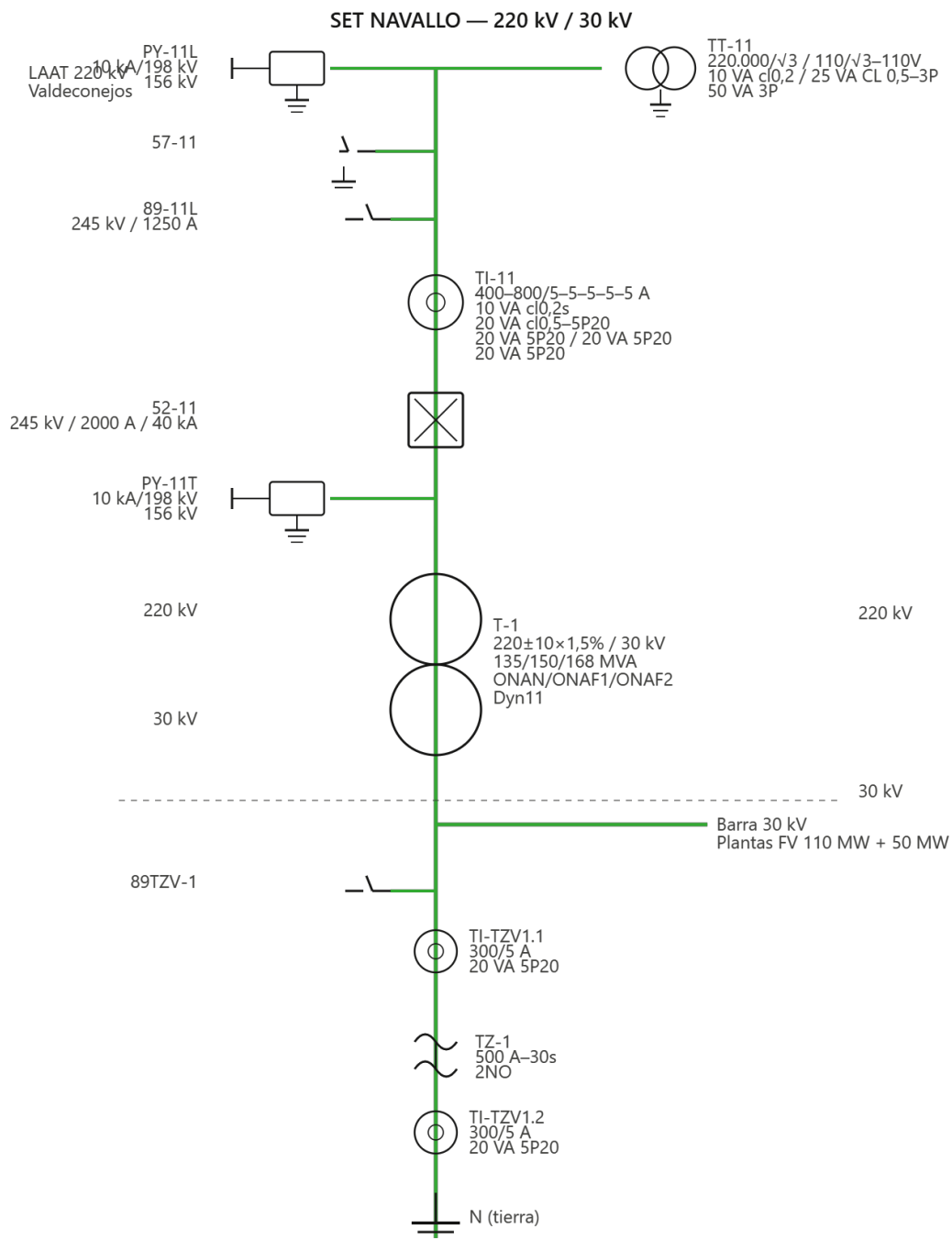


Figura 2. Esquema unifilar de protecciones de la SET Navallo: Transformador T-1.

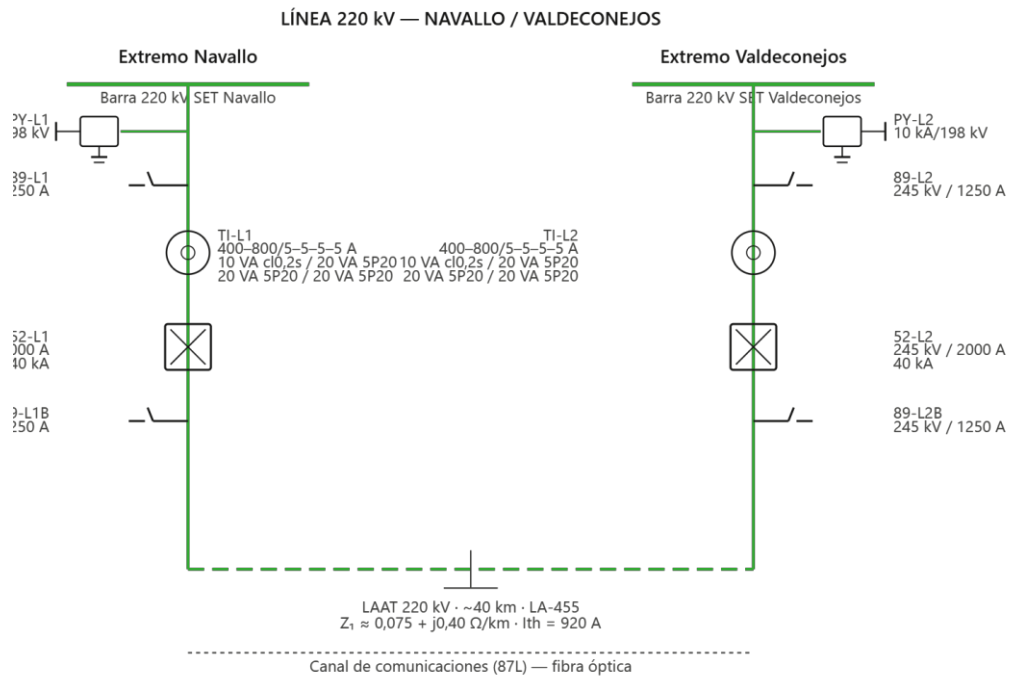


Figura 3. Esquema unifilar de protecciones de la línea aérea 220kV Navallo-Valdeconejos.

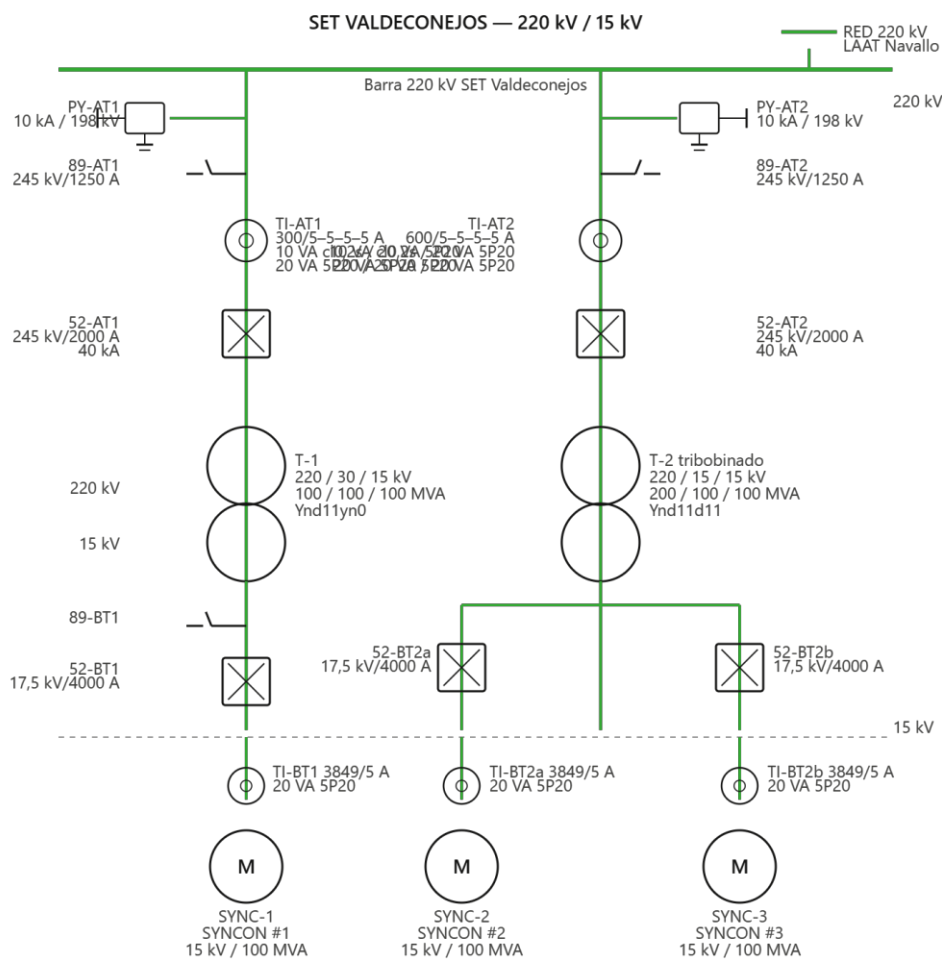


Figura 4. Esquema unifilar de protecciones de la SET Valdeconejos: Transformadores T-1 y T-2.

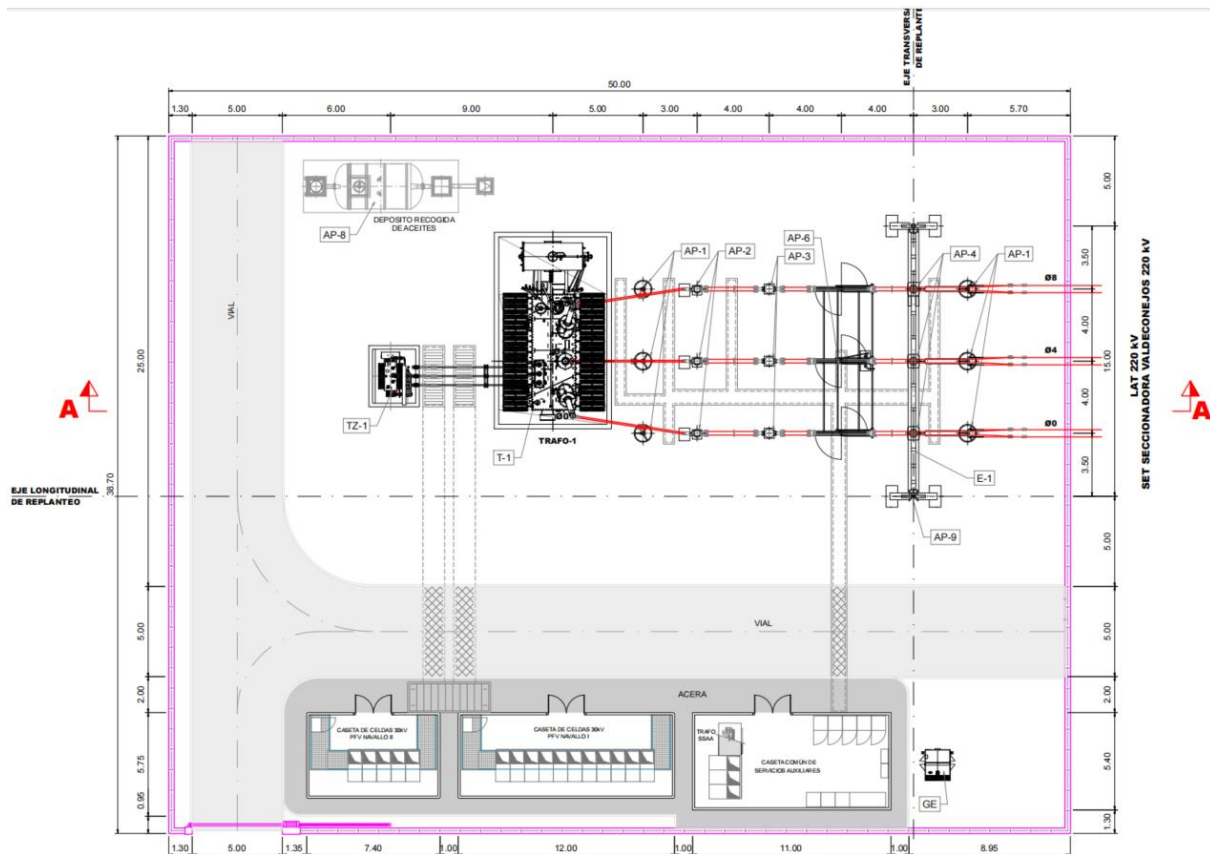
3.1.2 Descripción de los elementos principales

SET Navallo: la subestación elevadora de Navallo conecta las plantas fotovoltaicas, agrupadas en la barra de 30kV, con la red de 220kV. Su elemento central es el transformador de potencia T-1, de relación 220/30kV, 168MVA y grupo de conexión Dyn11, cuyo lado de baja tensión dispone de neutro accesible mediante un transformador zig-zag (TZ-1) para poner a tierra el sistema de 30kV [29]. La posición de 220kV comparte el interruptor 52-11 entre la salida de línea y la posición de transformador, lo que condiciona la asignación de los transformadores de medida y la lógica de disparo y reenganche del conjunto.

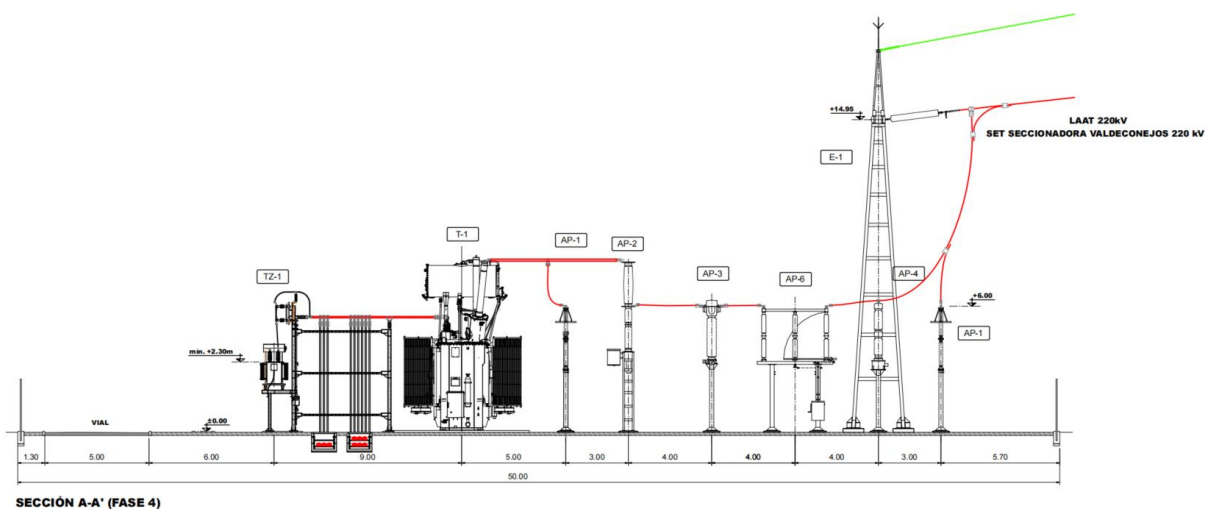
El plano de planta y la sección longitudinal de la SET Navallo, que se reproducen en las Figuras 5 y 6, muestran la disposición física de los equipos principales: el transformador de potencia T-1, el transformador zig-zag TZ-1 para la puesta a tierra del neutro de 30kV, los aparatos de maniobra AP-1 a AP-6 de la posición de 220kV, el seccionador S-1 y el apoyo de entronque con la línea aérea hacia Valdeconejos. La disposición en planta refleja la configuración de

CAPÍTULO 3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

simple barra en 220kV de la subestación, coherente con su papel de punto de evacuación de generación, que no exige continuidad de servicio mediante redundancia de barra.



[Figura 5. Planta general de la SET Navallo, Fase 4. Fuente: [ref].]

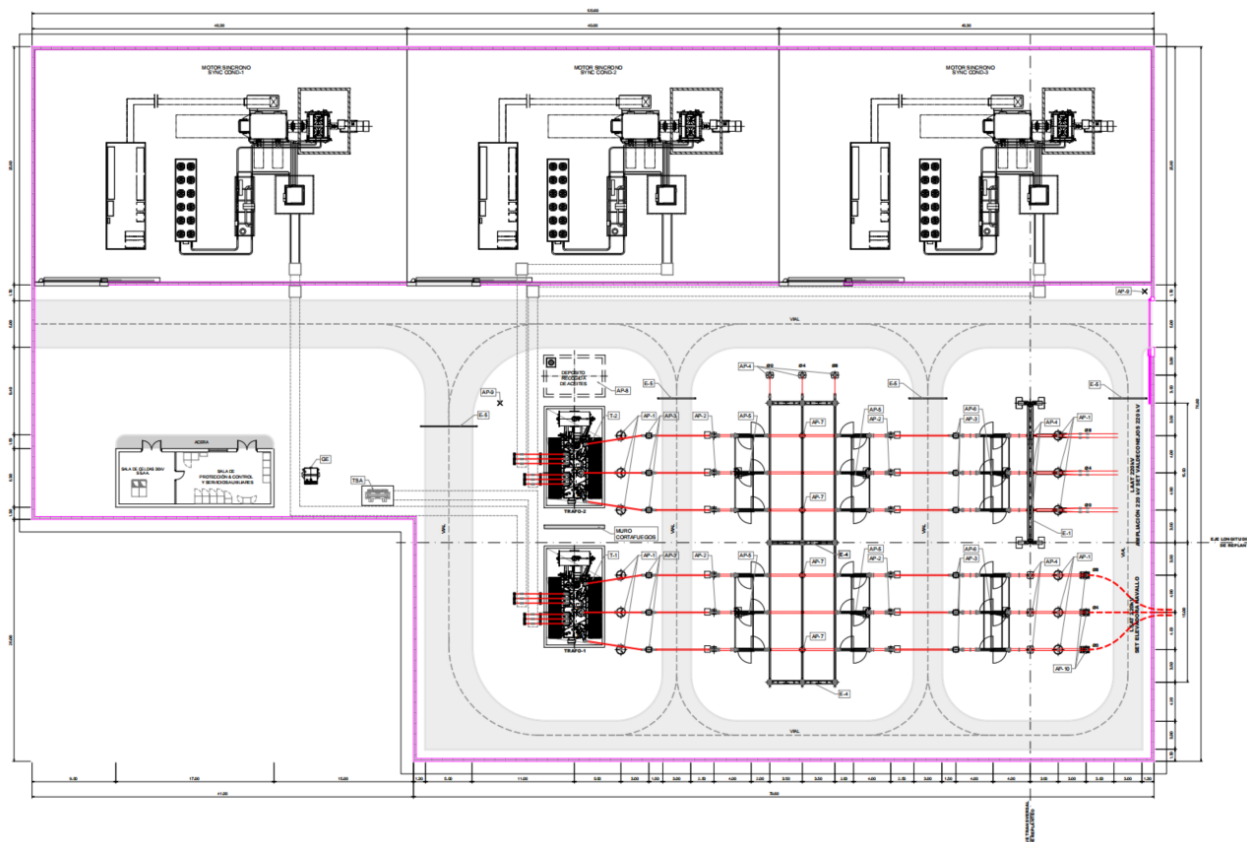


[Figura 6. Sección longitudinal A-A' de la SET Navallo, Fase 4. Fuente: [ref].]

En segundo lugar, la línea aérea de 220kV Navallo-Valdeconejos actúa como enlace de transporte entre ambas subestaciones y constituye la vía de evacuación a la red de la energía generada. Es una línea aérea de simple circuito y se considera un elemento crítico de la Red de Transporte según el ámbito de aplicación del CGP-SEE [30]. Sus parámetros eléctricos de secuencia y su longitud definitiva deberán confirmarse en el proyecto de línea, cuyo cálculo y diseño quedan fuera del alcance de este trabajo. Para el dimensionamiento se han adoptado valores típicos que permiten un cálculo preliminar del alcance de las funciones de distancia y de diferencial de línea [35].

En tercer lugar, la ampliación de la SET Valdeconejos es el punto de evacuación de los condensadores síncronos y, a la vez, el nudo de conexión a la red mallada de 220kV. La instalación cuenta con una barra de 220kV alimentada desde la Red de Transporte y con dos transformadores reductores en paralelo, T-1 y T-2, que bajan la tensión a 15kV para alimentar las máquinas síncronas. El transformador T-2, tribobinado y con dos devanados de baja tensión a 15kV, alimenta dos de los condensadores síncronos, mientras que el T-1 alimenta el tercero a través de su devanado de 15kV [30]. Las tres máquinas síncronas funcionan en vacío como fuentes de potencia reactiva e inercia rotacional, sin aportar potencia activa neta a la red [18], [19]. Su cometido es reforzar la potencia de cortocircuito y dar soporte dinámico de tensión y frecuencia en un entorno con alta penetración de generación basada en electrónica de potencia, algo que se desarrolla en el Capítulo 5. Desde el punto de vista de las protecciones, su conexión obliga a incluir funciones específicas en los transformadores reductores, en especial la de sobreexcitación V/Hz (24), por el riesgo de saturación del núcleo ante huecos de tensión [47].

El plano de planta de la ampliación de la SET Valdeconejos, que se reproduce en la [Figura 7](#), muestra la disposición física de los equipos: los tres condensadores síncronos (SYNC COND-1, SYNC COND-2 y SYNC COND-3) en la zona norte, los transformadores reductores TRAF0-1 y TRAF0-2 en el patio de 220kV con sus respectivas posiciones de aparamenta, los aparatos de maniobra AP-1 a AP-10, los seccionadores de puesta a tierra E-1 a E-4, y la acera que alberga la sala de protección y control y la de servicios auxiliares de 30kV. La disposición en planta refleja la configuración de doble barra en 220kV de la subestación, con ambos transformadores en paralelo al mismo nivel de tensión, y la conexión a la LAAT de 220kV hacia Navallo en el extremo este del patio.



[Figura 7. Planta general de la ampliación de la SET Valdeconejos. Fuente: [ref].]

3.2 Datos técnicos de los elementos

Los datos eléctricos recogidos en este apartado son el punto de partida para el dimensionamiento de las protecciones que se desarrolla en el Capítulo 4. Las corrientes de cortocircuito proceden del análisis previo realizado con PSS®E según la norma IEC 60909, con factor de tensión $C = 1,10$ y condición de máxima falta; su metodología y sus resultados completos se detallan en el apartado 3.3.

3.2.1 Transformador T-1 SET Navallo (220/30kV, 168MVA, Dyn11)

El transformador T-1 de la SET Navallo eleva la generación fotovoltaica de 30kV a la tensión de transporte de 220kV. Sus características nominales son una potencia de 168MVA, relación 220/30kV y grupo de conexión Dyn11, con un desfase de 330° entre devanados. La corriente nominal es de 440,9A en el lado de alta tensión y de 3 233,2A en el de baja. La impedancia de cortocircuito se sitúa en el rango típico del 12% al 14% propio de los transformadores de 220kV de la Red de Transporte; su cálculo exacto y el diseño en detalle del transformador quedan fuera del alcance de este trabajo. El devanado de baja tensión, conectado en estrella, tiene el neutro puesto a tierra mediante el transformador zig-zag TZ-1.

Tabla 1. Datos técnicos del transformador T-1 de la SET Navallo (220/30kV, 168MVA, Dyn11)

| Magnitud | Valor | Observación |
|-----------------------------|----------|-------------------------------------|
| Potencia nominal S_n | 168MVA | - |
| Tensión primaria U_{1n} | 220kV | Lado AT, Δ |
| Tensión secundaria U_{2n} | 30kV | Lado BT, Y_n (zig-zag TZ-1) |
| Grupo conexión | Dyn11 | ΔY_g , defasaje 330° |
| Frecuencia | 50Hz | - |
| I nominal AT (I_{n1}) | 440,9A | $S_n / (\sqrt{3} \cdot U_{1n})$ |
| I nominal BT (I_{n2}) | 3 233,2A | $S_n / (\sqrt{3} \cdot U_{2n})$ |
| Impedancia cc típica | 12–14% | Trafos REE 220kV |

En lo relativo a las corrientes de cortocircuito, la falta trifásica en la barra **NAVALLO_220** alcanza una intensidad inicial simétrica $I''_k = 6,79kA$, con un valor de cresta i_p de 14,58kA y una relación $X/R = 4,64$. En la barra de 30kV (**NAVALLO_30**), la falta trifásica asciende a 25,37kA, con i_p de 53,21kA y $X/R = 3,75$. La máxima corriente pasante a través del transformador, vista desde el lado de alta tensión, es de 3,46kA, equivalente a 7,85 veces la corriente nominal del primario. Esta magnitud es determinante para comprobar la no saturación de los transformadores de intensidad asociados a la protección diferencial [33].

3.2.2 Línea aérea 220kV Navallo-Valdeconejos

La línea aérea de 220kV constituye el enlace de transporte entre ambas subestaciones. Su tensión nominal es de 220kV, con una tensión más elevada para el material (U_m) de 245kV. Es una línea aérea de simple circuito. Tanto su longitud como el tipo de conductor se han tomado como valores típicos en esta fase. Se ha supuesto el conductor LA-455, una longitud aproximada de 40km y una impedancia de secuencia directa Z_1 del orden de $16,3 \Omega$ con un ángulo de 79° . La corriente térmica admisible se estima en 920A, equivalente a una potencia de transporte del orden de 351MVA.

Desde el punto de vista de la intensidad de cortocircuito, la aportación en el extremo de Navallo presenta una $I''k = 6,79kA$, mientras que en el extremo de Valdeconejos alcanza $I''k = 8,72kA$. La relación entre la impedancia de fuente y la de línea (SIR) resulta de 1,26, lo que clasifica la línea como de fuente normal según la guía IEEE C37.113, una condición favorable para usar la protección de distancia como función de apoyo [35]. La impedancia equivalente de fuente en Navallo, obtenida del informe de PSS®E, es del orden de $20,6 \Omega$ con un ángulo de 78° .

3.2.3 Transformador T-1 SET Valdeconejos (220/30/15kV, 100MVA)

El transformador T-1 de la SET Valdeconejos es un tribobinado de relación 220/30/15kV y 100MVA, con grupo de conexión Ynd11yn0. El devanado de alta tensión se conecta en estrella con neutro a tierra; el de 15kV, en triángulo, alimenta uno de los condensadores síncronos; y el terciario de 30kV, en estrella con neutro a tierra, se destina a servicios auxiliares. Este devanado terciario de 30kV no se ha modelado por quedar fuera del alcance del estudio y, por tanto, también fuera de la zona de la protección diferencial 87T, de modo que la diferencial protege solo el conjunto formado por el lado de alta tensión y el devanado de 15kV [34]. La corriente nominal del primario es de 262A y la del devanado de 15kV, de 3 849A.

3.2.4 Transformador T-2 SET Valdeconejos (220/15/15kV, 200/100/100MVA)

El transformador T-2 tiene potencias de 200/100/100MVA y relación 220/15/15kV, con grupo de conexión Ynd11d11. El devanado de alta tensión se conecta en estrella con neutro a tierra, mientras que los dos devanados de baja tensión, ambos de 15kV, se conectan en triángulo. Cada devanado de baja tensión alimenta a un condensador síncrono de la instalación. La corriente nominal del primario es de 525A y la de cada devanado de baja tensión, de 3 849A. La impedancia de cortocircuito es del orden del 10%.

La protección diferencial de este transformador se configura como un diferencial de tres entradas, que protege el lado de alta tensión y los dos devanados de baja, con compensación vectorial independiente para el grupo Ynd11d11 [34]. Al estar los dos devanados de baja tensión en triángulo, no circula componente homopolar por ellos. Por su parte, la componente homopolar del lado de alta tensión la filtra internamente el IED para evitar diferenciales falsos ante faltas externas a tierra. La máxima corriente pasante a través de T-2, vista desde el lado de alta tensión, es de 5 025A, equivalente a 9,57 veces la corriente nominal del primario.

Tabla 2. Datos técnicos de los transformadores T-1 y T-2 de la SET Valdeconejos

| Concepto | T-1 | T-2 |
|----------|-----------------|----------------------------------|
| Potencia | 100MVA | 200 / 100 / 100MVA (tribobinado) |
| Relación | 220 / 30 / 15kV | 220 / 15 / 15kV |

| Concepto | T-1 | T-2 |
|--------------------|-----------------------------------|------------------------------|
| Grupo conexión | Ynd11yn0 | Ynd11d11 |
| Ucc | 10% | 10% |
| Refrigeración | ONAF típico | ONAF típico |
| Devanado AT | Yn (puesto a tierra) | Yn (puesto a tierra) |
| Devanado BT (15kV) | d (delta), al SYNCON #3 | d (delta), a SYNCONs #1 y #2 |
| Devanado terciario | yn0 (30kV — SS.AA.) NO MODELADO | d11 (segundo BT 15kV) |
| In AT | 262A | 525A |
| In BT (15kV, c/u) | 3 849A | 3 849A |
| Zona 87T | AT + BT 15kV (terciario excluido) | AT + ambos BT 15kV |

3.2.5 Condensadores síncronos (SYNCONs #1, #2, #3)

La ampliación de la SET Valdeconejos incorpora tres condensadores síncronos conectados a la red de 15kV. El primero, denominado SYNCON 3, se conecta al lado de baja del transformador T-1 de la SET Valdeconejos, mientras que los otros dos, SYNCON 1 y SYNCON 2, se conectan a devanados independientes del transformador T-2. Estas máquinas funcionan en vacío y aportan al sistema únicamente regulación y estabilidad, mediante la inyección de potencia reactiva, inercia real y potencia de cortocircuito [18], [19]. Los tres condensadores tienen una potencia nominal de 20MVA y una potencia de cortocircuito de 1000MVA

Su contribución a la corriente de cortocircuito es importante y se refleja en los nudos de 15kV del modelo: las faltas trifásicas en los nudos SYNC_1 y SYNC_2 alcanzan 73,70kA, con valores de cresta de 166,07kA y relación X/R de 5,77, mientras que en el nudo SYNC_3 la falta asciende a 80,56kA, con ip de 179,80kA y X/R de 5,48. En la barra de compensación de 220kV (BAR_220_SYNC), la falta trifásica es de 8,39kA, con ip de 18,33kA y X/R de 5,52. Estas aportaciones, típicas de máquinas rotativas conectadas a través de transformadores de baja impedancia, confirman el papel de los condensadores síncronos en el refuerzo de la potencia de cortocircuito de la red, aspecto evaluado en detalle en el Capítulo 5 [23].

3.3 Cálculo de cortocircuitos

3.3.1 Metodología: IEC 60909 y PSS®E

El cálculo de las corrientes de cortocircuito se ha realizado con el software PSS®E de Siemens, aplicando la norma IEC 60909 [36]. Este estándar define un método que sustituye todas las fuentes del sistema por una fuente de tensión equivalente en el nudo de falta y aplica un factor de tensión C que tiene en cuenta las tolerancias de tensión y las variaciones de carga. Para instalaciones con tensión de base superior a 1kV, la norma fija $C = 1,10$, valor que se ha aplicado a todas las fuentes del modelo para calcular la corriente de cortocircuito máxima, que es el escenario límite para dimensionar los equipos de protección y de corte [36].

Para el cálculo de cortocircuito, PSS®E aplica una serie de factores y opciones especiales: se han empleado factores de corrección de impedancia conforme a la IEC 60909; las reactancias de las máquinas síncronas se han fijado a su valor subtransitorio, el más conservador para el dimensionamiento de protecciones; y las tomas de los transformadores y los ángulos de desfase se han dejado sin modificar. La carga de línea y la admitancia magnetizante de los transformadores se han anulado en las secuencias positiva y negativa, según el procedimiento estándar del método. El tiempo de referencia para el cálculo de la corriente de ruptura es de 0,1s.

Los resultados se expresan mediante tres magnitudes características de la impedancia de Thévenin en el nudo de falta:

- Corriente inicial de cortocircuito simétrica I''_k : valor eficaz de la corriente de cortocircuito en el instante inicial de la falta.
- Corriente de cresta i_p : valor de pico de la corriente, obtenido aplicando el factor κ definido en IEC 60909 en función de la relación X/R . Los valores de i_p recogidos en la Tabla 3 se obtienen directamente de $i_p(C)$ del informe de PSS®E, sin aplicar el factor multiplicador de 1,15, conforme a la norma [36].
- Relación X/R : cociente entre la reactancia y la resistencia de la impedancia de Thévenin en el nudo de falta, que determina la componente continua del transitorio.

Estos valores son determinantes para verificar la capacidad de corte de los interruptores automáticos y la no saturación de los transformadores de intensidad en régimen transitorio [33].

3.3.2 Resultados: falta trifásica (3LF) en todos los nudos

En la Tabla 3 se recogen los resultados del análisis de cortocircuito trifásico simulado en PSS®E

Tabla 3. Resultados del análisis de falta trifásica (3LF): PSS®E, IEC 60909, C = 1,10

| Nudo | Nombre | Ubase (kV) | Sc _c (pu) | I'' _k (kA) | ip (kA) | X/R |
|------|--------------|------------|----------------------|-----------------------|---------|------|
| 10 | NAVALLO_30 | 30 | 13,18 | 25,37 | 53,21 | 3,75 |
| 20 | NAVALLO_220 | 220 | 25,88 | 6,79 | 14,58 | 4,64 |
| 30 | VALDECO_220 | 220 | 33,23 | 8,72 | 19,90 | 6,82 |
| 40 | BAR_220_SYNC | 220 | 31,98 | 8,39 | 18,33 | 5,52 |
| 41 | SYNC_1 | 15 | 19,15 | 73,70 | 166,07 | 5,77 |
| 42 | SYNC_2 | 15 | 19,15 | 73,70 | 166,07 | 5,77 |
| 43 | SYNC_3 | 15 | 20,93 | 80,56 | 179,80 | 5,48 |

Nota: Sc_c en pu sobre S_{base} = 100MVA, tal como reporta PSS®E (SCMVA). ip calculado a partir de ip(C) del informe PSS®E (sin factor 1,15). Tiempo de ruptura t = 0,1s.

Aunque los nudos de los tres compensadores síncronos no son los de mayor potencia de cortocircuito, sus intensidades de cresta son, con diferencia, las más elevadas en términos relativos a su tensión base. Este comportamiento se debe a la baja impedancia de los transformadores reductores y a la gran contribución de la propia máquina rotativa, y repercute directamente en la especificación de los interruptores de 15kV y de los transformadores de intensidad de baja tensión de T-1 y T-2, como se explica en detalle en el apartado 4.3.

3.3.3 Corrientes pasantes máximas por transformador

La corriente pasante máxima de un transformador es la mayor corriente de cortocircuito que puede atravesarlo sin que la falta sea interna a su zona diferencial. Este valor es la referencia para dos cálculos críticos del dimensionamiento de protecciones: el ajuste del tramo de alta pendiente (slope-2) de la característica del relé diferencial 87T, que debe mantenerse estable

ante la máxima corriente pasante exterior, y la comprobación de la no saturación de los transformadores de intensidad en régimen transitorio conforme a la IEEE C37.110 [33].

La corriente pasante vista desde el lado de alta tensión se obtiene refiriendo a la base de 220kV la corriente de cortocircuito del nudo de baja tensión más desfavorable, mediante la expresión:

$$I_{pas,AT} = I''_{k,BT} \times \frac{U_{base,BT}}{U_{base,AT}}$$

En la Tabla 4 se recogen los resultados para los tres transformadores estudiados.

Tabla 4. Corrientes pasantes máximas por transformador: falta trifásica, C = 1,10

| Transformador | Nudo de falta | Ubase (kV) | I''k BT (kA) | Ipas AT (kA) | X/R |
|----------------------|---------------|------------|--------------|--------------|------|
| T-1 SET Navallo | NAVALLO_30 | 30 | 25,37 | 3,46 | 3,75 |
| T-1 SET Valdeconejos | SYNC_3 | 15 | 80,56 | 5,49 | 5,48 |
| T-2 SET Valdeconejos | SYNC_1/SYNC_2 | 15 | 73,70 | 5,02 | 5,77 |

Nota: Ipas AT = I''k BT × (Ubase BT / Ubase AT). Valores obtenidos del análisis PSS®E (IEC 60909). La columna × In expresa la corriente pasante en múltiplos de la corriente nominal del devanado AT de cada transformador.

Las corrientes pasantes absolutas de los transformadores de la SET Valdeconejos (5,49kA para T-1 y 5,02kA para T-2) son parecidas entre sí, lo que resulta coherente, ya que los tres compensadores síncronos tienen la misma potencia nominal de 20MVA en el devanado de 15kV y, por tanto, aportan corrientes de cortocircuito similares. La diferencia entre ambos nudos de falta se debe a la distinta impedancia de Thévenin vista desde cada barra de 15kV, no a diferencias en los parámetros de las máquinas. La verificación detallada de la no saturación de los transformadores de intensidad, que requiere las curvas reales de los equipos seleccionados, se desarrolla en el apartado 4.3.

Capítulo 4. DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES

4.1 SET Navallo: Transformador T-1 (220/30kV, 168MVA, Dyn11)

4.1.1 Esquema de protección, nivel de equipamiento 2SP y arquitectura IED

El transformador T-1 de la SET Navallo es la pieza que enlaza las dos plantas fotovoltaicas, Navallo I (110MW) y Navallo II (50MW), conectadas ambas en el lado de 30kV, con la Red de Transporte de 220kV. Esa posición lo sitúa por encima del umbral de 220kV, y eso tiene una consecuencia normativa directa: el CGP-SEE, en su revisión de mayo de 2024, lo clasifica como elemento de red crítica y le impone el nivel de equipamiento 2SP, es decir, dos sistemas de protección principal completamente independientes [30]. Toda la arquitectura de protección del transformador parte de esta exigencia.

La independencia entre las dos cadenas no es un principio abstracto, si no que se materializa en cada eslabón. Cada sistema principal toma sus señales de devanados secundarios distintos del transformador de intensidad TI-11, se alimenta de baterías de corriente continua separadas y dispara sobre bobinas independientes del interruptor. La cadena A se construye sobre el IED Siemens SIPROTEC 5 7UT85 y la cadena B sobre el Hitachi Energy Relion RET670, ambos con la función diferencial de transformador 87T como protección principal. La decisión de emplear dos fabricantes distintos, lejos de ser un capricho, responde a un objetivo concreto: que un mismo defecto de firmware no pueda inutilizar las dos cadenas a la vez. Es un criterio que el CGP-SEE refuerza en su revisión de 2024 y que ganó peso tras los incidentes de ciberseguridad de 2025 [30]. Por la misma razón no existe lógica compartida entre los dos IED, y el diálogo con el relé de bloqueo 86 se realiza mediante mensajes GOOSE conforme a la IEC 61850 [45], segregados entre cadenas.

Además de las dos protecciones diferenciales principales, el esquema incorpora las funciones siguientes:

- Protecciones de apoyo de sobreintensidad de fases y homopolar (50/51 y 50N/51N) en ambos lados del transformador.
- Función de fallo de interruptor (50BF) en cada extremo.
- Protecciones mecánicas propias del transformador (63, 49T, 26), cableadas directamente al relé 86 con independencia de los IED.
- Supervisión continua del circuito de disparo mediante la función 74.
- Funciones complementarias de tensión y frecuencia (27, 59, 81) en las barras asociadas.

4.1.2 Transformadores de medida (TI-11AT, TI-BT, TI-N y TT)

El transformador de intensidad de alta tensión, TI-11, se dimensiona con relación 800/5A. Con una corriente nominal de primario de 440,9A, el TC trabaja al 55% de utilización, dentro del rango óptimo del 50 al 100% que recomienda la IEC 61869-2 [32]. Cabría preguntarse por qué no se elige una relación menor, como 500/5A o 600/5A, que también cumpliría ese criterio de utilización. La razón es de comportamiento transitorio. La condición de no saturación ante una falta con componente continua, conforme al Anexo 3C de la IEC 61869-2 [32], exige que la tensión de codo del núcleo satisfaga:

$$V_k \geq I_s \cdot (R_{ct} + 2 \cdot R_l + R_b) \cdot (1 + X/R)$$

donde I_s es la corriente secundaria de falta, R_{ct} la resistencia del devanado secundario, R_l la resistencia de los cables de conexión, R_b la impedancia de la carga conectada (burden) y X/R la relación de la impedancia de Thévenin en el punto de falta. Los valores exactos de R_{ct} , R_l y R_b dependen del equipo suministrado y del tendido de cables hasta el IED, datos que no están disponibles en esta fase del proyecto. No es posible, por tanto, calcular V_k con precisión. Sin embargo, la expresión muestra con claridad el efecto de la relación de transformación: una relación menor eleva I_s proporcionalmente y, con ella, el requisito de V_k . Con relación 500/5A, la corriente secundaria de la falta pasante máxima (3 460A, Tabla 4) asciende a 34,6A; con 800/5A se reduce a 21,6A, un 38% menos, lo que rebaja el requisito de tensión de codo en la misma proporción para cualquier combinación de R_{ct} , R_l y R_b . La relación 800/5A es, por tanto, la que garantiza el margen de no saturación para el rango de impedancias de carga y de núcleo propias de la clase 5P20, sin necesidad de recurrir a núcleos de mayor potencia o de clase TPY. La verificación numérica definitiva de V_k se realizará en el proyecto constructivo, una vez conocidos los parámetros reales del equipo.

El equipo elegido es el Artech CA-245, un transformador de intensidad tipo top-core con aislamiento papel-aceite, tensión asignada de 245kV y nivel de aislamiento 460/1050kV, que cubre la categoría de 245kV exigida por el RD 337/2014 [42]. Su construcción en tamaño de cabeza K admite hasta seis secciones de devanado secundario: dos núcleos de medida de clase 0,2, dos de clase 0,5 y cuatro de protección 5P20. El reparto de estos cuatro núcleos no es arbitrario, sino que materializa la separación entre cadenas: los núcleos 1 y 2 alimentan la cadena A (7UT85) y los núcleos 3 y 4 la cadena B (RET670), tal como exige el CGP-SEE al imponer devanados secundarios independientes [30]. Los dos núcleos de medida de clase 0,2 y 0,5 quedan reservados para la medida fiscal y el SCADA. Queda un punto abierto de forma deliberada: la verificación de no saturación transitoria del núcleo 5P20, mediante la expresión $V_k \geq I_s \cdot (R_{ct} + 2 \cdot R_l + R_b) \cdot (1 + X/R)$ de la IEEE C37.110 [33], necesita el valor de tensión de codo del ensayo de la unidad realmente suministrada. Ese dato no figura en catálogo, de modo que su comprobación se traslada a la ingeniería de detalle, donde se dispondrá del protocolo de ensayo del fabricante.

CAPÍTULO 4. DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES

El transformador de intensidad del lado de baja tensión, TI-BT, se dimensiona con relación 5000/5A, con la que la corriente nominal representa el 64,7% del valor del TC. Dispone de cinco núcleos: uno de medida y dos por cada cadena de protección. El equipo elegido para esta posición es el Artech CA-36, en relación 5000/5A con cinco núcleos y clase de aislamiento 36kV. El transformador de intensidad del neutro, TI-N, se sitúa en el neutro del transformador zig-zag TZ-1 y se dimensiona con relación 400/5A y un único núcleo de clase 5P10, destinado a la medida sensible de la corriente de retorno por tierra para la función 51NG; el equipo elegido es de nuevo el Artech CA-36 en la relación correspondiente.

Los transformadores de tensión TT-11 (220kV) y TT-BT (30kV) llevan en ambos casos dos devanados secundarios independientes, uno por cadena, con conexión en estrella, más un devanado en triángulo abierto que entrega la tensión residual $3U_0$ que necesitan las funciones direccionales y homopolares. Para el lado de 220kV se opta por el Hitachi Energy CPB 245 de tipo capacitivo (CVT), más económico y compacto que un inductivo a esa tensión. Esa elección tiene una contrapartida conocida, los transitorios subarmónicos del divisor capacitivo, que se neutraliza sin coste adicional activando los algoritmos de compensación de respuesta CVT que el 7UT85 y el RET670 ya integran; basta con configurar correctamente el tipo de TT en ambos IED.

4.1.3 IED y tipos de relé empleados

El IED de la cadena A es el Siemens SIPROTEC 5 7UT85, pensado específicamente para transformadores de dos devanados. Integra en un único equipo las funciones 87T con estabilización por segundo y quinto armónico, protección diferencial restringida de tierra 87N, sobreintensidad de fases y homopolar (50/51 y 50N/51N) en ambos lados del transformador, fallo de interruptor 50BF, funciones complementarias de tensión y frecuencia (27, 59, 81) y supervisión del circuito de disparo 74. Cuenta con soporte nativo de IEC 61850 con mensajes GOOSE y Sampled Values, y cumple los requisitos de ciberseguridad de la IEC 62443 con control de acceso basado en roles (RBAC), en línea con los criterios del CGP-SEE de la revisión de 2024 [30].

El IED de la cadena B es el Hitachi Energy Relion RET670. Incorpora una función diferencial 87T con discriminador de saturación de los transformadores de intensidad y un algoritmo de detección de faltas entre espiras basado en la componente de secuencia negativa. La preconfiguración A30 del RET670 está pensada para transformadores de dos devanados con un solo interruptor por lado, justo el caso del transformador de la SET Navallo. Incorpora soporte de IEC 61850 y compatibilidad con mensajes GOOSE inter-bahía hacia los IED de la posición de línea.

El interruptor de 220kV es el Siemens Energy 3AP1 FI/FG, con tensión asignada de 245kV, corriente nominal de 3 150A, capacidad de corte de 40kA y tiempo de apertura de 40ms (2 ciclos), con doble bobina de disparo conforme al CGP-SEE [30]. El interruptor del lado de baja

tensión de 30kV es un equipo de SF₆ en celda bajo envolvente metálica de 36kV, modelo Schneider GHA, con corriente nominal de 4 000A.

Para las protecciones mecánicas se emplean los productos MR Reinhausen MESSKO: el relé Buchholz MSAFE de doble flotador, el sistema de imagen térmica del devanado COMPACT WTI y el termómetro de aceite COMPACT OTI, todos con salida 4-20mA. y Modbus RTU para la integración con el SCADA, y cableados directamente al relé de bloqueo 86 con independencia del sistema digital de protección.

El relé de bloqueo 86 es el Hitachi Energy RXMS 1, de tipo lockout con rearme manual obligatorio, tiempo de operación de 5 a 8ms y hasta dieciséis contactos auxiliares con los que dispara ambos interruptores, bloquea el reenganche de la línea asociada y señala al SCADA. El uso de fabricantes distintos en la cadena A (Siemens) y la cadena B (Hitachi Energy) responde al criterio de diversidad de firmware que establece el CGP-SEE para mitigar el fallo de modo común [30]

4.2 Línea aérea 220kV Navallo-Valdeconejos

4.2.1 Esquema de protección, nivel de equipamiento 2SP/1C y arquitectura IED

La línea aérea de 220kV Navallo-Valdeconejos pertenece a la Red de Transporte, lo que la convierte en elemento crítico conforme a los criterios establecidos por el CGP-SEE [30]. Para una línea de este nivel la norma impone el equipamiento 2SP/1C: dos sistemas de protección principal independientes más un sistema de teleprotección, con una condición que conviene subrayar, que ambas cadenas conserven selectividad aun cuando el canal de comunicaciones falle, apoyándose en las zonas 1 y 2 de la protección de distancia. Esa exigencia de funcionamiento autónomo condiciona de forma determinante buena parte del diseño que sigue.

Como los datos definitivos de la línea aún no están fijados, los cálculos de impedancias, ángulos y material se estiman a partir de los valores habituales de una línea aérea de 220kV de la Red de Transporte.

La cadena A se implementa con el IED Siemens SIPROTEC 5 7SL87, que integra la diferencial de línea 87L como protección principal, la protección de distancia 21 como respaldo y las funciones de apoyo 50/51, 50N/51N, 50BF, 27, 59, 81, 25 y 79. La cadena B se implementa con el Hitachi Energy Relion REL670, en el que la protección de distancia 21 hace de protección principal, complementada por la función direccional de tierra 67N y por un conjunto equivalente de funciones de apoyo (50/51, 50N/51N, 50BF). Ambas cadenas cuentan así con un conjunto de protecciones de respaldo simétrico, conforme a la exigencia de redundancia del CGP-SEE [30]; la diferencia entre cadenas está en qué función actúa como principal y en la presencia de la 67N como complemento de la 21 en la cadena B.

¿Por qué llevar una diferencial de línea 87L como protección principal de la cadena A, cuando el CGP-SEE da por suficiente la 21 con teleprotección para el nivel 2SP/1C? La respuesta radica en lo que aporta el diferencial de línea: discrimina de forma absoluta el elemento en falta, despeja simultáneamente en ambos extremos en menos de 15ms, es inmune a las oscilaciones de potencia y trabaja con independencia del SIR. Este último aspecto importa especialmente en este contexto. Los resultados de cortocircuito de PSS®E arrojan un SIR en torno a 1,26, valor que clasifica el nudo como fuente normal según la IEEE C37.113 [35]. En esas condiciones la protección de distancia mediría con suficiente precisión por sí sola, pero la 87L añade un nivel de selectividad y rapidez que la 21 no alcanza, y lo hace sin depender de la fortaleza del nudo, que en una red en transición puede variar de forma notable según el escenario de generación.

El esquema incorpora además la teleprotección POTT sobre un canal de fibra óptica dedicado, el reenganche automático monopolar y tripolar (79) supervisado por la comprobación de sincronismo (25), la función de fallo de interruptor 50BF y la supervisión del circuito de disparo 74, en ambas cadenas.

4.2.2 Transformadores de medida (TI-11 y TT-11 compartidos, alcances de la 21)

La posición de línea comparte el interruptor 52-11 y, por tanto, los transformadores de medida TI-11 y TT-11 ya dimensionados en el apartado 4.1.2. De los cuatro núcleos del Artech CA-245, los núcleos 1 y 3 se asignan a los IED de la posición de línea (7SL87 y REL670 respectivamente) para las funciones 87L, 21, 67N y 50/51, mientras que los núcleos 2 y 4 quedan asignados a los IED del transformador para la función 87T, conforme a la exigencia de devanados secundarios independientes del CGP-SEE [30].

El hecho de que el interruptor sea compartido introduce una consecuencia de dimensionamiento que merece comentar: el TC está calibrado por las necesidades de la posición de transformador, no por las de la línea. Y resulta que esa herencia juega a favor. Para faltas en la línea, la corriente máxima de cortocircuito en el extremo de Navallo (6,79kA) es apenas el 42,5% de la corriente límite de precisión del núcleo 5P20 (16 000A), con un margen de saturación superior a 2 veces. Por eso aquí no hacen falta núcleos TPY, a diferencia del TI-13 de Valdeconejos, donde la situación es justo la contraria. Para las funciones que necesitan medida de tensión, en especial la 21 y la 67N, el TT-11 (Hitachi Energy CPB 245, descrito en 4.1.2) obliga a activar la compensación de respuesta CVT en el 7SL87 y el REL670, ya que los transitorios subarmónicos del divisor capacitivo pueden falsear la medida de impedancia justo en el instante inicial de la falta [35], que es precisamente cuando la protección debe decidir.

Los alcances de la protección de distancia 21 se definen sobre los parámetros estimados de la línea ($Z_1 \approx 16,3 \Omega \angle 79^\circ$): la zona 1 cubre el 85% de la línea con disparo instantáneo; la zona 2 cubre el 120% con un retardo de 500ms, actuando también como elemento permisivo del esquema POTT; y la zona 3, de apoyo remoto, se extiende hasta aproximadamente 50-60 Ω con un retardo de 1,0s. La compensación residual k_0 se ajusta a $|k_0| \approx 0,65$ con ángulo de -5° , valor

típico para líneas aéreas de 220kV con neutro rígidamente puesto a tierra. Estos parámetros quedan sujetos al diseño definitivo del proyecto de la línea de alta tensión.

4.2.3 IED y tipos de relé empleados

El IED de la cadena A, Siemens SIPROTEC 5 7SL87, implementa la diferencial de línea 87L con un umbral de arranque $I_{dmin} = 0,20 \times I_n$ y compensación dinámica de la corriente capacitiva de carga, estimada en 30A para los 40km de línea a 220kV, lo que permite mantener ese umbral sin desensibilización adicional. La comunicación con el extremo remoto se realiza mediante el módulo de fibra óptica integrado, conforme a la IEEE C37.94 a 64kbit/s, con una latencia inferior a 10ms en conexiones punto a punto. Si falla el canal, la 87L se inhibe automáticamente y la protección principal pasa a la 21 con teleprotección POTT, sin intervención manual. El mismo equipo aloja el reenganche automático 79, con pausa monopolar de 1,0s para la extinción del arco secundario y pausa tripolar de 3,0s para la estabilización del sistema, y la comprobación de sincronismo 25 que verifica $\Delta U < 10\%$, $\Delta \phi < 30^\circ$ y $\Delta f < 0,2\text{Hz}$ antes de habilitar el cierre tripolar. El reenganche queda bloqueado ante cualquier disparo del relé 86 del transformador T-1, debido a que comparten el interruptor 52-11.

El IED de la cadena B, el Hitachi Energy Relion REL670, aloja la función direccional de tierra 67N, que detecta faltas a tierra con resistencias elevadas, fuera del alcance de la zona cuadrilátera de la 21. Emplea la corriente residual 3I0 y la tensión residual 3U0 del devanado en triángulo abierto del TT-11, con ángulo característico de adelanto de 60° sobre 3U0, valor estándar para sistemas con neutro rígido a tierra como la red de 220kV española [35]. Dispone de una etapa direccional temporizada que actúa como apoyo de la zona 3 y de una etapa de sobre alcance que sirve de elemento permisivo adicional del POTT para faltas resistivas, ampliando la cobertura del esquema más allá del alcance de la zona 2.

4.3 SET Valdeconejos: Transformadores T-1 y T-2

4.3.1 Esquema, transformadores en paralelo y 3TTB compartido (CGP-SEE §3.1)

La ampliación de la SET Valdeconejos suma dos transformadores reductores en paralelo, T-1 y T-2, que conectan la barra de 220kV con los tres condensadores síncronos a través de sus devanados de 15kV. No son equipos idénticos, y esa diferencia condiciona su protección. T-1 es un tribobinado de 100MVA y relación 220/30/15kV, grupo Ynd11yn0, cuyo terciario de 30kV alimenta los servicios auxiliares de los condensadores y queda fuera de la zona de la diferencial 87T. T-2 es un tribobinado de 200/100/100MVA y relación 220/15/15kV, grupo Ynd11d11, cuyos dos devanados de 15kV alimentan de forma independiente a dos de los tres condensadores. Al tratarse de elementos conectados a la Red de Transporte y con fuentes de cortocircuito activas aguas abajo, el CGP-SEE exige el nivel 2SP para cada uno [30].

CAPÍTULO 4. DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES

Cada transformador dispone de su propio esquema de protección, sin nada en común con el del otro. La cadena A de ambos se construye sobre el Siemens SIPROTEC 5 7UT86, escogido precisamente por su capacidad nativa para transformadores tribobinados con tres entradas de medida, que es lo que exige T-2 en su configuración completa. La cadena B se implementa con el Hitachi Energy Relion RET670, en coherencia con la arquitectura ya adoptada en Navallo, lo que simplifica el aprovisionamiento y la formación del personal sin renunciar a la diversidad de fabricante entre cadenas. Como en el resto del diseño, no hay lógica compartida entre los IED y el diálogo con el relé 86 se realiza por GOOSE conforme a la IEC 61850 [45].

4.3.2 Transformadores de medida (TI-14/TI-13 y TI-15kV)

Los transformadores de intensidad del lado de alta tensión se dimensionan siguiendo el criterio de utilización de la IEC 61869-2 [32]. Para T-2, el TI-14 se dimensiona con relación 1000/5A, lo que sitúa la corriente nominal del primario (525A) en el 52,5% de la corriente nominal del TC. Para T-1, el TI-13 adopta la relación 500/5A, con la misma utilización relativa para su corriente nominal de 262A. El equipo elegido para ambas posiciones es el Artech CA-245 en las relaciones respectivas, con cuatro núcleos: el 1 para medida fiscal, los núcleos 2 y 3 para IED-A e IED-B, y el 4 de reserva.

Los núcleos 2 y 3 del TI-13, los que alimentan la diferencial de T-1, requieren una especificación distinta del resto, y vale la pena explicar por qué. La corriente pasante máxima a través de T-1 vista desde alta tensión es de 5 492A, un valor en términos absolutos comparable al de T-2 (5 025A). La diferencia está en la relación: la baja corriente nominal de primario de T-1 (262A para 100MVA a 220kV) hace que la corriente secundaria de cortocircuito que el TC debe soportar sea proporcionalmente mucho mayor. Al aplicar la verificación de no saturación transitoria de la IEEE C37.110 [33], con $X/R = 5,48$ en el nudo SYNC_3, la tensión de codo requerida se sale del rango que cubre un 5P20 estándar. La consecuencia de diseño es directa: los núcleos 2 y 3 del TI-13 se especifican de clase TPY conforme a la IEC 61869-2 [32], cuyo entrehierro en el núcleo magnético reduce la magnetización residual y garantiza una respuesta lineal durante el transitorio. Los núcleos 1 y 4 se mantienen en 5P20, donde no existe ese problema.

Los transformadores de intensidad del lado de baja tensión de 15kV se dimensionan con relación 4000/5A, que sitúa la corriente nominal de 3 849A en el 96% del valor del TC. El equipo elegido es el Artech CA-17,5 en relación 4000/5A, con tres núcleos: uno de medida y dos de protección de clase 5P20 para IED-A e IED-B. T-2 dispone de dos unidades, una por cada devanado de baja tensión, y ambas participan en la diferencial tribobinada. T-1, en cambio, dispone de una sola unidad en su devanado de 15kV.

El 3TTB es el Hitachi Energy CPB 245 de tipo capacitivo (CVT), con relación 220kV-110V y tres núcleos, conforme a la asignación descrita en el apartado 4.3.1. Los IED que utilizan el 3TTB para las funciones de frecuencia y tensión deben tener activados los algoritmos de compensación de respuesta CVT.

4.3.3 IED y tipos de relé empleados

El 7UT86 se configura de forma distinta para cada transformador, aprovechando que el mismo modelo cubre ambos casos. Para T-2 opera como diferencial tribobinado de tres entradas (AT + BT-A + BT-B), con compensación vectorial interna del grupo Ynd11d11 aplicada de forma independiente a cada par de devanados y filtrado de la componente homopolar del lado AT en estrella. Para T-1 la situación es más simple: al no haberse modelado los servicios auxiliares de 30kV, ese borne se supone en vacío y el relé trabaja como diferencial de dos devanados, con entradas en AT y en el lado de 15kV. El devanado de 30kV no dispone de transformadores de intensidad propios, así que no constituye una entrada de medida; aun así, las faltas internas en él se reflejan en los devanados instrumentados y el 87T las detecta, con la sensibilidad propia de una configuración sin medida directa en el terciario. La compensación vectorial se aplica para el grupo Ynd11. La función 24 se ajusta en cuatro escalones: alarma a 1,10pu con 10s, disparo de etapa 1 a 1,15pu con curva inversa, etapa 2 a 1,25pu con 2s y disparo instantáneo a 1,40pu con 0,1s. Estos ajustes no son una formalidad: los condensadores síncronos en modo sobreexcitado pueden elevar la tensión en las barras de 15kV, y una caída brusca de frecuencia con tensión sostenida puede llevar la relación V/f por encima de 1,10pu durante varios segundos [47], justo el escenario que la función de sobreexcitación está para vigilar.

Los tres interruptores del lado de 15kV son de tecnología de vacío, modelo Schneider HD4 o ABB VAH (17,5kV, 40kA), en cumplimiento de la normativa europea de reducción de gases fluorados que desincentiva el uso de SF₆ por debajo de 52kV. Las protecciones mecánicas de ambos transformadores son productos MR Reinhausen MESSKO (MSAFE, COMPACT WTI y COMPACT OTI), cableados directamente al relé de bloqueo 86 con independencia del sistema digital. El relé de bloqueo 86 de cada transformador es el Hitachi Energy RXMS 1, de tipo lockout con rearme manual obligatorio.

Capítulo 5. EVALUACIÓN DE LOS CONDENSADORES SÍNCRONOS (SYNCONS)

5.1 Contexto: necesidades de la red con alta penetración renovable

5.1.1 Pérdida de inercia cinética y el problema de la frecuencia

La estabilidad de frecuencia de un sistema eléctrico se apoya, de manera natural, en la energía cinética almacenada en las masas rotativas de los generadores síncronos. Las grandes turbinas de las centrales térmicas, nucleares e hidráulicas giran sincronizadas con la frecuencia de red, de forma que sus rotores actúan como un depósito de energía mecánica acoplado eléctricamente al sistema. Así, cuando se produce un desequilibrio instantáneo entre generación y demanda, esa energía cinética se libera o se absorbe de inmediato (antes incluso de que actúe ningún sistema de control) y amortigua la variación de la frecuencia.

Este fenómeno se cuantifica mediante la constante de inercia H , que se define como el cociente entre la energía cinética almacenada a velocidad nominal y la potencia aparente de la máquina, y se expresa en segundos. A escala de sistema, la inercia total marca la rapidez con la que varía la frecuencia justo después de una perturbación, lo que se conoce como RoCoF (Rate of Change of Frequency). Quien gobierna esta relación es la ecuación de oscilación, según la cual el RoCoF es inversamente proporcional a la inercia del sistema: cuanta menos inercia hay, más rápida y brusca resulta la caída de frecuencia ante una misma pérdida de generación.

El problema aparece porque la generación renovable no síncrona (la fotovoltaica y la eólica conectadas mediante convertidores electrónicos) no aporta inercia de forma intrínseca. Los inversores desacoplan eléctricamente cualquier masa rotativa de la frecuencia de red, por lo que, a medida que su penetración crece, desplazan del despacho a los generadores síncronos y reducen la inercia total disponible. El resultado es un sistema en el que, ante la misma pérdida de generación, la frecuencia cae mucho más deprisa y deja menos margen de tiempo a los sistemas automáticos de deslastre y de control para recuperar el equilibrio antes de llegar a los umbrales que provocan desconexiones en cascada.

5.1.2 Gestión de reactiva y tensión en redes débiles

Además de la inercia, la integración masiva de renovables afecta a otra característica clave de la red: su «fortaleza» en el punto de conexión. Esta se suele medir mediante la relación de cortocircuito (SCR, Short-Circuit Ratio), es decir, el cociente entre la potencia de cortocircuito disponible en un nudo y la potencia nominal de la instalación que se conecta a él. Un nudo con una SCR alta es un nudo fuerte y mantiene la tensión estable aunque varíen los flujos de potencia; cuando la SCR es baja, hablamos de una red débil, en la que pequeñas variaciones de activa o reactiva provocan oscilaciones de tensión apreciables.

CAPÍTULO 5. EVALUACIÓN DE LOS CONDENSADORES SÍNCRONOS (SYNCONs)

Lo habitual es que las plantas fotovoltaicas y eólicas se instalen precisamente en zonas alejadas de los grandes centros de generación convencional donde hay recurso solar o eólico pero la red es más débil. Al conectarse mediante convertidores, apenas aportan corriente de cortocircuito, típicamente limitada a 1-1,2 veces su corriente nominal para no dañar la electrónica. El efecto es doble: por un lado, la potencia de cortocircuito del nudo disminuye al desplazar a los generadores síncronos; por otro, la propia instalación renovable necesita una red fuerte para operar de forma estable. Se entra así en una especie de círculo vicioso en el que, cuanta más renovable se conecta, más débil se vuelve el punto de conexión.

La gestión de la potencia reactiva es lo que permite mantener la tensión dentro de los márgenes admisibles en cada nudo: la tensión sube cuando sobra reactiva en la zona y baja cuando falta, de modo que controlar el perfil de tensión a lo largo de la red exige inyectar o absorber reactiva en los puntos adecuados. En condiciones normales este control se reparte entre los generadores síncronos, las baterías de condensadores y reactancias, y los propios parques renovables, que por normativa deben poder regular reactiva dentro de un rango. El problema es que buena parte de estos recursos, sobre todo las baterías de condensadores aportan reactiva de forma escalonada y estática, mientras que las situaciones más exigentes, como los huecos de tensión durante una falta o los cambios bruscos de carga y generación, piden una respuesta rápida y continua.

En una red débil con alta penetración renovable, por tanto, no basta con disponer de reactiva suficiente en valor medio: hace falta soporte dinámico de tensión, capaz de reaccionar en milisegundos ante una perturbación y de sostener la tensión del nudo mientras dura la falta. Esta necesidad unida a la pérdida de inercia descrita en el apartado anterior es la que justifica recurrir a equipos específicos de apoyo a la red como los condensadores síncronos, cuyas prestaciones se analizan en el apartado 5.2.

5.1.3 Regulación española aplicable a los SYNCONs

A día de hoy, el condensador síncrono no constituye una categoría regulatoria propia dentro del marco español: no es un generador, puesto que no entrega potencia activa a la red, ni un consumidor en sentido estricto. Su encaje normativo se produce más bien a través de los servicios que presta al sistema, regulados fundamentalmente por los Procedimientos de Operación (P.O.) que publica Red Eléctrica de España como operador del sistema.

El servicio más directamente relacionado es el control de tensión de la red de transporte, regulado por el P.O. 7.4. Este procedimiento define el control de tensión como un servicio complementario del sistema y fija las obligaciones y los márgenes de aporte de reactiva exigibles a los sujetos conectados a la red de transporte. Un condensador síncrono, por su capacidad de generar y absorber reactiva de forma continua, encaja con naturalidad como recurso de este servicio.

A escala europea, el marco lo fijan los códigos de red derivados del Reglamento (UE) 2017/1485 (SO GL) y del Reglamento (UE) 2016/631 (RfG), que regulan las exigencias

técnicas de conexión y de operación del sistema, entre ellas las capacidades de regulación de tensión y de soporte ante huecos. Aunque estos códigos están pensados sobre todo para generadores, marcan la tendencia hacia una red que exige cada vez más servicios de estabilidad; reactiva dinámica, soporte de tensión e inercia con independencia de quién los preste.

El punto que todavía queda abierto es la inercia. A diferencia de la reactiva, la inercia no se remunera hoy como un servicio independiente en el sistema peninsular, sino que se obtiene de forma implícita de los generadores síncronos acoplados a la red. El apagón de la Península Ibérica de abril de 2025 puso de manifiesto la necesidad de garantizar unos mínimos de inercia y de potencia de cortocircuito, y ha acelerado el debate sobre la creación de mecanismos específicos, ya sean servicios remunerados o requisitos de operación que aseguren estos parámetros en escenarios de alta penetración renovable. En este contexto, los condensadores síncronos se perfilan como una de las tecnologías llamadas a cubrir esa necesidad, a la espera de que el marco regulatorio termine de definir cómo se contratan y retribuyen estos servicios.

5.2 Qué aporta un SYNCON

5.2.1 Inercia cinética real vs inercia sintética de los inversores

Un compensador síncrono es esencialmente una máquina síncrona que funciona en vacío, sin par mecánico en su eje, y que se conecta a la red únicamente a través de sus terminales eléctricos. Al girar sincronizada con la frecuencia del sistema, su rotor almacena energía cinética real exactamente igual que el de un generador convencional y la intercambia de forma instantánea con la red en cuanto la frecuencia varía. Se trata de una inercia física, inherente a la propia masa que gira, que actúa sin necesidad de medir nada, ni de controlar ni de decidir: es simplemente la respuesta que imponen las leyes de la mecánica.

Frente a ella, la denominada inercia sintética que pueden ofrecer los inversores grid-forming o los sistemas de respuesta rápida de frecuencia es, en esencia, una emulación. El convertidor mide cómo varía la frecuencia y, a través de su lazo de control, inyecta una potencia proporcional al RoCoF para imitar el comportamiento de una masa rotativa. Y aquí está la diferencia de fondo: la inercia sintética depende de lo rápido que sea el lazo de control, de que haya una fuente de energía disponible en el lado de continua y de que la electrónica funcione correctamente, mientras que la inercia real del SYNCON se encuentra presente de forma inmediata y continua mientras la máquina siga girando. En los primeros instantes tras una perturbación severa, justo cuando el RoCoF es máximo, la respuesta física del condensador síncrono no arrastra el retardo que inevitablemente introduce cualquier lazo de medida y control.

5.2.2 Potencia reactiva dinámica y soporte de tensión en faltas

CAPÍTULO 5. EVALUACIÓN DE LOS CONDENSADORES SÍNCRONOS (SYNCONs)

El segundo servicio que presta el condensador síncrono es el control dinámico de la potencia reactiva. Gracias a su sistema de excitación, la máquina puede generar o absorber reactiva de forma continua y regulada: cuando está sobreexcitada entrega reactiva a la red y sube la tensión, y cuando está subexcitada la absorbe y la baja. A diferencia de una batería de condensadores estática, la cual solo aporta cantidades fijas de reactiva por escalones, el SYNCON ajusta su aportación de manera continua y, sobre todo, reacciona de forma dinámica cuando aparece una perturbación.

Este comportamiento resulta especialmente útil ante los huecos de tensión que provocan las faltas. Cuando la tensión de la red cae, el sistema de excitación del condensador síncrono reacciona aumentando la corriente de excitación, con lo que sube el aporte de reactiva y tiende a sostener la tensión del nudo mientras dura el hueco. Esta capacidad de soporte dinámico de tensión ayuda a mantener estable el nudo y mejora las condiciones de funcionamiento de la generación renovable cercana, que es muy sensible a la calidad de la tensión en su punto de conexión.

5.3 Análisis del punto de conexión (Valdeconejos)

Con el objetivo de conocer cuál es la aportación real de los compensadores síncronos al sistema de estudio, se ha llevado a cabo una simulación de cortocircuito siguiendo la misma metodología que en los apartados anteriores. Tanto los resultados como la metodología de cálculo se recogen al completo en el anexo A. Además, se han realizado varias simulaciones de flujo de cargas en distintas condiciones: a plena carga, a carga parcial y con alguna planta de generación apagada. Para esta comparación se ha empleado la herramienta de cálculo de cortocircuitos de PSS®E, desconectando previamente los compensadores síncronos, y en la Tabla 5 se recoge la comparación entre ambos casos de cortocircuito trifásico.

Tabla 5. Comparación de la potencia de cortocircuito en los nudos con y sin condensadores síncronos

| Nudo | Un (kV) | Sec con SYNCONs (pu) | Sec sin SYNCONs (pu) | I''k con SYNCONs (kA) | I''k sin SYNCONs (kA) | Δ Sec (%) |
|--------------|---------|----------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|------------------|
| NAVALLO_30 | 30 | 13,18 | 12,28 | 25,37 | 23,64 | 6,8 |
| NAVALLO_220 | 220 | 25,88 | 21,92 | 6,79 | 5,75 | 15,3 |
| VALDECO_220 | 220 | 33,23 | 26,68 | 8,72 | 7,00 | 19,7 |
| BAR_220_SYNC | 220 | 31,98 | 23,83 | 8,39 | 6,25 | 25,5 |

CAPÍTULO 5. EVALUACIÓN DE LOS CONDENSADORES SÍNCRONOS (SYNCONs)

| Nudo | Un (kV) | Sec con SYNCONs (pu) | Sec sin SYNCONs (pu) | I''k con SYNCONs (kA) | I''k sin SYNCONs (kA) | Δ Sec (%) |
|--------------|---------|----------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|------------------|
| SIS_AUX_SYNC | 30 | 14,93 | 13,51 | 28,74 | 26,00 | 9,5 |
| RED_220 | 220 | 33,88 | 28,88 | 8,89 | 7,58 | 14,8 |

Como era de esperar, en la simulación con los tres compensadores síncronos en servicio las corrientes de cortocircuito son mayores, ya que estos equipos, entre otras funciones, aportan una corriente de falta nada despreciable. Ahora bien, aunque tener más potencia de cortocircuito en los nudos sea beneficioso desde el punto de vista de las protecciones, hay que mirar también el lado económico del proyecto y preguntarse si esa mejora de calidad que aportan los compensadores es suficiente para justificar la inversión técnica y económica que suponen, frente a otra tecnología o incluso frente a la opción de no dar ningún apoyo adicional a la red.

El nudo que más nota la diferencia es el de las barras de 220kV donde se conectan los transformadores tribobinados T-1 y T-2. Aquí la potencia de cortocircuito Sec pasa de 31,98 p.u. a 23,83 p.u., lo que supone una caída del 25,5%. Aun así, dicho valor continua siendo más que suficiente para que cualquier relé funcione correctamente, de modo que el nudo continúa considerándose fuerte desde este punto de vista.

Por otro lado, también se ha analizado la contribución de los compensadores a la estabilidad en régimen permanente, mediante un flujo de cargas simulado en PSS®E con el método de Newton-Raphson. Los resultados completos de estas simulaciones están en el anexo A. Se han planteado varios escenarios de carga (plena carga, carga parcial y desconexión de la planta Navallo I de 110MW) y en todos ellos el sistema converge sin problemas.

En las simulaciones con los compensadores en servicio, su aportación de potencia reactiva es prácticamente nula: es la conexión de 220kV con la red la que suministra casi toda la reactiva que necesita el sistema simulado. Esto deja claro que, en régimen permanente, el sistema modelado no necesita los compensadores síncronos para funcionar.

Conviene tener presente que estas simulaciones se han hecho con sistemas equivalentes al real, condicionados por las limitaciones de la versión XPLORE 36 de PSS®E, que restringe algunas funciones como el uso de cinco o más generadores renovables. Además, algunos valores (como las impedancias de las líneas o sus potencias máximas) se han aproximado a partir de valores típicos de otras líneas y equipos similares empleados por REE.

En definitiva, los resultados de las simulaciones de cortocircuito y de flujo de cargas, con y sin compensadores síncronos, muestran que el sistema es capaz de funcionar en todos los casos

estudiados, sin que la reducción de la potencia de cortocircuito comprometa la integridad del esquema de protecciones diseñado.

5.4 Tecnologías alternativas

Antes de decidir si los compensadores síncronos son la mejor opción para este punto de la red, conviene repasar qué otras tecnologías podrían prestar servicios parecidos. La primera alternativa son los compensadores estáticos de reactiva (SVC), basados en electrónica de potencia con tiristores. Regulan la tensión de forma continua y rápida inyectando o absorbiendo reactiva, pero su aportación depende del cuadrado de la tensión, de modo que justo cuando más se necesita (durante un hueco profundo) su capacidad de soporte se reduce. Además, al no tener ninguna masa girando, no aportan inercia ni corriente de cortocircuito.

El STATCOM, construido a partir de convertidores de fuente de tensión (VSC), mejora al SVC porque mantiene su corriente reactiva casi constante, aunque caiga la tensión, y responde en pocos milisegundos. Sin embargo, comparte la misma limitación de fondo: es un equipo basado en electrónica que no almacena energía cinética y, por tanto, no proporciona inercia real ni una contribución significativa a la potencia de cortocircuito del nudo.

Los sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) con control de respuesta rápida de frecuencia (FFR) sí pueden inyectar potencia activa para frenar las variaciones de frecuencia, emulando una inercia sintética. No obstante, esa respuesta es una emulación que depende de los lazos de control y de la electrónica del inversor, con el retardo asociado, y tanto su coste como su vida útil están condicionados por los ciclos de carga y descarga.

Por último, las baterías de condensadores estáticos resultan la opción más económica, pero solo aportan reactiva en escalones fijos, sin ninguna capacidad de regulación dinámica ni de soporte ante perturbaciones. En conjunto, ninguna de estas alternativas reúne a la vez inercia real, soporte dinámico de tensión y contribución al cortocircuito como sí hace el compensador síncrono.

5.5 Conclusión: ¿son necesarios los SYNCONs en este punto?

A la vista de los resultados obtenidos, la respuesta a la cuestión a la necesidad de los compensadores síncronos en este punto concreto de la red admite matices. Desde el punto de vista del régimen permanente, las simulaciones de flujo de cargas han demostrado que el sistema converge sin problemas en todos los escenarios estudiados (plena carga, carga parcial y desconexión de la planta Navallo I) y que la reactiva la suministra prácticamente en su totalidad la conexión de 220kV con la red. En otras palabras, para funcionar en condiciones normales el sistema no necesita los compensadores.

Tampoco desde la óptica de las protecciones resultan imprescindibles. Aunque los SYNCONs elevan la potencia de cortocircuito en todos los nudos (hasta un 25,5% en las barras de 220kV

CAPÍTULO 5. EVALUACIÓN DE LOS CONDENSADORES SÍNCRONOS (SYNCONS)

de los transformadores tribobinados), el nudo sigue siendo lo bastante fuerte sin ellos como para que los relés operen correctamente y se mantengan los tiempos de despeje previstos.

Ahora bien, el valor real de los compensadores no está en el régimen permanente, sino en su aportación de inercia física y de soporte dinámico de tensión durante las perturbaciones. En una red con creciente penetración renovable y baja inercia, esa contribución mejora la estabilidad de frecuencia y sostiene la tensión en los primeros instantes tras una falta, justo cuando la generación basada en inversores es más vulnerable. Ese es el servicio que ninguna de las alternativas analizadas ofrece de forma tan completa.

En definitiva, en este punto concreto y para las condiciones simuladas los compensadores síncronos no son estrictamente necesarios para la operación del sistema, pero sí constituyen una inversión razonable si se valora el refuerzo de inercia y la calidad de tensión que aportan de cara a la integración masiva de renovables.

Capítulo 6. COORDINACIÓN Y SELECTIVIDAD

Consideraciones previas. La línea 220kV Navallo-Valdeconejos se ha tratado siguiendo los criterios de circuitos de red mallada del documento de Criterios de Ajuste y Coordinación de Protecciones de REE (apartado 3.1), ya que recibe aportación de cortocircuito por sus dos extremos (la generación fotovoltaica de Navallo y los condensadores síncronos de Valdeconejos) y dispone de funciones de distancia y diferencial de línea propias de la red de transporte. Los transformadores T-1 de Navallo y T-1/T-2 de Valdeconejos, en cambio, se han tratado con los criterios de protecciones de transformador en red mallada (apartado 3.5).

6.1 Metodología de coordinación

Una vez dimensionado cada dispositivo de forma individual en el Capítulo 4, el siguiente paso es coordinarlos entre sí. La coordinación busca que el conjunto de protecciones actúe de forma selectiva ante cualquier falta, despejándola lo antes posible con el dispositivo más cercano y dejando que las protecciones de apoyo y respaldo intervengan solo cuando el sistema principal no actúa como debería. Para ello se han seguido los criterios de ajuste y coordinación de protecciones de la red peninsular de transporte [48] que establece Red Eléctrica de España como operador del sistema, recogidos en el CGP-SEE en su revisión de mayo de 2024 [30] y en los documentos de criterios de ajuste asociados [47]. Estos criterios fijan los principios de selectividad, el intervalo de coordinación entre escalones y los tiempos máximos de eliminación de falta admisibles según la posición del elemento en la red.

El documento de REE [48] distingue dos grandes grupos de sistemas de protección. Por un lado, los sistemas unitarios o de funcionamiento cerrado, que solo son sensibles a las faltas situadas entre sus transformadores de intensidad; al ser totalmente independientes del resto, no necesitan ningún análisis de coordinación, como ocurre con las protecciones diferenciales 87T y 87L o con las protecciones mecánicas de los transformadores. Por otro lado, los sistemas de funcionamiento abierto detectan faltas tanto en el propio elemento como más allá de él, de modo que dependen unos de otros y sí deben coordinarse para mantener la selectividad: son las funciones de distancia (21), sobreintensidad (50/51, 50N/51N), direccional (67, 67N) y fallo de interruptor (50BF, denominada 50S-62 en el documento de REE). Este capítulo se centra, por tanto, en coordinar las funciones de carácter abierto, ya que las diferenciales se consideran selectivas por diseño.

El intervalo de coordinación entre dispositivos sucesivos que adopta REE para la red de transporte es de 200ms [47]. Partiendo de ese valor, los tiempos de actuación de los distintos escalones se escalonan por defecto en 0; 0,2; 0,4; 0,6; 0,8 y 1,0 segundos. Este margen deja espacio para el tiempo de apertura del interruptor, el de reposición de los relés y los errores de medida de los transformadores de intensidad y tensión.

Los tiempos máximos de eliminación de falta dependen del modo de despeje: deben ser menores o iguales a 300ms ante fallo de interruptor o despeje en segunda zona desde extremos alejados en subestaciones de barra simple, para no perder selectividad; y menores o iguales a 500ms cuando falla algún elemento del sistema de protección principal o en sistemas con despeje secuencial [30]. Además, el documento de REE fija seis objetivos generales que cualquier ajuste debe cumplir, sea cual sea el elemento protegido: toda falta debe despejarse; debe hacerlo en un tiempo igual o inferior al tiempo crítico; el despeje debe ser selectivo; el sistema no debe actuar en las condiciones de carga y tensión del procedimiento de operación P.O. 1.1; tampoco debe hacerlo de forma intempestiva ante el hueco de tensión del P.O. 12.3; ni ante oscilaciones estables del sistema. A ellos se suman los siguientes objetivos específicos:

- **Circuitos:** en líneas aéreas de transporte debe detectarse la falta monofásica resistiva de hasta 150 Ω ; y el sistema no debe actuar ante una sobrecarga del 115% de la capacidad nominal de la línea, en subtensión del 85% de U_n , con ángulo de carga entre $\pm 45^\circ$.
- **Transformadores:** el sistema no debe actuar ante una sobrecarga del 120% de la capacidad nominal y una subtensión del 85% de U_n . No debe actuar con la corriente transitoria de magnetización; y las funciones de sobreintensidad no deben arrancar por debajo del 140% de la intensidad asignada del transformador.

El tiempo crítico ($t_{\text{crít}}$) es el tiempo máximo que un cortocircuito puede permanecer activo sin provocar una perturbación crítica en el sistema y, por tanto, marca el límite absoluto de cualquier tiempo de actuación. Calcularlo nudo a nudo exigiría estudios dinámicos que quedan fuera del alcance de este trabajo, así que la verificación de tiempos del apartado 6.4 se realiza frente a los límites generales del operador del sistema y comprobando que cada función de respaldo supere a la principal en, al menos, el margen de coordinación de 200ms.

El factor de infeed (k) recoge el error que cometen las funciones de distancia al medir la impedancia debido a las aportaciones de corriente que entran entre la posición del relé y el punto de falta. Sus valores máximos (k_{max}) y mínimo (k_{min}) se calculan según el procedimiento del Anexo 1 del documento de REE, aplicando una falta trifásica al 65% del circuito más corto de la subestación remota. Para las faltas a tierra, la función de distancia recurre al factor de compensación homopolar K_0 , definido como:

$$K_0 = (Z_0 - Z_1) / (3 \cdot Z_1)$$

donde Z_0 y Z_1 son las impedancias homopolar y directa del circuito protegido. El documento de REE obliga a ajustar el mismo valor de K_0 , tanto en módulo como en argumento, para las zonas 1 y 2 de la función 21 [47].

6.2 Coordinación en la cadena AT 220kV

6.2.1 51AT de los trafos frente a 21 Z3 de la línea

En la cadena de alta tensión hay que coordinar la función de distancia de la línea Navallo-Valdeconejos (criterios de circuito de red mallada) con las funciones de sobreintensidad de los transformadores conectados a las barras de 220kV (criterios de transformador en red mallada), y verificar además el fallo de interruptor como elemento de respaldo.

a) Función de distancia 21 de la línea, zona 1 (principal)

Debe cubrir la mayor parte posible del circuito sin llegar a sobrealcanzar la subestación remota. Los límites de ajuste son:

$$65\% \cdot ZL \leq Z1 \leq 85\% \cdot ZL$$

$$Z1 < ZC ; |\varphi C| \leq 45^\circ ; t_{act,Z1} < t_{crit}$$

donde ZL es la impedancia de la línea protegida y ZC la impedancia de carga. El alcance del 85% deja el margen de seguridad habitual frente a los errores de medida y de modelado de la línea, de modo que se evita sobrealcanzar la subestación remota.

b) Función de distancia 21 de la línea, zona 2 (principal y apoyo celda)

Debe sobrealcanzar todos los extremos remotos del circuito, pero sin invadir la zona 1 de los circuitos adyacentes ni otros niveles de tensión, teniendo en cuenta el efecto infeed. El criterio de ajuste de REE es:

$$115\% \cdot \max[ZLT1 + ZLT1-i \cdot k_{max,i}] \leq Z2 \leq 85\% \cdot [ZLT1 + ZLT1-i \cdot k_{min,i} + k_{min} \cdot \min(Z1Lr, Z1trf)]$$

$$Z2 < ZC ; |\varphi C| \leq 45^\circ$$

En cuanto al tiempo, la zona 2 se coordina con la protección de acoplamiento (en doble barra) o con el fallo de interruptor (en interruptor y medio, anillo o doble barra con doble interruptor) de los circuitos adyacentes:

$$\{ \max[t_{act,Z1ACPr}, (t_{act,Z1r}, t_{act,67TDr}, t_{act,51TDr}) + t_{act,50S-62}] \} + \Delta t \leq t_{act,Z2} < t_{crit}$$

c) Función de distancia 21 de la línea, zona 3 (apoyo remoto)

En cada extremo remoto debe sobrealcanzar el circuito adyacente más largo, sin rebasar el límite de la zona 2 del circuito adyacente más corto ni invadir otros niveles de tensión. Los límites de REE son:

$$115\% \cdot [ZLT1 + ZLT1-i \cdot k_{max,i} + k_{max} \cdot \max(ZLr)] \leq Z3 \leq 85\% \cdot [ZLT1 + ZLT1-i \cdot k_{min,i} + k_{min} \cdot \min(Z2Lr, Z2trf)]$$

$$Z3 < ZC ; |\varphi C| \leq 45^\circ$$

En tiempo, la zona 3 se coordina con los sistemas de respaldo de los circuitos adyacentes, que suelen ser la zona 2 o la sobreintensidad más un margen de coordinación:

$$\{ \max[t_{act,Z2,ACPr}, (t_{act,Z2Lr}, t_{act,67r}, t_{act,51r}) + t_{act,50S-62}] \} + \Delta t \leq t_{act,Z3} < t_{crit}$$

Nota: si la zona 3 llegara a invadir otro nivel de tensión a través de los transformadores, se reduciría su alcance para cumplir el criterio 2 y se añadiría una zona 4 coordinada con la zona 3, con tiempos de actuación típicos de entre 1,2 y 1,4s.

d) Sobreintensidad temporizada 51 del transformador (apoyo subestación y remoto)

La función 51 del transformador actúa como apoyo de subestación y apoyo remoto. REE fija su arranque de forma que, a la vez, permita la sobrecarga del transformador y proteja su característica térmica admisible. El límite inferior de arranque es:

$$140\% \cdot I_{n,TRF} \leq I_{aj,51}$$

En tiempo, hay que coordinarla con la segunda zona del acoplamiento (en doble barra) o con el fallo de interruptor tras el disparo de segunda zona de las líneas, y también con las funciones 51 de los demás devanados del transformador. Con la curva elegida se comprueba que el transformador queda protegido frente a faltas pasantes según su característica térmica; cuando no se dispone del dato del fabricante, REE recomienda asumir la característica adiabática $I^2 \cdot t = K$ conforme a las normas CEI o ANSI/IEEE:

$$\max\{ \max[t_{act,51,dev2s}, t_{act,Z2L,dev1} + t_{50S-62}, t_{act,Z2ACP}], 500ms | I=5 \cdot I_{asg,dev} \} + \Delta t \leq t_{act,51}, \forall(I)$$

6.2.2 Verificación del 50BF como límite inferior de tiempos

La función de fallo de interruptor se activa cuando dispara cualquier función de protección del elemento, incluso las unitarias no coordinables como la diferencial. Sus criterios de ajuste para circuitos son:

- Criterio 1: la intensidad de arranque ha de ser inferior a las intensidades de todas las funciones de protección que la activan.
- Criterio 2: el valor de arranque debe permitir operar indefinidamente con la máxima carga del circuito, considerando la intensidad nominal del TC.
- Criterio de tiempo 1: su temporizado coordinará con la protección diferencial de barras y con las protecciones instantáneas del propio circuito.
- Criterio de tiempo 2: el tiempo de actuación será inferior al tiempo crítico para falta en barras o en salida de línea, salvo que el tiempo crítico sea inferior al margen de coordinación, en cuyo caso primará la selectividad.

En el caso del transformador, REE precisa además que el arranque del 50BF se fije al valor mínimo que mantenga precisión en la medida secundaria del TC, normalmente el 10% de I_n :

$$10\% \cdot I_n \cdot TT/I \leq I_{aj,50S-62} \leq 85\% \cdot \{I_{aj,51}, I_a, Z1trf, I_a, Z2trf\}$$

$$\max[t_{act,87B}, t_{act,50/87trf}] + \Delta t \leq t_{act,50S-62} < t_{crít}$$

El tiempo total de despeje por fallo de interruptor (suma del tiempo de reset del detector, la temporización ajustada y el tiempo de apertura del interruptor de respaldo) marca el límite inferior de los tiempos de respaldo y tiene que quedar por debajo del tiempo crítico. La Tabla

6 muestra cómo se estructura su verificación con el interruptor Siemens 3AP1, cuyo tiempo de apertura es de 40ms (2 ciclos a 50Hz) según la ficha del fabricante.

Tabla 6. Componentes del tiempo de actuación del fallo de interruptor (50BF)

| Componente del tiempo | Valor | Fuente |
|---|-----------------|-------------------------------------|
| Tiempo de reset del detector 50BF | 130ms | Manual SIPROTEC 5 |
| Temporización ajustada 50BF | 100ms | Definido en proyecto |
| Apertura interruptor de respaldo (opening time) | 40ms (2 ciclos) | Ficha Siemens 3AP1 (2 ciclos, 50Hz) |
| TOTAL despeje por fallo de interruptor | ≤ 300ms | Límite CGP-SEE |

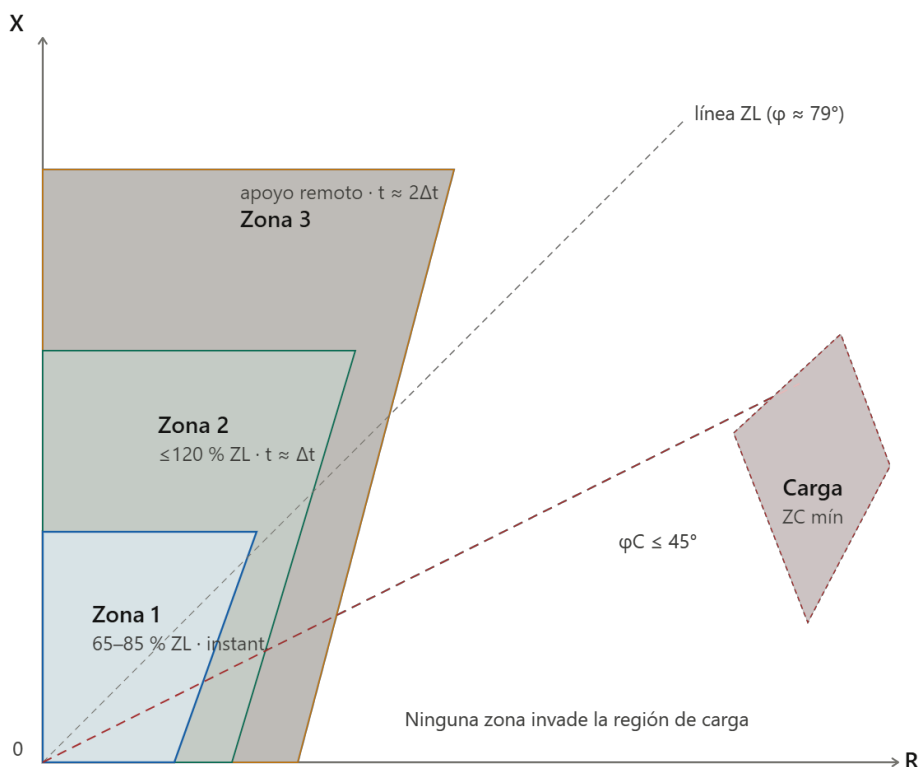
6.2.3 Representación en el plano R-X: zonas 21 y punto de carga

La verificación gráfica se hace sobre el plano R-X, donde se representan las zonas 1, 2 y 3 de la característica cuadrilátera junto con la impedancia de carga máxima. El documento de REE define esta impedancia de carga máxima del circuito como:

$$|ZC| = 0,85 \cdot Un / (\sqrt{3} \cdot 1,15 \cdot In) \quad (\text{circuitos})$$

$$|ZC| = 0,85 \cdot Un / (\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot In) \quad (\text{transformadores y acoplamientos})$$

La idea es que ninguna zona invada el lugar geométrico de la carga y que se mantenga la condición $|\varphi_C| \leq 45^\circ$ en todas ellas. En características poligonales, el alcance resistivo de las zonas 1 y 2 debe ser menor o igual que el alcance reactivo multiplicado por un factor K que tiene en cuenta los errores de los transformadores de medida y del relé; para la zona 3, se toma el menor entre ese valor y el que impone la mínima impedancia de carga hasta un factor de potencia de 0,71 (ángulo de 45°). Por último, y según el objetivo específico de circuitos, la detección de faltas resistivas debe llegar hasta 150Ω de resistencia de falta monofásica.



6.3 Coordinación en la cadena BT 30 y 15kV

En la cadena de baja tensión se coordinan las funciones de sobreintensidad de los devanados de baja de los transformadores (30kV en Navallo y 15kV en Valdeconejos) con las protecciones de las salidas conectadas a esas barras. Se aplican los criterios de sobreintensidad de transformador del documento de REE, distinguiendo entre la función instantánea (50), la temporizada a tiempo definido (51TD) y la temporizada a tiempo dependiente (51).

6.3.1 51 BT de los trafos frente a protecciones de salidas de barras

a) Sobreintensidad temporizada a tiempo definido 51TD (apoyo celda y subestación)

Hace de respaldo parcial de la 87T a tiempo no nulo y de apoyo de subestación frente a las faltas en las barras del devanado considerado. Los criterios de arranque de REE son:

- Criterio 1: el arranque será menor que la mínima intensidad de cortocircuito polifásico (bifásico puro) en las barras donde conecte el devanado considerado.

- Criterio 2: el arranque será superior a la máxima intensidad de cortocircuito polifásico (trifásico puro) ante faltas en las barras de los otros devanados del transformador.
- Criterio 3: el arranque permitirá una sobrecarga de al menos 1,4 veces la intensidad asignada del devanado.
- Criterio 4: no actuará ante intensidades transitorias magnetizantes (típicamente 0,5s para 5 veces la asignada del devanado).

$$\max\{1,4 \cdot I_n, TRF ; 1,3 \cdot \max\{I_{cc,m\acute{a}x,bar,dev2s}\}\} \leq I_{aj,51TD} \leq 0,85 \cdot \{I_{cc,m\acute{i}n,bar,dev1}\}$$

b) Sobreintensidad instantánea 50 (principal y apoyo celda)

La función instantánea da respaldo parcial a la 87T. Su ajuste debe conseguir dos cosas a la vez: que actúe ante faltas en el lado del transformador respecto al TC y que no lo haga ante faltas en el lado de barras de los devanados opuestos ni ante la corriente de magnetización. Los criterios de REE son:

$$\max\{130\% \cdot I_{cc,m\acute{a}x,bar,devs} ; 8 \cdot I_{asig,dev}\} \leq I_{aj,50} \leq 85\% \cdot \{I_{cc,m\acute{i}n,bar,dev1}\}$$

Nota: el factor de 8 veces la intensidad asignada cubre la máxima corriente transitoria de magnetización que se espera en el devanado, en coherencia con el escalón de inrush considerado al dimensionar el 87T en el Capítulo 4.

c) Sobreintensidad a tiempo dependiente 51 (apoyo subestación y remoto)

La función 51 a tiempo inverso da apoyo de subestación y apoyo remoto. Su arranque permite la sobrecarga del transformador y su curva debe coordinarse con las funciones 51 de los demás devanados, además de proteger la característica térmica del transformador:

$$140\% \cdot I_n, TRF \leq I_{aj,51}$$

En tiempo, se coordina con la segunda zona del acoplamiento o con el fallo de interruptor de las líneas, y con las funciones 51 de los otros devanados, comprobando además que se protege la característica térmica adiabática $I^2 \cdot t = K$ del transformador:

$$\max\{\max[t_{act,51,dev2s}, t_{act,Z2L,dev1} + t_{50S-62}, t_{act,Z2ACP}], 500ms | I=5 \cdot I_{asg,dev}\} + \Delta t \leq t_{act,51}, \forall(I)$$

Para las funciones de sobreintensidad del conjunto transformador-salidas, REE recomienda usar el mismo tipo de curva a tiempo inverso, de manera que el escalonamiento de tiempos se mantenga constante en todo el rango de corrientes de falta. Esta recomendación condiciona la elección del tipo de curva (normal, muy o extremadamente inversa, conforme a la IEC 60255-151 [49]) que se aplicará en los IED de ambos extremos de la cadena.

6.3.2 Verificación de selectividad de la 50 instantánea

Verificar la selectividad de la función instantánea consiste en comprobar que su arranque queda por encima de la máxima corriente de falta pasante que se refleja en el punto de medida, de forma que no opere ante faltas externas a su zona. Para ello se usan las corrientes de cortocircuito calculadas según la IEC 60909 en el Capítulo 3. La falta trifásica en las barras de baja tensión, referida al lado de alta, fija la corriente pasante máxima que el escalón instantáneo no debe ver. La condición de no actuar ante faltas en el lado de barras de los devanados opuestos

(criterio 1 del 50 de REE) se traduce en que el arranque supere el 130% de la máxima corriente de cortocircuito en esas barras, valor que se contrasta con los resultados de cortocircuito tabulados en el apartado 3.3.

6.4 Verificación de los tiempos totales de despeje

La verificación final comprueba que, para cada falta representativa en cada nudo del sistema, el tiempo total de despeje permanece dentro de los límites normativos. El documento de REE y el CGP-SEE establecen como condición general que toda función de respaldo supere a la principal del elemento situado aguas abajo en, al menos, el margen de coordinación de 200ms, y que ningún tiempo de actuación supere el tiempo crítico del nudo.

6.4.1 Cadena de coordinación por tipo de falta

La estructura de coordinación temporal sigue, para cada función de respaldo, la forma general de inecuación del documento de REE, en la que el tiempo de actuación de la función considerada debe superar el máximo de los tiempos de las funciones que protegen el elemento aguas abajo más el margen de coordinación, y a la vez mantenerse por debajo del tiempo crítico. Para las faltas entre fases, la cadena es 87/21Z1 (principal) → 21Z2/POTT → 21Z3/51 trafo → 50BF. Para las faltas a tierra, la cadena es 87/21Z1G → 21Z2G/67N → 21Z3G/51N → 50BF.

Tabla 7. Cadena de coordinación por escalones y tipo de falta

| Escalón | Función / elemento | Condición de tiempo (REE) |
|--------------------------|------------------------|--|
| 1 (principal) | 87L / 87T / 21 Z1 | Mínimo tiempo de la cadena; $t < t_{\text{crít}}$ |
| 2 (principal/apoyo) | 21 Z2 + POTT | $t_{\text{act},Z2} \geq t_{\text{escalón}1} + \Delta t$ (200ms) |
| 3 (apoyo remoto) | 21 Z3 / 51 / 67N trafo | $t_{\text{act},Z3} \geq t_{\text{act},Z2r} + \Delta t$; $t < t_{\text{crít}}$ |
| 4 (respaldo interruptor) | 50BF (50S-62) | $\leq 300\text{ms}$ (fallo interruptor, CGP-SEE) |

Conforme al CGP-SEE, los tiempos máximos de eliminación de falta en la red de transporte se establecen según el modo de despeje: menor o igual a 300ms ante fallo de interruptor, o ante despeje en segunda zona desde los extremos alejados en subestaciones de barra simple garantizando la selectividad; y menor o igual a 500ms ante el fallo de algún elemento del sistema de protección principal o ante sistemas con despeje secuencial o en segunda zona.

Tabla 8. Tiempos máximos de despeje según el modo de fallo (CGP-SEE)

| Modo de despeje | Tiempo máximo |
|--|---------------------|
| Protección principal (87L, 87T, 21 Z1) en el elemento en falta | Mínimo alcanzable |
| Fallo de interruptor, o 2ª zona desde extremos alejados en barra simple con selectividad garantizada | $\leq 300\text{ms}$ |
| Fallo de un elemento del sistema de protección principal, o despeje secuencial / en 2ª zona | $\leq 500\text{ms}$ |

Aplicando esta estructura al sistema de estudio se comprueba, falta a falta, que los tiempos totales de despeje quedan dentro de los límites. Ante una falta entre fases en la línea Navallo-Valdeconejos, la protección principal (diferencial de línea 87L y zona 1 de distancia) actúa de forma prácticamente instantánea: el elemento diferencial resuelve en torno a 20-25ms (1-1,5 ciclos) y, sumando los 40ms de apertura del interruptor Siemens 3AP1, el despeje completo se sitúa alrededor de 65ms, muy por debajo del mínimo exigible. El esquema POTT permite, además, que la zona 2 dispare de forma acelerada para las faltas situadas dentro de la línea, sin necesidad de esperar a su temporización de 500ms.

Si fallara la protección principal, la cadena de respaldo entra de forma escalonada con el margen de coordinación de 200ms: la zona 2 temporizada a 500ms actúa como apoyo de celda, la zona 3 de la línea y la 51 del transformador, ajustadas en torno a 1,0s, aportan el apoyo remoto, y el fallo de interruptor cierra la cadena. Conviene subrayar que los límites de 300 y 500ms del CGP-SEE se refieren al despeje de la falta por las protecciones del propio elemento en falta (protección principal y, en su caso, fallo de interruptor); el apoyo remoto de zona 3 y de la 51, por su propia naturaleza, opera a tiempos mayores y queda acotado por el tiempo crítico del nudo y por el margen de coordinación, no por aquellos límites.

Para las faltas a tierra la lógica es idéntica, cambiando las funciones implicadas: la zona 1 de tierra (21 Z1G) y la diferencial actúan como protección principal, la zona 2 de tierra junto con la direccional de neutro 67N forman el primer escalón de apoyo, y la zona 3 de tierra con la 51N del transformador dan el apoyo remoto. La detección de faltas resistivas hasta 150 Ω , verificada en el plano R-X del apartado 6.2.3, garantiza que incluso las faltas monofásicas de alta resistencia quedan dentro del alcance de la cadena.

El fallo de interruptor marca el límite inferior de los tiempos de respaldo. Con el detector 50BF (tiempo de reposición de 130ms según el manual SIPROTEC 5), la temporización ajustada en proyecto y los 40ms de apertura del interruptor de respaldo, el tiempo total por fallo de interruptor se mantiene dentro del margen de $\leq 300\text{ms}$ que fija el CGP-SEE para este modo de despeje, de modo que el respaldo libera la falta antes de alcanzar el tiempo crítico del nudo.

En conjunto, la verificación confirma que, para todas las faltas representativas, el sistema despeja por la protección principal en tiempos del orden de 65ms (muy por debajo de los límites normativos) y que la cadena de respaldo mantiene en todos sus escalones el margen de coordinación de 200ms, sin que ningún tiempo de actuación supere el tiempo crítico de los nudos correspondientes. El esquema de protecciones diseñado cumple, por tanto, los requisitos de tiempos máximos de eliminación de falta establecidos por REE en el CGP-SEE.

6.4.2 Filosofía global de despeje de faltas

La Tabla 9 ofrece una visión de conjunto de la estrategia de despeje. Para cada elemento protegido recoge la protección principal, su apoyo local y su respaldo remoto, junto con los tiempos de actuación que se han estimado a partir de los datos manejados en este trabajo. Los tiempos de la protección principal y del fallo de interruptor proceden de las fichas y los manuales de los equipos seleccionados, así como de los cálculos del apartado 6.4; los del apoyo remoto se corresponden con los valores de ajuste indicados en el apartado 4.2.1 para las zonas de la función 21.

Tabla 9. Filosofía global de despeje por elemento protegido

| Elemento | Protección principal | t principal | Respaldo local / remoto | t respaldo | Respaldo interruptor |
|--|---------------------------|---------------------------------------|---|----------------------------|----------------------|
| Línea 220 kV Navallo- Valdeconejos | 87L + 21 Z1 (POTT) | ≈ 65 ms (despeje completo) | 21 Z2 (local) / 21 Z3 (remoto) | 500 ms / ≈ 1,0 s | 50BF ≤ 300 ms |
| Transformador T-1 SET Navallo | 87T (estab. 2.º/5.º arm.) | Instantánea (selectiva por diseño) | 50/51, 50N/51N, 51NG (local) / 21 Z3 línea (remoto) | 51 ≈ 1,0 s | 50BF ≤ 300 ms |
| Transformadores T-1/T-2 SET Valdeconejos | 87T (estab. 2.º/5.º arm.) | Instantánea (selectiva por diseño) | 50/51TD/51 por devanado (local) | Escalonado por curva 51 | 50BF ≤ 300 ms |

Los tiempos de la protección principal de la línea (despeje completo en torno a 65 ms) y del fallo de interruptor (≤ 300 ms) proceden directamente de los cálculos y de las fichas de equipo del apartado 6.4, mientras que los de las zonas 2 y 3 de la función 21 (500 ms y aproximadamente 1,0 s) corresponden a los ajustes recogidos en el apartado 4.2.1. Conviene recordar, además, que el despeje de la protección principal de los transformadores es prácticamente instantáneo: al tratarse la 87T de una función diferencial selectiva por diseño, no necesita coordinación temporal con el resto de la red.

La lectura de conjunto de la tabla pone de manifiesto cómo la estrategia garantiza a la vez selectividad y continuidad de servicio. La selectividad queda asegurada porque, en condiciones normales, cada falta la despeja la protección principal del elemento afectado (la diferencial o la zona 1 de distancia) en tiempos muy inferiores a los límites normativos, sin que ninguna otra protección llegue a operar. La continuidad de servicio, por su parte, se preserva gracias al

escalonamiento de los respaldos: solo si la protección principal no actúa entra en juego el apoyo local y, como último recurso, el apoyo remoto del extremo opuesto. De este modo, la zona que se desconecta se mantiene tan reducida como sea posible y solo crece a medida que se van agotando los niveles de protección. El fallo de interruptor 50BF cierra la cadena en todos los elementos: aunque un interruptor se niegue a abrir, la falta acaba aislándose mediante los interruptores adyacentes, siempre dentro del límite de 300 ms. Esta gradación, rápida y local en el caso normal y progresivamente más lenta y amplia a medida que fallan eslabones, es la materialización práctica del principio de selectividad escalonada sobre el que se asienta todo el diseño.

6.5 Análisis de robustez ante fallos de los sistemas de protección

La verificación de los apartados anteriores confirma cómo se comporta el sistema cuando todos sus componentes funcionan correctamente. Ahora bien, un diseño verdaderamente robusto debe valorarse también por su respuesta cuando falla alguno de sus propios elementos. En este apartado se analiza, de forma conceptual y partiendo de la arquitectura definida en el Capítulo 4, qué sucede en una serie de escenarios de fallo realistas, sin recurrir a simulaciones adicionales que quedan fuera del alcance de este trabajo. La idea es mostrar que la combinación de redundancia 2SP, diversidad de fabricantes y escalonamiento de respaldos dota al sistema de una degradación ordenada: ante cualquier fallo aislado, el conjunto conserva una vía de despeje válida, aunque sea con prestaciones reducidas.

a) Pérdida del canal de teleprotección.

El canal de fibra óptica dedicado da soporte tanto al intercambio de fasores del diferencial de línea 87L como a la lógica permisiva del esquema POTT. Si se pierde, ambos mecanismos quedan inhabilitados, pero la línea no se queda sin protección: el 87L se inhibe automáticamente, según su propia lógica de supervisión, y la protección principal pasa a ser la distancia 21, que opera de forma autónoma en cada extremo. Esta degradación ordenada es justamente la condición que el CGP-SEE impone al nivel 2SP/1C, ya que ambas cadenas deben poder actuar de forma selectiva incluso sin canal de comunicaciones, apoyándose en las zonas 1 y 2 de la protección de distancia. El cambio en la filosofía de despeje se concreta en lo siguiente: las faltas situadas en la parte central de la línea, que con POTT se despejaban de forma acelerada en ambos extremos, pasan a despejarse con el retardo de la zona 2 (ajustada a 500 ms) en el extremo que no las ve en zona 1. El impacto sobre los tiempos es, por tanto, un aumento del tiempo de despeje de las faltas centrales, que pasa del orden de decenas de milisegundos a los 500 ms de la zona 2. Este valor sigue quedando dentro del límite de 500 ms que el CGP-SEE admite para el despeje en segunda zona. La línea conserva la cobertura del 100 %: lo que se pierde es la instantaneidad en el tramo central, no la selectividad ni la capacidad de despeje.

b) Fallo de una de las cadenas 2SP.

El nivel de equipamiento 2SP exige dos sistemas de protección principal completamente independientes, denominados cadena A y cadena B, cada uno con su propia batería de corriente continua, sus devanados secundarios del transformador de intensidad y sus bobinas de disparo separadas. Si una de las dos cadenas falla, ya sea por avería del IED, por pérdida de su alimentación auxiliar o por indisponibilidad de su devanado de TC, la segunda cadena mantiene íntegra la protección del elemento. En la línea, por ejemplo, si cae la cadena A (SIPROTEC 5 7SL87, con el 87L como principal), la cadena B (Relion REL670) conserva la protección de distancia 21 como principal, complementada por la direccional de tierra 67N. A la inversa, el fallo de la cadena B no afecta al diferencial de línea de la cadena A. La clave de este comportamiento está en la diversidad de fabricantes: al construir cada cadena con una familia de IED distinta, se reduce drásticamente el riesgo de fallo de modo común. Es decir, la posibilidad de que un único evento (un defecto de firmware compartido, una vulnerabilidad de ciberseguridad común o un mismo error de configuración) inutilice las dos cadenas a la vez. La independencia física de las alimentaciones y de los devanados del TC completa esta mitigación, de manera que la probabilidad de quedarse sin protección por un solo fallo se reduce al producto de dos probabilidades ya de por sí bajas e independientes.

c) Fallo de interruptor.

Aunque la orden de disparo se emita correctamente, el interruptor puede negarse a abrir por un fallo mecánico o por agotamiento de su energía de maniobra. Para este escenario, todos los elementos disponen de la función de fallo de interruptor 50BF (denominada 50S-62 en la nomenclatura de REE). Esta función arranca cuando cualquier protección del elemento ordena el disparo, incluidas las funciones unitarias no coordinables como las diferenciales; si transcurrido el tiempo ajustado la corriente de falta no ha cesado, traslada la orden a los interruptores adyacentes para aislar la zona afectada. La verificación del apartado 6.2.2 muestra que el tiempo total por fallo de interruptor se mantiene dentro del límite de 300 ms que el CGP-SEE fija para este modo de despeje. Dicho tiempo es la suma del tiempo de reposición del detector (130 ms según el manual SIPROTEC 5), la temporización ajustada en proyecto (100 ms) y el tiempo de apertura del interruptor de respaldo (40 ms del Siemens 3AP1). El precio de aislar la falta es, en este caso, una desconexión más amplia: al actuar sobre los interruptores adyacentes, queda fuera de servicio una porción mayor de la instalación. Se trata del compromiso inevitable entre la garantía de despeje y la continuidad de servicio cuando falla el órgano de corte.

d) Saturación de los transformadores de corriente.

La saturación del núcleo de un transformador de intensidad puede deberse a una corriente de cortocircuito que supera su límite magnético o a una componente continua transitoria apreciable. En cualquiera de los dos casos, distorsiona la señal secundaria y afecta de forma especialmente grave a las protecciones diferenciales, que comparan de forma continua dos corrientes: una saturación asimétrica entre los TC de ambos lados puede generar una corriente diferencial aparente capaz de provocar un disparo indebido o, al contrario, de enmascarar una

falta interna. Para acotar este riesgo, el diseño adopta varias medidas. En la posición de línea, la verificación del apartado 4.2.2 muestra que la corriente máxima de cortocircuito en el extremo de Navallo (6,79 kA) representa apenas el 42,5 % de la corriente límite de precisión del núcleo 5P20 (16 000 A); con un margen de saturación superior a dos veces, queda descartada la saturación en régimen permanente. Frente a la saturación transitoria, el TI-13 de la SET Valdeconejos emplea núcleos de clase TPY, concebidos específicamente para conservar la fidelidad de la medida en presencia de la componente continua de la falta. A esto se suma la estabilización propia de los algoritmos diferenciales, pues la función 87T del Relion RET670 incorpora un discriminador de saturación de los transformadores de intensidad. Por último, la asignación de devanados secundarios independientes a cada cadena evita que la saturación de un único núcleo compartido afecte a la vez a las dos cadenas de protección.

e) Pérdida de tensión en los transformadores de tensión.

Las funciones que dependen de la medida de tensión, en particular la protección de distancia 21 y la direccional de tierra 67N, quedan comprometidas cuando se pierde la señal de los transformadores de tensión, ya sea por la fusión de un fusible, por la apertura de un magnetotérmico de la regleta o por una avería del propio TT. Si la distancia siguiera operando con una tensión nula o errónea, podría interpretar una impedancia aparente muy baja y disparar de forma intempestiva. Para evitarlo, los IED incorporan la supervisión de fallo de fusible (la función de detección de pérdida de tensión), que ante la ausencia de tensión sin la correspondiente variación de corriente bloquea o conmuta las funciones que dependen de la tensión, de modo que impide el disparo indebido de la 21 y la 67N. El comportamiento esperado del sistema es, por tanto, una conmutación hacia las funciones que no necesitan medida de tensión. La línea conserva el diferencial 87L, que opera solo con corrientes y no se ve afectado por la pérdida del TT, mientras que en los transformadores las funciones de sobreintensidad 50/51 y 50N/51N, igualmente independientes de la tensión, mantienen la capacidad de despeje. Conviene añadir que la presencia de un transformador de tensión capacitivo en la posición de línea obliga a activar la compensación de respuesta CVT en los IED, ya descrita en el apartado 4.2.2, para evitar que los transitorios subarmónicos del divisor capacitivo se confundan con una pérdida de tensión real. Una vez más, la arquitectura garantiza que ninguna falta quede sin protección: lo que se pierde es la función de distancia, no la cobertura del elemento.

El análisis de estos cinco escenarios pone de manifiesto un patrón común: ante cada fallo aislado, el sistema no pierde la capacidad de despejar la falta, sino que conmuta de forma ordenada hacia una vía alternativa, aunque en algunos casos ello suponga un aumento del tiempo de actuación o una ampliación de la zona desconectada. Esa propiedad, que ningún fallo aislado deje al elemento sin protección, es la traducción práctica del principio de redundancia que vertebra todo el diseño y constituye la medida última de su robustez.

6.6 La coordinación diseñada en el contexto actual del sistema eléctrico

La filosofía de coordinación desarrollada en este capítulo no puede entenderse al margen de la transformación que atraviesa el sistema eléctrico español. La progresiva sustitución de la generación síncrona convencional por generación basada en electrónica de potencia (fotovoltaica y eólica conectadas mediante inversores) modifica los parámetros dinámicos que tradicionalmente sostenían el comportamiento de las protecciones. Como se expuso en el Capítulo 1, esta evolución conlleva una reducción de la inercia del sistema y una disminución de la potencia de cortocircuito en numerosos nudos de la red. Este fenómeno, conocido como red débil, dificulta la detección de faltas al reducir la magnitud de las corrientes que las protecciones deben discriminar.

Varias de las decisiones de diseño adoptadas en este trabajo responden, directa o indirectamente, a este contexto. La elección del diferencial de línea 87L como protección principal resulta especialmente pertinente en una red con potencia de cortocircuito variable. Al basarse en la comparación de corrientes entre extremos y no en la magnitud absoluta de la corriente de falta, el 87L conserva su selectividad y su sensibilidad con independencia de cuán débil sea el nudo. Esto supone una ventaja importante cuando la aportación de cortocircuito fluctúa con la conexión de los compensadores síncronos o con el nivel de generación renovable en cada instante. Del mismo modo, la presencia de los tres compensadores síncronos de la SET Valdeconejos, cuya justificación se desarrolla en el Capítulo 5, aporta inercia física e incrementa la potencia de cortocircuito en las barras de 220 kV. Ello refuerza el margen de operación de las funciones de sobreintensidad y de distancia, y contribuye a que los umbrales de disparo se alcancen con claridad.

El escalonamiento conservador de los respaldos y el respeto estricto del margen de coordinación adquieren igualmente una dimensión adicional en este escenario. En un sistema con baja inercia, la tasa de variación de frecuencia ante una perturbación es mayor, y los huecos de tensión asociados a las faltas se propagan con mayor amplitud. Esto aumenta el riesgo de actuaciones intempestivas y de disparos en cascada si los ajustes de las distintas instalaciones no están debidamente armonizados. La coordinación diseñada incorpora explícitamente los objetivos del operador del sistema orientados a evitar este riesgo. La exigencia de no actuar ante el hueco de tensión del procedimiento de operación P.O. 12.3, ni ante oscilaciones estables del sistema, busca precisamente que las protecciones distingan una falta real de una perturbación transitoria que la red es capaz de soportar, evitando desconexiones innecesarias que, encadenadas, podrían agravar un incidente.

El apagón de la Península Ibérica del 28 de abril de 2025, analizado en el Capítulo 1, ilustra la relevancia de estas consideraciones. Sin atribuir el incidente a una causa única (su esclarecimiento corresponde a los análisis oficiales y excede el alcance de este trabajo), sí cabe señalar que puso de manifiesto la tensión estructural entre el ritmo de penetración de la generación basada en inversores y unos esquemas de protección concebidos históricamente para una red dominada por generación síncrona. En este sentido, el diseño aquí presentado se alinea de forma prudente con las líneas de actuación que se derivan de aquel episodio: la armonización de los ajustes de protección para evitar disparos en cascada, el aprovechamiento de tecnologías

que devuelven inercia y potencia de cortocircuito a la red (como los compensadores síncronos) y la adopción de funciones cuyo comportamiento es robusto frente a la debilidad del nudo, como el diferencial de línea. No se afirma que el esquema diseñado habría evitado un incidente de aquella naturaleza, afirmación que carecería de fundamento. Sí se sostiene, en cambio, que su filosofía es coherente con la dirección en que debe evolucionar la protección de la Red de Transporte para acompañar, sin comprometer la fiabilidad, la transición hacia un sistema mayoritariamente renovable.

Capítulo 7. ESTUDIO ECONÓMICO

7.1 Metodología y alcance del presupuesto

El presente capítulo tiene por objeto la valoración económica del sistema de protecciones diseñado a lo largo de este trabajo. El enfoque adoptado consiste en tomar los equipos seleccionados y justificados en el Capítulo 4, respetando sus modelos, sus cantidades y sus relaciones de transformación, y trasladar ese diseño a un presupuesto valorado. De este modo el presupuesto no inventa nada nuevo, sino que es la consecuencia económica directa de las decisiones técnicas tomadas antes, y cualquier partida puede rastrearse hasta el apartado del que procede. La unidad de medida es la posición de protección, igual que en el Capítulo 4: la SET Navallo, la línea de 220kV que une Navallo con Valdeconejos, que comparte interruptor y transformadores de medida con la posición de transformador de Navallo a través del interruptor 52-11, y la ampliación de la SET Valdeconejos con sus dos transformadores tribobinados.

Conviene precisar la naturaleza de los precios utilizados. Son precios de referencia de mercado para equipos de gama equivalente a la especificada, expresados de forma aproximada y sin IVA. Estos han sido puestos a disposición por el director de este TFG. No son ofertas en firme de los fabricantes, sino órdenes de magnitud representativos de lo que cuesta adquirir estos equipos hoy. El precio definitivo de cada uno se fijaría en la fase de licitación, cuando los suministradores presentasen sus ofertas. Por coherencia con el criterio de rigor que se ha seguido en toda la memoria, los equipos para los que no se dispone de un precio de referencia contrastado se marcan expresamente como pendientes de cotizar y no reciben ningún valor inventado. La consecuencia es que el total que se obtiene debe leerse como un suelo verificado de la inversión, no como una cifra cerrada.

El alcance del presupuesto cubre tres bloques. El primero, y el más importante, es el suministro de los propios equipos de protección: los relés (IED) de las dos cadenas, los transformadores de medida de intensidad y de tensión, los interruptores automáticos y los elementos auxiliares de bloqueo y de protección mecánica. El segundo bloque reúne la ingeniería de detalle, el montaje y la puesta en marcha, que en instalaciones de este tipo suelen estimarse como un porcentaje del coste de los equipos y que aquí se tratan con ese mismo criterio, dejándolo explicado de forma explícita. El tercero recoge la obra civil y el cableado, que no son objeto de diseño de este trabajo y que se incorporan solo como una estimación porcentual para que la cifra final refleje el coste de la instalación completa y no únicamente el del material. Quedan fuera la explotación y el mantenimiento a lo largo de la vida útil, así como la generación fotovoltaica, cuya valoración pertenece a sus respectivos proyectos.

Los condensadores síncronos merecen un tratamiento aparte. En el Capítulo 5 se concluyó que, si bien refuerzan la potencia de cortocircuito y la estabilidad del nudo, no son estrictamente imprescindibles para que las protecciones funcionen correctamente. Por esa razón su coste no se suma al presupuesto del sistema de protecciones, sino que se presenta más adelante como

una partida diferenciada y opcional, claramente separada del total, para que el lector pueda valorar las dos cifras por separado.

Queda una salvedad sobre los interruptores del lado de 15kV de la SET Valdeconejos. El Capítulo 4 especifica para esas tres posiciones interruptores de tecnología de vacío, modelos Schneider HD4 o ABB VAH, en cumplimiento de la normativa europea de reducción de gases fluorados, que desaconseja el SF6 por debajo de 52kV. A falta de un precio de referencia específico para esos modelos, y solo a efectos de valoración económica, se ha adoptado para esas tres posiciones el precio del interruptor de media tensión Schneider GHA, por tratarse de aparataje bajo envolvente metálica de gama y nivel de tensión comparables. Esta asignación afecta únicamente al presupuesto y no cambia la especificación técnica del Capítulo 4, que mantiene la tecnología de vacío por el motivo normativo indicado.

7.2 Presupuesto desglosado por posición

La Tabla 10 desglosa el coste de suministro de los equipos de protección, agrupados por modelo comercial. Para cada uno se indica el número de unidades que se deduce del diseño del Capítulo 4, el precio unitario de referencia y el subtotal correspondiente. El número de unidades sale directamente de la arquitectura definida para cada posición, con sus dos cadenas de protección independientes (la A con Siemens SIPROTEC 5 y la B con Hitachi Energy Relion 670) por cada elemento, los transformadores de medida de cada nivel de tensión y los interruptores de cada posición.

Tabla 10. Coste de suministro de los equipos de protección

| Equipo (modelo) | Función | Uds | Precio ud. (€) | Subtotal (€) |
|---|------------------|-----|----------------|--------------|
| Siemens SIPROTEC 5 (7UT85 / 7UT86 / 7SL87) | IED cadena A | 4 | 50.000 | 200.000 |
| Hitachi Energy Relion 670 (RET670 / REL670) | IED cadena B | 4 | 250.000 | 1.000.000 |
| Arteche CA-245 (TC 240kV; 800/5, 500/5, 1000/5) | TC 220kV | 3 | 700.000 | 2.100.000 |
| Arteche CA-36 (TC 36kV; 5000/5 y 400/5) | TC 30kV / neutro | 2 | 250.000 | 500.000 |
| Arteche CA-17,5 (TC 17,5kV; 4000/5) | TC 15kV | 3 | 75.000 | 225.000 |
| Hitachi Energy CPB 245 (TT capacitivo 245kV) | TT 220kV | 2 | 750.000 | 1.500.000 |
| Siemens Energy 3AP1 FI/FG (interruptor 245kV) | Interr. 220kV | 1 | 2.000.000 | 2.000.000 |

CAPÍTULO 7. ESTUDIO ECONÓMICO

| | | | | |
|---|----------------|--------|----------------------|----------------------|
| Schneider GHA (interruptor MT; 30 y 15kV) <i>(15kV: valor de referencia; véase 7.1)</i> | Interr. MT | 4 | 50.000 | 200.000 |
| Equipos auxiliares (relé 86 RXMS 1, TT-BT 30kV, interruptores de vacío 15kV, protecciones mecánicas MESSKO, TZ-1) | Aux. / bloqueo | varios | <i>pdte. cotizar</i> | <i>pdte. cotizar</i> |
| Subtotal de suministro de equipos cotizados | | | | 7.725.000 |

El subtotal de los equipos cotizados asciende a 7.725.000€, y su estructura refleja con claridad cómo se distribuye la inversión en una instalación de este nivel. Tres partidas concentran la mayor proporción: los tres transformadores de intensidad CA-245 (2.100.000€), los dos transformadores de tensión capacitivos CPB 245 (1.500.000€) y el interruptor automático de 245kV (2.000.000€). Entre las tres suman 5.600.000€, alrededor del 72% del suministro. Este es un patrón característico de las instalaciones de transporte: el coste lo determinan los equipos de potencia y de medida de alta tensión, mientras que los relés, que constituyen el núcleo funcional del sistema, representan una fracción considerablemente inferior a la que su relevancia técnica podría sugerir. Los IED de las dos cadenas suman 1.200.000€, en torno al 16% del total.

Si se mira el reparto por posición, y teniendo en cuenta que la posición de línea de Navallo comparte con la de transformador el interruptor 52-11 y los transformadores de medida de alta tensión, el suministro cotizado se reparte en unos 4.600.000€ imputables a la SET Navallo, donde se concentra el único interruptor de 245kV del alcance, y unos 3.125.000€ a la ampliación de la SET Valdeconejos, que aporta dos transformadores de intensidad de alta tensión, los transformadores de intensidad de 15kV de los condensadores síncronos y un transformador de tensión capacitivo. A esta cifra habría que sumarle todavía los equipos auxiliares pendientes de cotizar, de modo que funciona como un suelo verificado y no como el coste total de suministro.

Sobre el suministro de equipos se aplican después la ingeniería, el montaje y la obra civil, estimados como porcentajes según la metodología del apartado 7.1. La Tabla 11 recoge el presupuesto de ejecución material que resulta de partir del subtotal de equipos cotizados y añadir un 15% de ingeniería y puesta en marcha, un 10% de montaje y un 8% de obra civil y cableado. Estos porcentajes son valores de referencia habituales en subestaciones de este nivel de tensión y se presentan abiertamente como estimaciones, no como mediciones.

Tabla 11. Presupuesto de ejecución material estimado (sistema de protecciones)

| Concepto | Criterio | Importe (€) |
|---------------------------------|----------|-------------|
| Suministro de equipos cotizados | Tabla 10 | 7.725.000 |

CAPÍTULO 7. ESTUDIO ECONÓMICO

| | | |
|---|------------|-------------------|
| Ingeniería de detalle y puesta en marcha | 15% (est.) | 1.158.750 |
| Montaje | 10% (est.) | 772.500 |
| Obra civil y cableado (estimación sintética) | 8% (est.) | 618.000 |
| Presupuesto de ejecución material estimado (sin equipos pendientes de cotizar) | | 10.274.250 |

El presupuesto de ejecución material del sistema de protecciones se sitúa así en 10.274.250€, sin incluir los equipos auxiliares pendientes de cotizar ni el IVA, y debe entenderse como un orden de magnitud sujeto a lo que digan las ofertas en la licitación. La estimación presenta una fiabilidad razonable por cuanto casi tres cuartas partes del total corresponden a equipos con precio unitario concreto y cantidad trazable, de modo que la incertidumbre queda concentrada en las partidas porcentuales, que son precisamente las de menor cuantía.

Por último, y de forma separada del presupuesto anterior, conviene dar una idea del coste de los tres condensadores síncronos de la SET Valdeconejos, que el Capítulo 5 evaluó como un refuerzo de estabilidad y potencia de cortocircuito, pero no como un elemento imprescindible para las protecciones. Cada máquina tiene una potencia nominal de 20MVar. No se dispone de un precio de catálogo verificado para estos equipos, así que la estimación se apoya en bandas de coste publicadas en estudios de mercado del sector, que sitúan el coste de capital de un condensador síncrono entre 30.000 y 60.000 dólares por MVar[55]. Aplicando esa banda a una máquina de 20MVar, y asimilando de forma conservadora el dólar al euro, el suministro de cada unidad se movería entre 600.000 y 1.200.000€, y el de las tres entre 1.800.000 y 3.600.000€. La Tabla 12 recoge esta estimación, que se ofrece únicamente como referencia y no se acumula al presupuesto del sistema de protecciones.

Tabla 12. Estimación de coste de los condensadores síncronos (partida opcional, no incluida en el total de protecciones)

| Equipo | Potencia | Uds | Coste estimado (€) |
|--|----------|-----|----------------------------------|
| Condensador síncrono (SYNCON 1, 2 y 3) <i>30.000–60.000€/MVar (referencia de mercado)</i> | 20MVar | 3 | 600.000 – 1.200.000 (ud) |
| Rango estimado del conjunto de los tres condensadores síncronos | | | 1.800.000 – 3.600.000 |

7.3 Análisis de alternativas de coste

El diseño de los capítulos anteriores incluye varias decisiones con impacto económico significativo, y resulta pertinente analizarlas desde una perspectiva de eficiencia económica. El objetivo no es identificar una alternativa de menor coste, sino verificar que cada incremento de coste responde a un beneficio técnico o normativo concreto. Una decisión que encarece la instalación pero garantiza fiabilidad o cumple una obligación reglamentaria queda justificada; si incrementara el coste sin aportar valor adicional, no lo estaría.

La primera decisión con peso económico es la redundancia 2SP con diversidad de fabricantes. Tener dos cadenas de protección independientes, una con SIPROTEC 5 de Siemens y otra con Relion 670 de Hitachi Energy, duplica el coste de los relés frente a una hipotética cadena única. Ahora bien, esa duplicidad no es opcional: el CGP-SEE la exige para los elementos de la Red de Transporte, así que no es un capricho de diseño sino un requisito. Lo que sí es una decisión propia es usar dos fabricantes distintos en lugar de duplicar el mismo. Esto encarece un poco el aprovisionamiento y obliga a formar al personal en dos familias de equipos, pero a cambio protege frente a un fallo de modo común, por ejemplo, ante un error de firmware o una vulnerabilidad de ciberseguridad que afectara a la vez a las dos cadenas si fueran idénticas. Tras los incidentes de 2025 ese argumento ganó peso, y el propio operador del sistema lo valora de forma explícita. El moderado sobrecoste derivado de la diversidad de fabricantes mitiga, por tanto, el riesgo de perder simultáneamente ambas cadenas de protección como consecuencia de un único evento.

La segunda decisión es incorporar el diferencial de línea 87L como protección principal de la cadena A, cuando el nivel 2SP/1C podría cubrirse con la protección de distancia y la teleprotección. El 87L necesita un canal de fibra óptica dedicado entre los dos extremos de la línea, lo que añade coste de comunicaciones. A cambio ofrece selectividad absoluta, despeje en menos de 15ms e inmunidad frente a las oscilaciones de potencia y frente a la debilidad del nudo, cualidades muy valiosas en una red cuya potencia de cortocircuito varía según el escenario. El coste del canal se compensa con creces por la rapidez con que se despejan las faltas internas y por la robustez añadida ante la evolución del sistema.

La tercera decisión va en sentido contrario y demuestra que el diseño también ahorra cuando puede hacerlo sin perder prestaciones. Elegir transformadores de tensión capacitivos CPB 245 para el nivel de 220kV, en lugar de transformadores inductivos puros, resulta más económico y requiere menor espacio físico a esa tensión. Su único inconveniente son los transitorios subarmónicos del divisor capacitivo, que se corrige sin coste adicional activando la compensación de respuesta CVT que los propios relés ya traen de serie. En la misma línea, aprovechar el interruptor 52-11 de forma compartida entre la posición de línea y la de transformador de Navallo evita duplicar el interruptor de 245kV, que es la partida más cara de todo el presupuesto, y también los transformadores de medida de alta tensión asociados. En conjunto, estas decisiones ponen de manifiesto un criterio de diseño coherente, minimizar el coste donde no se compromete la fiabilidad, y reservar el gasto en aquellos elementos que aportan seguridad de forma determinante; es decir la redundancia, el diferencial de línea y los equipos de medida de alta tensión.

7.4 Análisis coste-beneficio

La evaluación de un sistema de protección atendiendo exclusivamente a su coste de adquisición ofrecería una perspectiva incompleta de su justificación económica. El complemento indispensable de ese análisis es la cuantificación del daño que el sistema evita. Un sistema de protección no genera ingresos por sí mismo, su rentabilidad está en impedir averías y pérdidas de producción que sin él, costarían mucho más que la propia inversión. Este apartado ofrece una valoración básica de ese equilibrio, en la línea del objetivo planteado en el Capítulo 1, sin pretender un cálculo de retorno cerrado, que exigiría datos de probabilidad de falta y de coste de indisponibilidad que quedan fuera del alcance de este trabajo.

El primer término del balance es el daño material que se evita cuando la protección actúa a tiempo. Una falta interna en un transformador de potencia que no se despeje con rapidez puede quemar el devanado y obligar a sustituir la máquina entera. El transformador T-1 de la SET Navallo, de 168MVA, y los tribobinados de la SET Valdeconejos son equipos cuyo coste de reposición es del mismo orden de magnitud que todo el sistema de protección presupuestado, cuando no superior. La filosofía de bloqueo mediante el relé 86, que impide volver a energizar un transformador dañado hasta que se inspeccione a mano, existe precisamente para que una falta interna no empeore al cerrar el interruptor sobre el equipo averiado. Evitar la pérdida de un único transformador a lo largo de la vida útil del sistema resultaría suficiente para amortizar sobradamente la inversión en protección.

El segundo término es la falta de ingresos por indisponibilidad. El sistema de protección es lo que permite evacuar con seguridad a la red los 160MW de generación fotovoltaica conectados en la SET Navallo. Una falta mal despejada que dejara la instalación fuera de servicio durante un periodo largo, ya sea por reparar un equipo de potencia o por una desconexión más amplia provocada por una pérdida de selectividad, supondría una pérdida de producción que, incluso con hipótesis prudentes de horas de funcionamiento y de precio de la energía, se acumula deprisa. La rapidez y la selectividad del esquema diseñado, que despeja la mayoría de las faltas en tiempos del orden de 65ms y deja sin tensión solo el elemento averiado, reducen tanto la probabilidad de daño permanente como la duración y la extensión de las interrupciones.

A estos dos términos directos se añade un beneficio sistémico, más difícil de cuantificar pero igual de real. En una red con cada vez más renovables, menos inercia y menor potencia de cortocircuito, una actuación intempestiva o una pérdida de selectividad pueden propagarse en forma de disparos en cascada y desencadenar un incidente mucho mayor que la falta que lo originó, como puso de manifiesto el episodio analizado en el Capítulo 1. Un sistema bien coordinado, que sabe distinguir una falta real de una perturbación pasajera y que respeta los márgenes de coordinación del operador, aporta un valor que va más allá de la propia instalación y contribuye a la estabilidad del conjunto de la red. Ponderando las tres fuentes de valor identificadas, la inversión de algo más de diez millones de euros de ejecución material queda plenamente justificada frente al coste potencial de los daños materiales, de la reducción de ingresos y de la inestabilidad sistémica que el esquema contribuye a evitar. La conclusión que

se desprende del análisis es que un diseño de protecciones riguroso y conforme a la normativa no constituye un gasto, sino una inversión en seguridad y en continuidad de servicio.

7.5 Análisis económico a lo largo de la vida útil

Para poder analizar la inversión con criterios económicos hace falta primero fijar el horizonte temporal adecuado. En un sistema de protección conviven activos con vidas útiles distintas, y la referencia regulatoria española proporciona el anclaje apropiado.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) establece para las instalaciones de transporte de electricidad una vida útil regulatoria de 40 años[53], que es la referencia sobre la que se calcula la retribución a la inversión en la Red de Transporte. Ese mismo horizonte resulta coherente con la durabilidad de los equipos de potencia y de medida del proyecto: los transformadores de intensidad y de tensión, los interruptores de alta tensión y la propia obra civil de la subestación son activos diseñados para una vida de servicio de ese orden[56].

Los relés de protección son el único componente con una vida útil significativamente inferior. Investigaciones con datos de campo de Schweitzer Engineering Laboratories (SEL)[54] han establecido que los relés microprocesador de gama alta fueron diseñados para una vida mínima de servicio de 20 años, y que los datos de devolución a fábrica muestran que la mayoría de unidades no ha alcanzado el fin de su vida útil a los 25 años. El consenso en el sector, recogido en múltiples foros especializados, sitúa el ciclo práctico de reposición en el entorno de los 20 años. Aplicando ese criterio al proyecto, los ocho IED (cuatro SIPROTEC 5 y cuatro Relion 670) precisarían una renovación única en torno al año 20 del horizonte de análisis. Este evento de inversión es el único CAPEX adicional relevante dentro del horizonte de 40 años.

Con estos datos se fija el horizonte de análisis en 40 años, con una sola renovación intermedia de los relés en el año 20. La tasa de descuento utilizada para actualizar los flujos futuros es la Tasa de Retribución Financiera (TRF) aprobada por la CNMC para el periodo regulatorio 2026-2031[52], que asciende al 6,58%, un punto básico por encima del periodo anterior, y que es la referencia de rentabilidad del capital para las inversiones en la Red de Transporte española.

Tabla 13. Parámetros del modelo económico

| Parámetro | Valor | Fuente / criterio |
|---|---------|---|
| Horizonte de análisis | 40 años | Vida útil regulatoria transporte (CNMC) |
| Tasa de descuento (WACC referencia) | 6,58% | TRF CNMC periodo 2026-2031 |
| Vida útil equipos de potencia (TC, TT, interruptores) | 40 años | Vida útil regulatoria / durabilidad técnica |

CAPÍTULO 7. ESTUDIO ECONÓMICO

| | | |
|-------------------------------------|---------------|---|
| Vida útil relés IED microprocesador | 20 años | <i>SEL data-driven study; consenso sector</i> |
| Reposición IEDs | Año 20 | <i>1 evento; coste base 1.200.000€ (€ actuales)</i> |
| Inflación asumida | 2,0%/año | <i>Objetivo BCE a largo plazo</i> |
| OPEX anual estimado | ~1% del CAPEX | <i>Referencia mantenimiento subestaciones AT</i> |

El CAPEX de la instalación es el presupuesto de ejecución material calculado en el apartado 7.2: 10.274.250 euros para el sistema de protecciones, sin incluir los equipos auxiliares pendientes de cotizar ni el IVA. A este importe se añade, en el año 20, la reposición de los ocho IED por un coste equivalente actual de 1.200.000 euros, que en términos nominales (con inflación del 2% anual acumulada) asciende a 1.783.137 euros.

La amortización contable sigue el método lineal diferenciado por tipo de activo. Para el grueso de la instalación, cuya vida útil se fija en 40 años, la cuota de amortización anual del componente no-IED asciende a 226.856 euros. Los IED se amortizan en 20 años (primera vida: 60.000 euros/año; segunda vida, a partir del año 21: 89.157 euros/año en términos nominales). La amortización total anual resulta de 286.856 euros en la primera etapa y de 316.013 euros en la segunda. La Tabla 14 resume la estructura de costes anuales.

Tabla 14. Estructura de costes anuales (€/año)

| Concepto | Años 1-20 | Años 21-40 |
|---|-----------|---------------------------------|
| Amortización infraestructura (ex-IED), vida 40 a. | 226.856 | 226.856 |
| Amortización IED | 60.000 | 89.157 (nominal, IED renovados) |
| OPEX (mantenimiento, ~1% CAPEX) | 102.742 | 102.742 |
| Total coste anual (contable) | 389.598 | 418.755 |

Actualizando todos los desembolsos futuros a la tasa de referencia del 6,58%, el coste total de ciclo de vida del sistema de protecciones, expresado en euros de hoy, asciende a 12.212.147 euros. El desglose es el siguiente: los 10.274.250 euros del CAPEX inicial representan el 84% del total; el valor actual de los gastos anuales de mantenimiento a lo largo de 40 años alcanza 1.439.391 euros (12%); y el valor actual de la reposición de los IED en el año 20 suma 498.506 euros (4%). La dominancia del CAPEX inicial, que supone cinco de cada seis euros del coste de ciclo de vida, tiene una implicación práctica importante: las decisiones de diseño que se toman antes de la puesta en servicio determinan casi la totalidad del coste de por vida del sistema, lo que subraya la importancia de un diseño bien ejecutado.

Tabla 15. Coste de ciclo de vida actualizado (tasa 6,58%, horizonte 40 años)

| Componente | Importe (€) | % del total |
|--|-------------|-------------------|
| CAPEX inicial (año 0) | 10.274.250 | 84,1% |
| VA OPEX mantenimiento (años 1-40) | 1.439.391 | 11,8% |
| VA reposición IEDs (año 20) | 498.506 | 4,1% |
| Coste total de ciclo de vida (LCCA) | | 12.212.147 |

Para completar el análisis desde la perspectiva económica del titular de la instalación es necesario cuantificar los beneficios que la inversión genera. En el apartado 7.4 se identificaron tres fuentes de beneficio: el daño material que se evita al despejar rápidamente las faltas sobre los transformadores de potencia, el lucro cesante que se evita al minimizar el tiempo de indisponibilidad, y el beneficio sistémico de contribuir a la estabilidad de la red. Los dos primeros son susceptibles de cuantificación orientativa.

El coste de reposición de un transformador de potencia de 168MVA, nivel de tensión 220/30kV, se estima de forma conservadora en 5.000.000 euros, importe que refleja el mercado de transformadores de gran potencia pero que en ningún caso debe tomarse como precio definitivo sin una consulta al fabricante ya que en este nivel de potencia, los transformadores se fabrican a especificación exacta del cliente. El lucro cesante por indisponibilidad se calcula a partir de los 160MW de generación fotovoltaica cuya evacuación depende del correcto funcionamiento del sistema de protecciones. Con un factor de capacidad del 20% (estimación conservadora para instalaciones FV en Teruel, zona de alta irradiación pero con restricciones de red) y un precio de referencia de la energía de 80 euros por MWh, la pérdida de producción durante 12 meses de indisponibilidad alcanza 22,4 millones de euros. El daño económico total de un único evento de falta severa no despejada, contando reposición del transformador y un año de lucro cesante, se situaría en torno a 27,4 millones de euros.

El beneficio esperado anual se obtiene ponderando ese daño por la probabilidad de ocurrencia. Siguiendo una hipótesis conservadora de un evento grave cada 20 años en una instalación de este tipo, el beneficio esperado anual es de 1,37 millones de euros. Con este supuesto, el payback simple de la inversión es de 7,5 años, muy inferior al horizonte de análisis de 40 años. El Valor Actual Neto de la inversión, calculado como la diferencia entre el valor actual de los beneficios esperados y el coste total actualizado, con tasa del 6,58%, resulta positivo en 7,0 millones de euros. La Tasa Interna de Retorno asciende al 12,0%, lo que representa una prima de 5,4 puntos porcentuales sobre la tasa de referencia regulatoria, un margen amplio que refleja el alto valor del daño que se evita.

Tabla 16. Resumen del análisis de rentabilidad (escenario central)

CAPÍTULO 7. ESTUDIO ECONÓMICO

| Indicador | Valor |
|--|----------------|
| CAPEX total (sin IVA) | 10.274.250€ |
| Coste de ciclo de vida actualizado (LCCA) | 12.212.147€ |
| Beneficio esperado anual (escenario central: 1 evento/20 años) | 1.370.000€/año |
| Payback simple | 7,5 años |
| VAN (r = 6,58%, N = 40 años) | + 7.000.000€ |
| TIR | 12,0% |
| Prima sobre TRF regulatoria (6,58%) | + 5,4 p.p. |

Los resultados anteriores dependen de dos hipótesis que conviene someter a análisis de sensibilidad: la probabilidad del evento de daño y la tasa de descuento. La Tabla 17 presenta el payback y el VAN para distintas combinaciones.

Tabla 17. Análisis de sensibilidad del VAN (M€) y payback (años)

| Prob. evento | 4.00% | 5.58% | 6.58% | 8.00% | 10.00% |
|-------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| 1/10 años (payback 4a) | +41.2 | +31.0 | +26.2 | +20.8 | +15.3 |
| 1/15 años (payback 6a) | +23.1 | +16.5 | +13.4 | +9.9 | +6.3 |
| 1/20 años (payback 7a) | +14.0 | +9.3 | +7.0 | +4.5 | +1.9 |
| 1/30 años (payback 11a) | +5.0 | +2.0 | +0.6 | -1.0 | -2.6 |
| 1/40 años (payback 15a) | +0.5 | -1.6 | -2.6 | -3.7 | -4.8 |

El análisis de sensibilidad muestra que el VAN permanece positivo en todos los escenarios salvo el más pesimista (una falta grave cada 40 años con tasa de descuento del 10%), donde el VAN es todavía de +1,9 millones de euros. Incluso en ese escenario extremo el payback es de 15 años, inferior al horizonte de análisis. La conclusión es robusta: el proyecto presenta un VAN positivo bajo prácticamente cualquier hipótesis razonable sobre la frecuencia de faltas graves y la tasa de descuento aplicada. La TIR del 12% en el escenario central ofrece un margen de seguridad suficiente respecto a la tasa regulatoria de referencia como para que la inversión pueda considerarse sólidamente justificada.

Capítulo 8. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

8.1 Conclusiones técnicas sobre el sistema de protecciones

El objetivo central de este trabajo, el diseño y dimensionamiento del sistema de protecciones de las posiciones que conforman la evacuación de las plantas fotovoltaicas de Navallo, se ha alcanzado de forma completa. Para cada una de las tres posiciones estudiadas (el transformador T-1 de la SET Navallo, la línea aérea de 220kV Navallo-Valdeconejos y los transformadores T-1 y T-2 de la SET Valdeconejos) se ha definido un esquema conforme al nivel de equipamiento 2SP que exige el CGP-SEE, con dos cadenas de protección redundantes e independientes.

Dicha redundancia se ha materializado empleando relés de dos fabricantes distintos (Siemens SIPROTEC 5 y Hitachi Energy Relion 670), de modo que un fallo de modo común en el firmware o en el hardware de una familia de IED no pueda dejar la posición desprotegida. La protección principal de los transformadores recae en la función diferencial 87T, respaldada por las protecciones mecánicas (Buchholz 63 e imagen térmica 49T), la sobreexcitación 24 y las sobreintensidades de fase y homopolar como apoyo. La línea se protege mediante diferencial 87L y distancia 21, complementadas con la direccional de tierra 67N y un esquema de teleprotección.

En la posición del transformador T-1 de la SET Navallo, la diferencial 87T se ha configurado con dos ajustes específicos: la compensación del desfase del grupo Dyn11 y el bloqueo por segundo armónico de la corriente de magnetización, de modo que la energización del transformador no provoque disparos erróneos. La función 87T reside en los relés Siemens 7UT85 y 7UT86, uno por cada cadena de protección. En la línea de 220 kV, la protección principal es el diferencial de línea 87L, basado en el principio fasorial con datos sincronizados entre extremos; el respaldo lo proporcionan la protección de distancia 21 con esquema de teleprotección y la direccional de tierra 67N, conforme al nivel de equipamiento 2SP/1C. Por último, en la SET Valdeconejos se han resuelto las particularidades de dos transformadores tribobinados operando en paralelo: la zona diferencial de cada unidad se ha adaptado a sus tres devanados, y el sistema de medida de tensión de barra se ha centralizado en el triple transformador de tensión de barra compartido (3TTB), ajustado a lo previsto en el apartado 3.1 del CGP-SEE.

El dimensionamiento de los transformadores de medida se ha verificado frente a la saturación transitoria conforme a la norma IEEE C37.110, garantizando que los núcleos de protección conservan su precisión ante las corrientes de cortocircuito y las componentes aperiódicas calculadas. La coordinación y la selectividad del conjunto, analizadas en el Capítulo 6, confirman que el sistema despeja las faltas dentro de los márgenes normativos: la protección principal actúa en tiempos del orden de 65ms y el tiempo total por fallo de interruptor se mantiene en 270ms, por debajo del límite de 300ms fijado por el CGP-SEE.

La verificación de la coordinación, recogida en el Capítulo 6, ha confirmado además los puntos más comprometidos de la cadena: el escalonamiento entre la sobreintensidad temporizada 51 de los transformadores y la tercera zona de la distancia 21 de la línea, la actuación del fallo de interruptor 50BF como límite inferior de los tiempos de respaldo y el correcto encaje de las zonas de la 21 con el punto de carga en el plano R-X. A ello se añade la filosofía de bloqueo mediante el relé 86 Master Trip, que garantiza que, ante una falta interna, el equipo afectado no pueda volver a energizarse hasta su inspección, reforzando la seguridad del conjunto.

En conjunto, el sistema diseñado responde a los requisitos de selectividad, rapidez, sensibilidad y fiabilidad establecidos en el marco teórico, y constituye una solución robusta, redundante y plenamente conforme a la reglamentación vigente para la integración segura de la generación renovable en la red de transporte.

8.2 Conclusiones sobre los condensadores síncronos

La evaluación de los condensadores síncronos desarrollada en el Capítulo 5 permite responder de forma matizada a la pregunta de si son necesarios en el punto de conexión estudiado. Desde el punto de vista del régimen permanente, las simulaciones de flujo de cargas demuestran que el sistema converge sin dificultad en todos los escenarios analizados y que la potencia reactiva la suministra casi en su totalidad la conexión de 220kV con la red, por lo que la operación normal del sistema no depende de los compensadores.

Tampoco resultan imprescindibles desde la óptica de las protecciones. Aunque su presencia eleva la potencia de cortocircuito en todos los nudos (hasta un 25,5% en las barras de 220kV de los transformadores tribobinados), el sistema mantiene de sobra sin ellos niveles de cortocircuito suficientes para garantizar la correcta operación de los relés y los tiempos de despeje previstos.

Su valor real, no obstante, reside en la aportación de inercia cinética física y de soporte dinámico de tensión durante las perturbaciones, prestaciones que ninguna de las tecnologías alternativas analizadas (SVC, STATCOM, baterías con respuesta rápida de frecuencia o condensadores estáticos) ofrece de forma tan completa. En una red con creciente penetración renovable y baja inercia, esa contribución refuerza la estabilidad de frecuencia y la calidad de la tensión en los instantes críticos posteriores a una falta. Cabe concluir, por tanto, que los condensadores síncronos no son estrictamente necesarios para la operación del sistema en este punto, pero constituyen una inversión razonable y orientada al futuro si se valora el refuerzo de inercia y de tensión que aportan de cara a la integración masiva de renovables.

En términos cuantitativos, las simulaciones de cortocircuito mostraron que la contribución de los compensadores es muy desigual según el nudo: mientras que en las barras de 220kV próximas a su conexión el incremento de potencia de cortocircuito es notable, en los nudos más alejados resulta marginal, lo que confirma que su efecto es fundamentalmente local. Esta

localización refuerza la idea de que su instalación responde más a una estrategia de red orientada al futuro que a una necesidad operativa inmediata del sistema estudiado.

8.3 Conclusiones del estudio económico

El estudio económico del Capítulo 7 cifra el presupuesto de ejecución material del sistema en algo más de diez millones de euros, una cantidad en la que tres partidas (los transformadores de potencia, los condensadores síncronos y la obra de las posiciones de alta tensión) concentran la mayor proporción del coste, mientras que los relés y los transformadores de medida, pese a su papel determinante, representan una fracción reducida del total.

El análisis coste-beneficio confirma que la inversión está plenamente justificada. Evitar la pérdida de un único transformador de potencia a lo largo de la vida útil de la instalación sería suficiente para amortizar sobradamente el coste del sistema de protecciones, a lo que se añade el valor de evitar el lucro cesante por indisponibilidad y la contribución a la estabilidad del conjunto. Se concluye, en consecuencia, que un diseño de protecciones riguroso y conforme a la normativa no constituye un gasto, sino una inversión en seguridad y en continuidad de servicio.

Conviene matizar, por último, que el presupuesto obtenido corresponde a la ejecución material y que su mayor incertidumbre se concentra en las partidas estimadas de forma porcentual (ingeniería, montaje y pruebas), mientras que el grueso del coste, asociado a equipos con precio unitario y cantidad trazables, resulta razonablemente firme. Aun considerando esa incertidumbre, el orden de magnitud de la inversión no altera la conclusión del análisis coste-beneficio.

8.4 Líneas de trabajo futuro

El trabajo desarrollado abre varias líneas de continuación que permitirían profundizar en los resultados obtenidos y superar algunas de las limitaciones asumidas:

- Simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo (RMS y EMT) que validen la contribución de los condensadores síncronos a la inercia y al soporte de tensión en régimen transitorio, más allá del análisis de cortocircuito y de flujo de cargas en régimen permanente realizado.
- Ampliación del estudio de cortocircuitos con una licencia completa de PSS®E que elimine las restricciones de la versión XPLORE 36 (en particular el límite de generadores renovables), empleando los datos reales de impedancias y potencias de las líneas y los equipos.
- Ajuste detallado y ensayo de los relés mediante inyección secundaria y ficheros COMTRADE, que permita verificar en laboratorio las curvas y los tiempos de actuación calculados.

- Desarrollo de la arquitectura de comunicaciones y de la ciberseguridad de la subestación conforme a la norma IEC 62443, incluyendo el bus de estación IEC 61850 y la teleprotección.
- Análisis de fiabilidad y disponibilidad (RAMS) del sistema de protecciones que cuantifique la mejora aportada por la redundancia 2SP frente a una configuración convencional.

El conjunto de estas líneas permitiría consolidar el diseño propuesto y avanzar hacia su implantación real, en un contexto en el que la integración masiva de generación renovable hace cada vez más exigente el papel de los sistemas de protección de la red de transporte.

Bibliografía

- [1] Red Eléctrica de España (REE), "Integración de renovables," ree.es. [En línea].
- [2] Red Eléctrica de España (REE), "Informe del Sistema Eléctrico: Informe resumen de energías renovables 2025," Mar. 2026.
- [3] Red Eléctrica de España (REE), "Informe resumen de energías renovables 2024," Mar. 2025.
- [4] Red Eléctrica de España (REE), "Energías renovables," ree.es. [En línea].
- [5] Red Eléctrica de España (REE), "La producción renovable crece en España un 10,3% en 2024 y alcanza sus mayores registros," Nota de Prensa, Mar. 2025.
- [6] "Inercia Síncrona: Apagones o Desafíos en la transición hacia energías Renovables," uni75paimo.org.
- [7] Eadic, "Condensadores síncronos para la estabilidad de la red eléctrica," Oct. 2022.
- [8] Red Eléctrica de España (REE), "Afecciones de solicitudes de acceso con compensadores síncronos a la seguridad del sistema: Informe justificativo del Operador".
- [9] LWS Academy, "Apagón España 2025: Lecciones Red Eléctrica y Renovables".
- [10] J. L. Chávez Calva, "Apagón de España en abril de 2025: ¿Las renovables oficialmente exoneradas o una clara advertencia?," Substack, Mar. 2026. [En línea].
- [11] G. Fernández, "Estudio de la inercia del sistema eléctrico y análisis del apagón ibérico de abril de 2025," germanfernandez.com. [En línea].
- [12] UNEF, "Comunicado conjunto: Informe final ENTSO-E sobre el apagón ibérico," Mar. 2026. [En línea].
- [13] Varios autores, "Apagón España 2025: Lecciones Red Eléctrica y Renovables," Locos de Wall Street, May. 2025. [En línea]
- [14] ENTSO-E Expert Panel, Final Report on the 28April 2025 Blackout in Spain and Portugal, ENTSO-E, Mar. 2026.
- [15] Asociación Empresarial Eólica, "Análisis del informe final de ENTSO-E y recomendaciones de la CNMC," Mar. 2026. [En línea].
- [16] P. Sánchez Molina, "ENTSO-E señala fallos sistémicos en la operación, la generación y la regulación," pv magazine España, Mar. 2026. [En línea].
- [17] ENTSO-E, "High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Effects on System Inertia," Technical Report, Bruselas, 2020.
- [18] CIGRE Working Group B5.69, "Experience and practices with synchronous condensers for grid support," CIGRE Science & Engineering, vol. 22, pp. 45-58, Oct. 2021.

- [19] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. Nueva York, NY, EE. UU.: McGraw-Hill, 1994.
- [20] J. Machowski, Z. Bialek, y J. R. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control*, 3.^a ed. Chichester, Reino Unido: Wiley, 2020.
- [21] Red Eléctrica de España (REE), "Estudio de la respuesta de frecuencia y la RoCoF ante la pérdida de inercia convencional en el sistema peninsular," Informe Técnico OS, Madrid, 2024.
- [22] National Grid ESO, "Stability Phase 2: Synchronous Condensers and Grid-Forming Converters for System Strength," Discussions Paper, Londres, 2022.
- [23] IEEE Power & Energy Society, "Contribution of Synchronous Condensers to Short-Circuit Power in Weak Grids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 38, n.º 2, pp. 1120-1132, mar. 2023.
- [24] GE Renewable Energy, "Synchronous Condensers: Dynamic technology for grid stabilization," White Paper, 2023.
- [25] Siemens Energy, "Siemens Energy Synchronous Condenser Solutions for Grid Stability," Technical Brochure, Erlangen, 2024.
- [26] ABB, "Synchronous Condensers with Flywheels: Maximizing inertia for renewable integration," Application Note, Zurich, 2022.
- [27] CIGRE Green Books, *Electricity Supply Systems of the Future*. París: Springer, 2020, ch. 4.
- [28] A. R. van C. Warrington, "Protective Relays: Their Theory and Practice", vol. 1, 3.^a ed. Londres: Chapman and Hall, 1968.
- [29] J. L. Blackburn y T. J. Domin, "Protective Relaying: Principles and Applications", 4.^a ed. Boca Ratón, FL: CRC Press, 2014.
- [30] Red Eléctrica de España, *Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español (CGP-SEE)*, Mayo 2024.
- [31] IEEE Std C37.2-2008, "IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations". Nueva York: IEEE, 2008.
- [32] IEC 61869-2:2012, *Instrument transformers — Part 2: Additional requirements for current transformers*.
- [33] IEEE C37.110-2007, *IEEE Guide for the Application of Current Transformers*.
- [34] IEEE C37.91-2008, *IEEE Guide for Protecting Power Transformers*.
- [35] IEEE C37.113-2015, *IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines*.
- [36] IEC 60076-5:2006, *Power transformers — Part 5: Ability to withstand short circuit*. Ginebra: IEC, 2006.
- [37] IEC 60076-7:2018, *Power transformers — Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers*. Ginebra: IEC, 2018.

- [38] IEEE Std C57.12.00-2015, IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers. Nueva York: IEEE, 2015.
- [39] IEC 61869-1:2023, Instrument transformers — Part 1: General requirements. Ginebra: IEC, 2023.
- [40] IEC 61869-3:2011, Instrument transformers — Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers. Ginebra: IEC, 2011.
- [41] IEC 61869-5:2011, Instrument transformers — Part 5: Additional requirements for capacitor voltage transformers. Ginebra: IEC, 2011.
- [42] Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-RAT 01 a 23. BOE núm. 139, 9 de junio de 2014.
- [43] IEC 62443-2-1:2010, Industrial communication networks — Network and system security — Part 2-1: Establishing an industrial automation and control system security program. Ginebra: IEC, 2010.
- [44] NERC CIP-014-3, Physical Security. North American Electric Reliability Corporation, 2018.
- [45] IEC 61850-8-1:2011, Communication networks and systems for power utility automation — Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) — Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3, International Electrotechnical Commission, Ginebra, 2011.
- [46] Artech, "Combined Instrument Transformer CA-245 — Technical Data Sheet," Mungia, Bizkaia, 2024. [En línea].
- [47] IEEE Std C37.106-2022, IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants. Nueva York: IEEE, 2022.
- [48] Red Eléctrica de España, Criterios de ajuste y coordinación de protecciones en la red peninsular de alta tensión de transporte y distribución, Red Eléctrica de España, Departamento de Seguridad del Sistema, Madrid, España, feb. 2017.
- [49] IEC 60255-151:2009, Measuring relays and protection equipment — Part 151: Functional requirements for over/under current protection, International Electrotechnical Commission, Ginebra, 2009.
- [50] IEC 60909-0:2016, Short-circuit currents in three-phase a.c. systems — Part 0: Calculation of currents. Ginebra: IEC, 2016.
- [51] IEC 62351 (serie), Power systems management and associated information exchange — Data and communications security. Ginebra: IEC.

[52] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), "Circulares de retribución de las redes eléctricas: tasa de retribución financiera del 6,58 % para el periodo 2026-2031," Nota de prensa, Madrid, dic. 2025. [En línea].

[53] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica (vida útil regulatoria de 40 años), Madrid, 2025.

[54] K. Zimmerman, A. Genz, T. Mooney y M. Leoni, "The Useful Life of Microprocessor-Based Relays: A Data-Driven Approach," Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), Pullman, WA, EE. UU., Technical Paper, 2020.

[55] Market.us, "Synchronous Condenser Market Size, Share and Cost Analysis," Market Research Report, 2024. [En línea].

[56] IEC 60076-7:2018, Power transformers — Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers (referencia de vida útil de equipos de potencia). Ginebra: IEC, 2018.

Índice de tablas

Tabla 1. Datos técnicos del transformador T-1 de la SET Navallo (220/30kV, 168MVA, Dyn11)

Tabla 2. Datos técnicos de los transformadores T-1 y T-2 de la SET Valdeconejos

Tabla 3. Resultados del análisis de falta trifásica (3LF): PSS®E, IEC 60909, C = 1,10

Tabla 4. Corrientes pasantes máximas por transformador: falta trifásica, C = 1,10

Tabla 5. Comparación de la potencia de cortocircuito en los nudos con y sin condensadores síncronos

Tabla 6. Componentes del tiempo de actuación del fallo de interruptor (50BF)

Tabla 7. Cadena de coordinación por escalones y tipo de falta

Tabla 8. Tiempos máximos de despeje según el modo de fallo (CGP-SEE)

Tabla 9. Filosofía global de despeje por elemento protegido

Tabla 10. Coste de suministro de los equipos de protección

Tabla 11. Presupuesto de ejecución material estimado (sistema de protecciones)

Tabla 12. Estimación de coste de los condensadores síncronos (partida opcional, no incluida en el total de protecciones)

Tabla 13. Parámetros del modelo económico

Tabla 14. Estructura de costes anuales (€/año)

Tabla 15. Coste de ciclo de vida actualizado (tasa 6,58%, horizonte 40 años)

Tabla 16. Resumen del análisis de rentabilidad (escenario central)

Tabla 17. Análisis de sensibilidad del VAN (M€) y payback (años)

Tabla 18. Ajustes finales por función ANSI — SET Navallo (T-1, 220/30 kV, 168 MVA, Dyn11)

Tabla 19. Ajustes finales por función ANSI — Línea aérea 220 kV Navallo–Valdeconejos

Tabla 20. Ajustes finales por función ANSI — SET Valdeconejos (T-1 y T-2)

Índice de figuras

[Figura 1. Diagrama unifilar del sistema a estudiar](#)

[Figura 2. Esquema unifilar de protecciones de la SET Navallo — Transformador T-1](#)

[Figura 3. Esquema unifilar de protecciones de la línea aérea 220kV Navallo–Valdeconejos](#)

[Figura 4. Esquema unifilar de protecciones de la SET Valdeconejos — Transformadores T-1 y T-2](#)

[Figura 5. Planta general de la SET Navallo, Fase 4](#)

[Figura 6. Sección longitudinal A-A' de la SET Navallo, Fase 4](#)

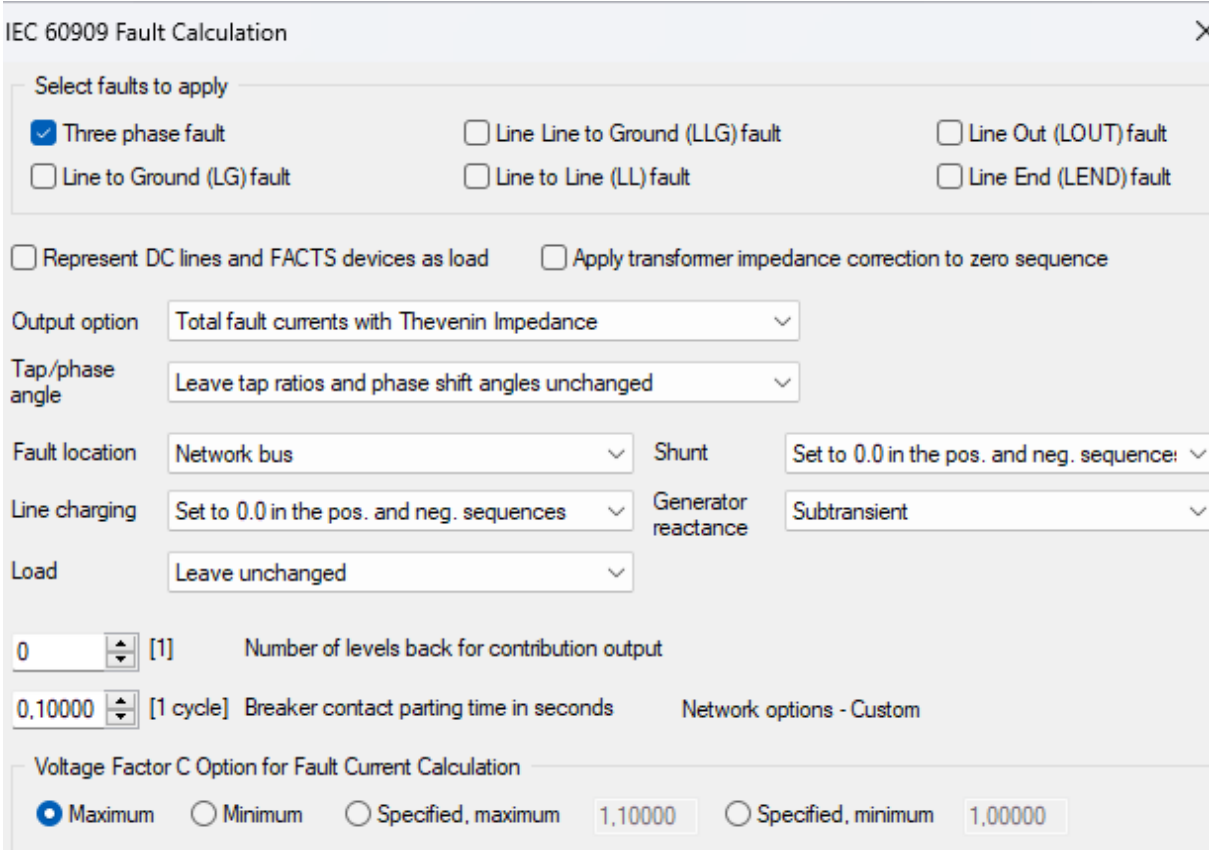
[Figura 7. Planta general de la ampliación de la SET Valdeconejos](#)

[Figura 8. Curvas características normalizadas IEC 60255-151 \(\$T_p = 1,0\$ \)](#)

[Figura 9. Escalonamiento temporal de la cadena de coordinación \(faltas entre fases\)](#)

[Figura 10. Coordinación t-I \(ejemplo\): 51 del transformador frente a la 21 de la línea](#)

Configuración de cálculo de las corrientes de cortocircuito en PSSE XPLORE 36 mediante el cálculo de faltas según la norma IEC 60909.



IEC 60909 Fault Calculation

Select faults to apply

Three phase fault Line Line to Ground (LLG) fault Line Out (LOUT) fault
 Line to Ground (LG) fault Line to Line (LL) fault Line End (LEND) fault

Represent DC lines and FACTS devices as load Apply transformer impedance correction to zero sequence

Output option: Total fault currents with Thevenin Impedance

Tap/phase angle: Leave tap ratios and phase shift angles unchanged

Fault location: Network bus Shunt: Set to 0.0 in the pos. and neg. sequence:

Line charging: Set to 0.0 in the pos. and neg. sequences Generator reactance: Subtransient

Load: Leave unchanged

0 [1] Number of levels back for contribution output

0,10000 [1 cycle] Breaker contact parting time in seconds Network options - Custom

Voltage Factor C Option for Fault Current Calculation

Maximum Minimum Specified, maximum 1,10000 Specified, minimum 1,00000

Resultados de ensayo de cortocircuito:

SCMVA = PU MVA * SBASE = sqrt(3) * I"k (in kA) * bus base kV [where SBASE=100.0 MVA and is defined at 1 PU voltage]

VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=50.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.100 seconds
 <-SCMVA-> <-Sym I'k rms--> <----ip(B)-----> <----ip(C)-----> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
 RE(I) IM(I) RE(I) IM(I) RE(I) IM(I) /I/ /I/ /I/
 X----- BUS -----X PU PU PU PU PU PU PU PU PU
 10 [NAVALLO_30 30.000] 3PH 13.18 3.3927 -12.7403 7.0090 -26.3205 7.1143 -26.7157 4.6045 12.4388 13.2637
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.021470+j0.080623, 3.75522

VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=50.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.100 seconds
 <-SCMVA-> <-Sym I'k rms--> <----ip(B)-----> <----ip(C)-----> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
 RE(I) IM(I) RE(I) IM(I) RE(I) IM(I) /I/ /I/ /I/
 X----- BUS -----X PU PU PU PU PU PU PU PU PU
 20 [NAVALLO_220 220.00] 3PH 25.88 5.4570 -25.3020 13.6065 -63.0878 11.7108 -54.2983 0.9721 21.4746 21.4966
 Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.008960+j0.041543, 4.63660

VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=50.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.100 seconds
 <-SCMVA-> <-Sym I'k rms--> <----ip(B)-----> <----ip(C)-----> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
 RE(I) IM(I) RE(I) IM(I) RE(I) IM(I) /I/ /I/ /I/
 X----- BUS -----X PU PU PU PU PU PU PU PU PU
 30 [VALDECO_220 220.00] 3PH 33.23 4.8217 -32.8785 12.9482 -88.2919 11.0012 -75.0156 3.1231 25.5633 25.7533
 Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.004803+j0.032752, 6.81888

VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=50.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.100 seconds
 <-SCMVA-> <-Sym I'k rms--> <----ip(B)-----> <----ip(C)-----> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
 RE(I) IM(I) RE(I) IM(I) RE(I) IM(I) /I/ /I/ /I/
 X----- BUS -----X PU PU PU PU PU PU PU PU PU
 40 [BAR_220_SYNC220.00] 3PH 31.98 5.7013 -31.4650 14.7342 -81.3162 12.4505 -68.7129 0.3456 25.2142 25.2166
 Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.006133+j0.033848, 5.51888

VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=50.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.100 seconds
 <-SCMVA-> <-Sym I'k rms--> <----ip(B)-----> <----ip(C)-----> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
 RE(I) IM(I) RE(I) IM(I) RE(I) IM(I) /I/ /I/ /I/
 X----- BUS -----X PU PU PU PU PU PU PU PU PU
 41 [SYNC_1 15.000] 3PH 19.15 3.2712 -18.8669 7.4136 -42.7588 7.3709 -42.5122 20.9365 14.6716 25.5655
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.009814+j0.056602, 5.76758

VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=50.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.100 seconds
 <-SCMVA-> <-Sym I'k rms--> <----ip(B)-----> <----ip(C)-----> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
 RE(I) IM(I) RE(I) IM(I) RE(I) IM(I) /I/ /I/ /I/
 X----- BUS -----X PU PU PU PU PU PU PU PU PU
 41 [SYNC_1 15.000] 3PH 19.15 3.2712 -18.8669 7.4136 -42.7588 7.3709 -42.5122 20.9365 14.6716 25.5655
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.009814+j0.056602, 5.76758

VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=50.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.100 seconds
 <-SCMVA-> <-Sym I'k rms--> <----ip(B)-----> <----ip(C)-----> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
 RE(I) IM(I) RE(I) IM(I) RE(I) IM(I) /I/ /I/ /I/
 X----- BUS -----X PU PU PU PU PU PU PU PU PU
 42 [SYNC_2 15.000] 3PH 19.15 3.2712 -18.8669 7.4136 -42.7588 7.3709 -42.5122 20.9365 14.6716 25.5655
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.009814+j0.056602, 5.76758

VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=50.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.100 seconds
 <-SCMVA-> <-Sym I'k rms--> <----ip(B)-----> <----ip(C)-----> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
 RE(I) IM(I) RE(I) IM(I) RE(I) IM(I) /I/ /I/ /I/
 X----- BUS -----X PU PU PU PU PU PU PU PU PU
 43 [SYNC_3 15.000] 3PH 20.93 3.7578 -20.5888 8.4327 -46.2027 8.3875 -45.9551 21.7309 16.3326 27.1843
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.009437+j0.051705, 5.47898

VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=50.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.100 seconds
 <-SCMVA-> <-Sym I'k rms--> <----ip(B)-----> <----ip(C)-----> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
 RE(I) IM(I) RE(I) IM(I) RE(I) IM(I) /I/ /I/ /I/
 X----- BUS -----X PU PU PU PU PU PU PU PU PU
 44 [SIS_AUX_SYNC30.000] 3PH 14.93 4.5968 -14.2064 9.0442 -27.9513 8.9761 -27.7411 0.0118 13.3628 13.3628
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.022679+j0.070091, 3.09054

VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=50.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.100 seconds
 <-SCMVA-> <-Sym I'k rms--> <----ip(B)-----> <----ip(C)-----> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
 RE(I) IM(I) RE(I) IM(I) RE(I) IM(I) /I/ /I/ /I/
 X----- BUS -----X PU PU PU PU PU PU PU PU PU
 50 [RED_220 220.00] 3PH 33.88 3.5179 -33.6930 9.9348 -95.1519 8.4672 -81.0959 36.5926 24.6018 44.0938
 Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:0.003372+j0.032296, 9.57765

Resultados de cortocircuito con los compensadores síncronos desconectados del sistema eléctrico modelado en PSSE.

SCMVA = PU MVA * SBASE = sqrt(3) * I"k (in kA) * bus base kV [where SBASE=100.0 MVA and is defined at 1 PU voltage]

| VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=50.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.100 seconds | | | | | | | | | | | | |
|---|----------------------|-----|---------------------------------|--------|----------|--------|----------|--------|----------|---------|---------|---------|
| <-SCMVA-> <-Sym I'k rms--> <----ip(B)-----> <----ip(C)-----> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib> | | | | | | | | | | | | |
| | | | RE(I) | | IM(I) | | RE(I) | | IM(I) | | /I/ | |
| X----- | BUS | X | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | |
| 10 | [NAVALLO_30 30.000] | 3PH | 12.28 | 2.7892 | -11.9637 | 5.9441 | -25.4961 | 5.9752 | -25.6292 | 4.3907 | 11.2923 | 12.1159 |
| THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) | | | Z+:0.020331+j0.087205, 4.28929 | | | | | | | | | |
| VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=50.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.100 seconds | | | | | | | | | | | | |
| <-SCMVA-> <-Sym I'k rms--> <----ip(B)-----> <----ip(C)-----> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib> | | | | | | | | | | | | |
| | | | RE(I) | | IM(I) | | RE(I) | | IM(I) | | /I/ | |
| X----- | BUS | X | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | |
| 20 | [NAVALLO_220 220.00] | 3PH | 21.92 | 3.5569 | -21.6283 | 9.3617 | -56.9258 | 7.9291 | -48.2142 | 1.0133 | 17.4662 | 17.4956 |
| THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) | | | Z+:0.008144+j0.049520, 6.08069 | | | | | | | | | |
| Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15). | | | | | | | | | | | | |
| VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=50.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.100 seconds | | | | | | | | | | | | |
| <-SCMVA-> <-Sym I'k rms--> <----ip(B)-----> <----ip(C)-----> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib> | | | | | | | | | | | | |
| | | | RE(I) | | IM(I) | | RE(I) | | IM(I) | | /I/ | |
| X----- | BUS | X | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | |
| 30 | [VALDECO_220 220.00] | 3PH | 26.68 | 2.6466 | -26.5454 | 7.4856 | -75.0817 | 6.2726 | -62.9152 | 3.0198 | 19.7574 | 19.9869 |
| THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) | | | Z+:0.004091+j0.041031, 10.03010 | | | | | | | | | |
| Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15). | | | | | | | | | | | | |
| VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=50.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.100 seconds | | | | | | | | | | | | |
| <-SCMVA-> <-Sym I'k rms--> <----ip(B)-----> <----ip(C)-----> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib> | | | | | | | | | | | | |
| | | | RE(I) | | IM(I) | | RE(I) | | IM(I) | | /I/ | |
| X----- | BUS | X | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | |
| 40 | [BAR_220_SYNC220.00] | 3PH | 23.83 | 3.4411 | -23.5818 | 9.2484 | -63.3797 | 7.7412 | -53.0510 | 0.3868 | 18.3429 | 18.3469 |
| THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) | | | Z+:0.006665+j0.045674, 6.85304 | | | | | | | | | |
| Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15). | | | | | | | | | | | | |
| VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=50.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.100 seconds | | | | | | | | | | | | |
| <-SCMVA-> <-Sym I'k rms--> <----ip(B)-----> <----ip(C)-----> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib> | | | | | | | | | | | | |
| | | | RE(I) | | IM(I) | | RE(I) | | IM(I) | | /I/ | |
| X----- | BUS | X | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | |
| 41 | [SYNC_1 15.000] | 3PH | 7.11 | 2.5709 | -6.6279 | 4.8215 | -12.4298 | 4.7864 | -12.3395 | 0.0001 | 6.7913 | 6.7913 |
| THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) | | | Z+:0.055957+j0.144258, 2.57802 | | | | | | | | | |
| VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=50.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.100 seconds | | | | | | | | | | | | |
| <-SCMVA-> <-Sym I'k rms--> <----ip(B)-----> <----ip(C)-----> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib> | | | | | | | | | | | | |
| | | | RE(I) | | IM(I) | | RE(I) | | IM(I) | | /I/ | |
| X----- | BUS | X | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | |
| 42 | [SYNC_2 15.000] | 3PH | 7.11 | 2.5709 | -6.6279 | 4.8215 | -12.4298 | 4.7864 | -12.3395 | 0.0001 | 6.7913 | 6.7913 |
| THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) | | | Z+:0.055957+j0.144258, 2.57802 | | | | | | | | | |
| VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=50.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.100 seconds | | | | | | | | | | | | |
| <-SCMVA-> <-Sym I'k rms--> <----ip(B)-----> <----ip(C)-----> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib> | | | | | | | | | | | | |
| | | | RE(I) | | IM(I) | | RE(I) | | IM(I) | | /I/ | |
| X----- | BUS | X | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | |
| 43 | [SYNC_3 15.000] | 3PH | 19.10 | 2.6563 | -18.9153 | 6.2474 | -44.4878 | 6.0874 | -43.3489 | 20.2043 | 14.3462 | 24.7795 |
| THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) | | | Z+:0.008009+j0.057029, 7.12105 | | | | | | | | | |
| VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=50.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.100 seconds | | | | | | | | | | | | |
| <-SCMVA-> <-Sym I'k rms--> <----ip(B)-----> <----ip(C)-----> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib> | | | | | | | | | | | | |
| | | | RE(I) | | IM(I) | | RE(I) | | IM(I) | | /I/ | |
| X----- | BUS | X | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | |
| 44 | [SIS_AUX_SYNC30.000] | 3PH | 13.51 | 3.6527 | -13.0058 | 7.4490 | -26.5225 | 7.3202 | -26.0641 | 0.0149 | 11.7086 | 11.7087 |
| THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) | | | Z+:0.022017+j0.078394, 3.56055 | | | | | | | | | |
| VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=50.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.100 seconds | | | | | | | | | | | | |
| <-SCMVA-> <-Sym I'k rms--> <----ip(B)-----> <----ip(C)-----> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib> | | | | | | | | | | | | |
| | | | RE(I) | | IM(I) | | RE(I) | | IM(I) | | /I/ | |
| X----- | BUS | X | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | PU | |
| 50 | [RED_220 220.00] | 3PH | 28.88 | 1.4932 | -28.8387 | 4.2235 | -81.5682 | 3.7467 | -72.3608 | 32.6660 | 20.0033 | 38.3040 |
| THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) | | | Z+:0.001970+j0.038041, 19.31314 | | | | | | | | | |
| Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15). | | | | | | | | | | | | |

Anexo B. Fichas técnicas de los equipos seleccionados

B.1 Siemens SIPROTEC 5: 7UT85 / 7UT86 / 7SL87

<https://support.industry.siemens.com/cs/document/109742405/siptotec-5-7ut85-86-87-protecci%C3%B3n-diferencial-de-transformadores-manual?dti=0&dl=es&lc=en-LS>

B.2 Hitachi Energy Relion 670: RET670 / REL670 / REC670

https://library.e.abb.com/public/3c51f878cc617834c1257cdd0055ebb3/1MRG014097_en_Relion_670-650_series_Hardware_650_1.3_IEC_and_ANSI.pdf

B.3 Siemens Energy 3AP1 FI/FG (interruptor 245kV)

<https://cdn.cocodoc.com/cocodoc-form-pdf/pdf/20545625-fillable-siemens-3ap1-breaker-services-form.pdf>

B.4 MR Reinhausen MESSKO MSAFE / COMPACT

<https://www.reinhausen.com/portfolio/protective-devices>

B.5 Hitachi Energy RXMS 1 (Master Trip)

<https://publisher.hitachienergy.com/documents?cid=9AAC710450>

B.6 Artech CA-245 (TC 245kV, alta tensión) y B.7 Artech CA-36 (TC 36kV, baja tensión y neutro)

DISEÑO Y FABRICACIÓN

El conductor primario del transformador de intensidad es normalmente una barra de paso (con o sin reconexiones externas), o a veces un arrollamiento (también llamado bobinado). Los secundarios, que son uno o varios núcleos con sus correspondientes arrollamientos, se encuentran en la parte superior de la unidad, dentro de la envolvente exterior de aluminio.

Estas partes activas se encuentran dentro de una envolvente metálica que actúa como una pantalla de baja tensión, con el aislamiento principal de papel-aceite colocado alrededor, terminando con una pantalla de alta tensión. El espacio entre esta pantalla y la envolvente exterior está lleno de aceite. Las salidas de los cables secundarios van a la caja de los terminales secundarios a través de una borna condensadora aislada mediante papel-aceite, con varias pantallas para una distribución adecuada del campo eléctrico.



CARACTERÍSTICAS

- › Gran precisión (hasta 0,1%), invariable a lo largo de la vida del aparato, con la máxima fiabilidad.
- › Todo tipo de núcleos de medición y protección: multiratio, lineales...
- › Amplia gama de corrientes primarias: de 1 a 5.000 A.
- › Reconexión primaria y/o secundaria.
- › Gran capacidad para corrientes nominales y de cortocircuito muy altas.
- › Diseño de seguridad reforzada.
- › Gran robustez mecánica.
- › Excelente respuesta en condiciones ambientales extremas: Temperaturas de -60°C a +60°C, grandes altitudes, zonas de peligro sísmico, vientos fuertes, etc.
- › Sin necesidad de mantenimiento durante toda su vida útil de más de 30 años. Sólo se recomienda la monitorización periódica.
- › Toma de medida de la Tangente Delta (DDF) para ensayos in situ.
- › Válvula de toma de muestras de aceite e indicador del nivel de aceite para la monitorización.
- › Sellado hermético que garantiza una absoluta estanqueidad con el mínimo volumen de aceite. Cada unidad se prueba individualmente.
- › Sistema de compensación del nivel de aceite que regula eficazmente los cambios en el volumen de aceite debidos fundamentalmente a la variación de la temperatura.
- › Disponibilidad de laboratorios propios homologados oficialmente.
- › Certificaciones del sistema de gestión de la calidad: ISO9001, ISO14001 y OHSAS 18001.
- › Cada unidad pasa ensayos de rutina siguiendo las normas aplicables.
- › Informes completos de ensayos tipo en conformidad con las normas internacionales.
- › Cumplimiento de todas las normas a nivel internacional y nacional.
- › Respeta el medio ambiente. Los materiales empleados en su construcción son reciclables y resistentes a la intemperie. Su avanzado diseño respeta la normativa medioambiental mediante el uso de aceites aislantes de alta calidad y libres de PCB.
- › Tamaño reducido gracias a un diseño compacto que facilita el transporte, almacenamiento y montaje, y reduce el impacto visual.
- › Puede ser transportado y almacenado de forma horizontal o vertical.

OPCIONES:

- › Ensayo de arco interno según norma IEC 61869 y otras.
- › Aisladores de porcelana o poliméricos.
- › Terminales secundarios precintables.
- › Diferentes prensaestopas y accesorios disponibles.
- › Amplia variedad de terminales primarios y secundarios.
- › Dispositivos de protección secundaria dentro de la caja de terminales (explosores...).
- › Toma de tensión capacitiva.

| Aislamiento de papel-aceite > Modelo CA | | | | | | | | | |
|---|---------------------------------|----------------------------|---------------------|----------------|-----------------------------|-------------|--------|--------|-----------|
| Modelo | Tensión máxima de servicio (kV) | Tensiones de ensayo | | | Línea de fuga estándar (mm) | Dimensiones | | | Peso (kg) |
| | | Frecuencia industrial (kV) | Impulso (BIL) (kVp) | Maniobra (kVp) | | A (mm) | T (mm) | H (mm) | |
| CA-36 | 36 | 70 | 170 | - | 900 | 350 | 1350 | 1750 | 220 |
| CA-52 | 52 | 95 | 250 | - | 1300 | 350 | 1350 | 1750 | 220 |
| CA-72 | 72.5 | 140 | 325 | - | 1825 | 350 | 1350 | 1750 | 220 |
| CA-100 | 100 | 185 | 450 | - | 2500 | 350 | 1350 | 1750 | 220 |
| CA-123 | 123 | 230 | 550 | - | 3075 | 350 | 1785 | 2230 | 265 |
| CA-145 | 145 | 275 | 650 | - | 3625 | 350 | 1785 | 2230 | 265 |
| CA-170 | 170 | 325 | 750 | - | 4250 | 350 | 1945 | 2390 | 305 |
| CA-245 | 245 | 460 | 1050 | - | 6125 | 350 | 2590 | 2975 | 375 |
| | | 395 | 950 | | | | | | |
| CA-300 | 300 | 460 | 1050 | 850 | 7500 | 450 | 3070 | 3455 | 600 |
| CA-362 | 362 | 510 | 1175 | 950 | 9050 | 600 | 4015 | 4495 | 1090 |
| | | 630 | 1425 | | | | | | |
| CA-420 | 420 | 575 | 1300 | 1050 | 10500 | 600 | 4015 | 4495 | 1090 |
| | | 630 | 1425 | | | | | | |
| CA-525 | 550 | 680 | 1550 | 1175 | 13125 | 600 | 4525 | 5195 | 1150 |
| CA-550 | 550 | 800 | 1800 | 1175 | 13750 | 600 | 5205 | 5960 | 1700 |
| | | 880 | 1950 | | | | | | |
| CA-765 | 800 | 975 | 2100 | 1550 | 15300 | 600 | 5720 | 6650 | 2250 |
| | | 880 | 1950 | | | | | | |

B.8 Hitachi Energy CPB 245 (TT capacitivo 245kV)

<https://publisher.hitachienergy.com/documents?cid=9AAC710332>

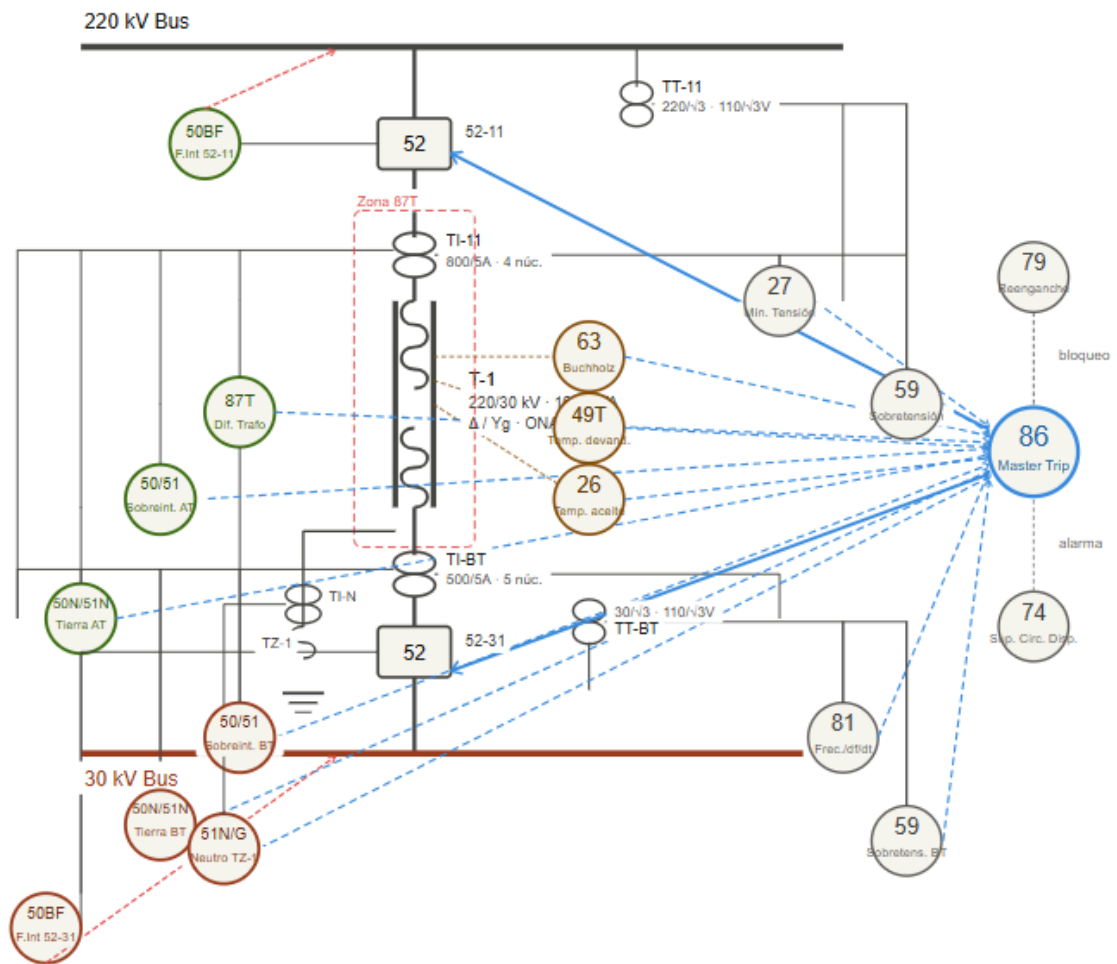
| CPB | | |
|-------------------------------|-------|--|
| Installation | | Outdoor |
| Design | | Capacitor type, complies with IEC |
| Insulation CVD EMU | | Aluminum-foil / paper / polypropylene-film, synthetic oil Paper - mineral oil |
| Highest voltage for equipment | kV | 72 - 800 |
| Voltage factor (Vf) | | Up to 1.9/8 hrs |
| Insulators | | Porcelain / Silicon rubber |
| Creepage distance | mm/kV | > 25 Longer on request |
| Ambient temperature | °C | -40 to +40 Others on request |
| Design altitude | m | Maximum 1000 Others on request |

B.9 Schneider GHA (interruptor SF₆ 36kV bajo envoltente metálica)

<https://www.se.com/cl/es/product-range/60685-gha/?parent-subcategory-id=87901#overview>

Anexo C. Diagramas unifilares de protecciones

C.1 SET Navallo: Transformador T-1



Legenda — T-1 SET Navallo 220/30 kV · 168 MVA · Δ/Yg

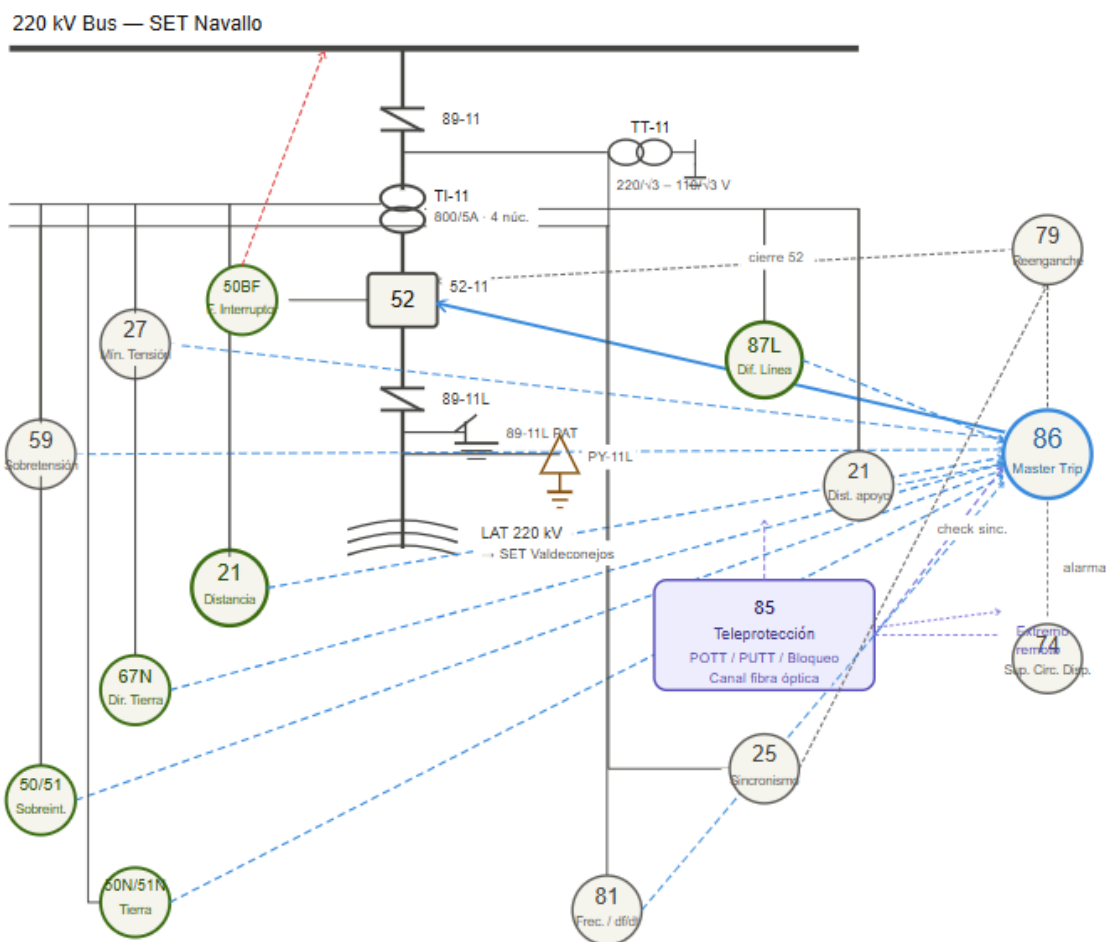
| | | | |
|----------------------------|---------------------------|---------------------------------|--------------|
| Obligatorio CGP — lado AT | Obligatorio CGP — lado BT | Protección propia trafo (campo) | Recomendable |
| Señal → relé 86 (disparo) | Disparo remoto (50BF) | Orden 86 → 52 | Señal alarma |
| CT (Transf. de Intensidad) | VT (Transf. de Tensión) | 52 Interruptor automático | Zona 87T |

Nivel 2SP (CGP-SEE Mayo 2024 §1.3): IED-A (núcleos 1-2 de TI-11) e IED-B (núcleos 3-4 de TI-11) — baterías CC independientes, sin lógica compartida
79 bloqueado por 86 en transformadores — sin reenganche automático según CGP-SEE · RD 337/2014 ITC-RAT 15 · IEEE C37.91

63 Buchholz: alarma en acumulación lenta de gas / disparo en flujo brusco · 49T disparo a 120°C · 26 alarma a 95°C / disparo a 115°C

79 Reenganche: aplica a posición de línea 220kV (no al trafo). Se incluye aquí para mostrar bloqueo desde 86 del trafo hacia la posición de línea

C.2 Línea 220kV Navallo → Valdeconejos



Leyenda — Posición de línea 220 kV · Navallo → Valdeconejos

- | | | |
|--|------------------------------|--------------------------|
| Obligatorio CGP — protección principal | Señal disparo → relé 86 | CT — señal de intensidad |
| Recomendable / apoyo | Disparo remoto barras (50BF) | VT — señal de tensión |
| Teleprotección (canal de comunicación) | Señal teleprotección 85 | Interruptor automático |
| | Orden 86 → 52-11 (disparo) | |

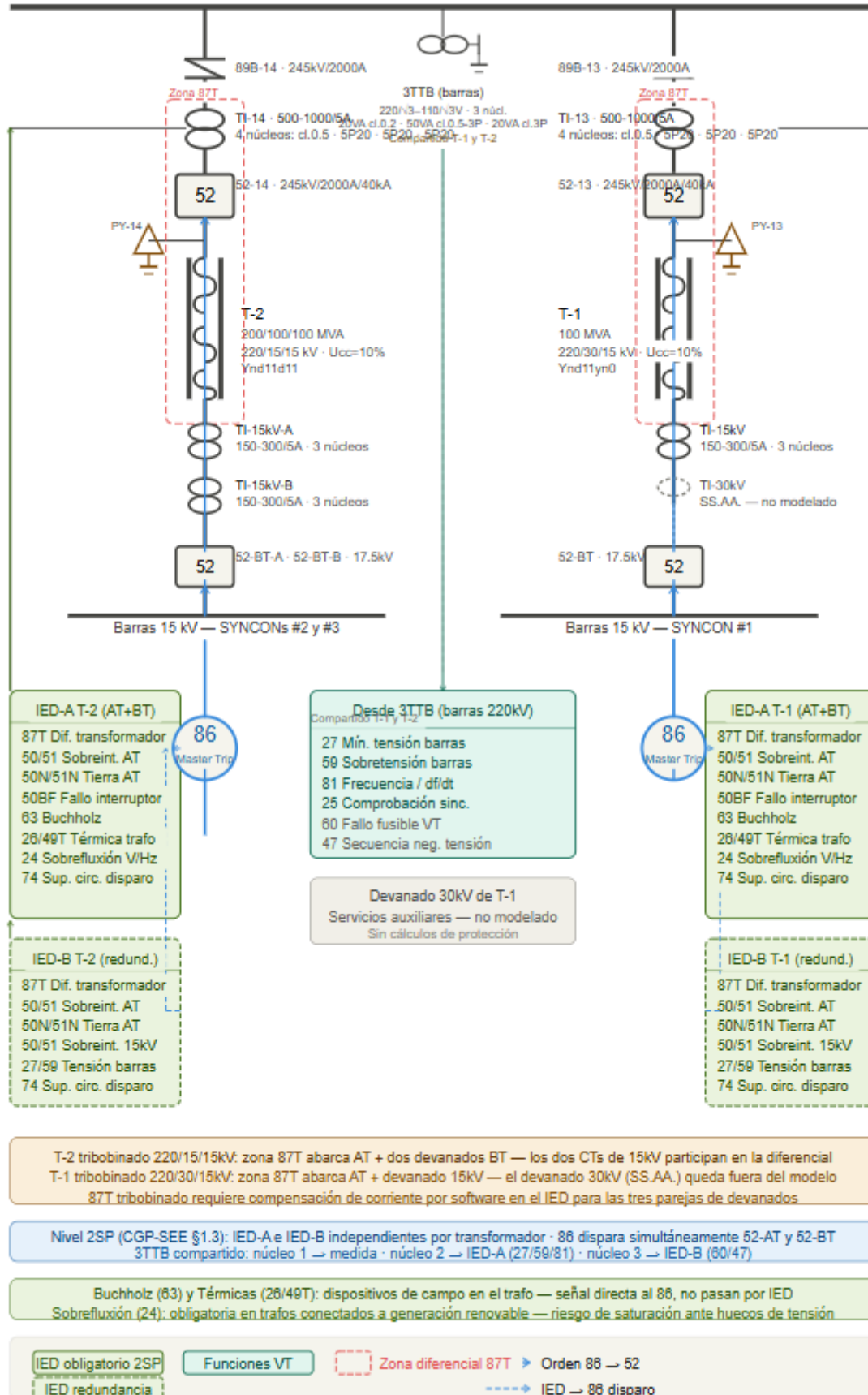
Nivel 2SP/1C (CGP-SEE Mayo 2024 §1.5.2): dos sistemas de protección principal — IED-A con 87L + 21 (Relé 1) e IED-B con 21 + 67N (Relé 2) Reenganche monofásico/trifásico (79) supervisado por comprobación de sincronismo (25) — sin reenganche si 86 del trafa ha actuado

85 Teleprotección: esquema POTT (permissive overreaching transfer trip) recomendado por REE para líneas de transporte — canal fibra óptica dedicado

21 Distancia: zonas 1 (85-90% línea, instantáneo), zona 2 (120% línea, ~500 ms), zona 3 (apoyo remoto, ~1s) — ajuste tras estudio de cortocircuito

C.3 SET Valdeconejos — Transformadores T-1 y T-2

Barras 220 kV — SET Seccionadora SYNCONs



Anexo D. Tablas de ajustes finales

D.1 Ajustes por función ANSI: SET Navallo

En esta tabla se recogen los ajustes definitivos y los criterios de las funciones de protección de la posición del transformador T-1 de la SET Navallo, integrando los valores dimensionados en el Capítulo 4 y los criterios de coordinación desarrollados en el Capítulo 6. Conviene comentar que algunas celdas aparecen marcadas como «proyecto»: esto indica que el valor final depende del proyecto constructivo o de los datos de ensayo de los equipos suministrados, y por tanto no se ha asignado ningún valor numérico en este trabajo para no introducir cifras que no puedan verificarse.

Tabla 18. Ajustes finales por función ANSI — SET Navallo (T-1, 220/30 kV, 168 MVA, Dyn11)

| Función ANSI | IED / cadena | Ajuste · criterio | Valor | Tiempo · curva · observación |
|--------------------|------------------------|---|--|--|
| 87T | 7UT85 (A) / RET670 (B) | Idmin, pte. m1/m2, bloqueo 2.º arm. | Proyecto (Cap. 4) | Inst. (<15 ms); estab. 2.º/5.º arm.; comp. Dyn11; slope-2 ref. I _{pas} =3,46 kA |
| 87N (REF) | 7UT85 (A) | Umbral diferencial restringida | Proyecto | Tierra restringida lado AT (neutro TZ-1) |
| 51 fase (AT) | 7UT85 / RET670 | Arranque $\geq 1,40 \cdot I_{n_AT}$ | $\geq 617 \text{ A} \rightarrow 3,86 \text{ A sec}$ | Curva IEC inversa (ver D.4); apoyo subest./remoto |
| 50 fase (AT) | 7UT85 / RET670 | máx(8·In ; 1,30·I _{pas} ,AT) | $\geq 4 498 \text{ A} \rightarrow 28,1 \text{ A sec}$ | Cota inferior; cota sup. 0,85·I _{cc} ,min; proyecto ¹ |
| 51 fase (BT 30 kV) | 7UT85 / RET670 | Arranque $\geq 1,40 \cdot I_{n_BT}$ | $\geq 4 527 \text{ A} \rightarrow 4,53 \text{ A sec}$ | Curva IEC inversa (ver D.4) |
| 50 fase (BT 30 kV) | 7UT85 / RET670 | $\geq 8 \cdot I_{n_BT}$ (cota inrush) | $\geq 25 866 \text{ A} \rightarrow 25,9 \text{ A sec}$ | Cota superior: proyecto ¹ |
| 50N/51N | 7UT85 / RET670 | Umbral homopolar sensible | Proyecto | En ambos lados del transformador |
| 51NG (neutro) | TI-N 400/5 (5P10) | Corriente de retorno a tierra | Proyecto | Medida sensible en el neutro de TZ-1 |
| 50BF (50S-62) | 7UT85 / RET670 | Arranque $\approx 10\% \cdot I_n$; presupuesto t | 130+100+40 = 270 ms | $\leq 300 \text{ ms}$ (CGP-SEE); ver Tabla 6 |
| 27 / 59 / 81 | 7UT85 / RET670 | Umbral U / f | Proyecto (P.O.) | Complementarias de barra |
| 74 | 7UT85 / RET670 | Supervisión continua | Binaria | Circuito de disparo |
| 63 / 49T / 26 | MESSKO → 86 | Buchholz / imagen térmica / nivel | Fábrica | Cableadas al 86 (independientes del IED) |
| 86 (lockout) | RXMS 1 | Rearme manual | t _{op} 5–8 ms | Dispara ambos interruptores |

¹ El estudio de cortocircuito del Capítulo 3 únicamente tabula la falta trifásica, es decir, la máxima según IEC 60909 con $C = 1,10$. La cota superior de la función 50 (0,85·I_{cc},min, correspondiente a la falta bifásica pura) y, con ella, el arranque definitivo, quedan diferidos al proyecto constructivo. Los valores secundarios se calculan como $I_{sec} = I_{prim} \cdot 5/RTC$, aplicando las relaciones de transformación del apartado 4.1.2 (TI-11 800/5, TI-BT 5000/5).

D.2 Ajustes por función ANSI: Línea 220kV

La tabla siguiente recoge los ajustes de la posición de línea aérea 220 kV Navallo–Valdeconejos. Los alcances de la función de distancia 21 se expresan en ohmios primarios respecto a la impedancia estimada de la línea ($Z_1 \approx 16,3 \Omega \angle 79^\circ$, apartado 4.2.2); el valor secundario equivalente aparece entre paréntesis y se obtiene aplicando el factor $RTC/RTT = (800/5)/(220 \text{ kV}/110 \text{ V}) = 0,08$. Estos parámetros deben considerarse preliminares, ya que quedan condicionados al proyecto definitivo de la línea, cuyos datos de secuencia y longitud exacta están fuera del alcance del presente trabajo.

Tabla 19. Ajustes finales por función ANSI — Línea aérea 220 kV Navallo–Valdeconejos

| Función ANSI | IED / cadena | Ajuste · criterio | Valor | Tiempo · curva · observación |
|----------------------|----------------|--|---|---|
| 87L | 7SL87 (A) | $I_{dmin} = 0,20 \cdot I_n$; comp. capacitiva | $I_{dmin} = 0,20 \cdot I_n (\approx 30 \text{ A comp.})$ | Inst. (<15 ms); fibra IEEE C37.94 64 kbit/s; inhibe si falla canal |
| 21 — Zona 1 | 7SL87 / REL670 | $0,85 \cdot Z_L$ | $13,9 \Omega \angle 79^\circ (1,11 \Omega \text{ sec})$ | Instantánea |
| 21 — Zona 2 | 7SL87 / REL670 | $1,20 \cdot Z_L$ | $19,6 \Omega (1,56 \Omega \text{ sec})$ | 500 ms; permisiva POTT |
| 21 — Zona 3 | 7SL87 / REL670 | Apoyo remoto | $\approx 50\text{--}60 \Omega (\approx 4,0\text{--}4,8 \Omega \text{ sec})$ | 1,0 s |
| K0 (comp. homopolar) | 7SL87 / REL670 | $(Z_0 - Z_1)/(3 \cdot Z_1)$ | $ K_0 \approx 0,65 \angle -5^\circ$ | Igual en Z1 y Z2 (criterio REE) |
| 67N | REL670 (B) | Ángulo característico 60° sobre 3U0 | Etapas: proyecto | Etapas TD (apoyo Z3) + sobrealcance (permisiva POTT) |
| 50/51 (apoyo) | 7SL87 / REL670 | > carga máx. (criterio circuito) | Proyecto ¹ | $I_{\text{carga}} \approx 921 \text{ A}$ (351 MVA); $I_{\text{th}} = 920 \text{ A}$ |
| 50BF (50S-62) | 7SL87 / REL670 | Presupuesto t | 270 ms | $\leq 300 \text{ ms}$ (CGP-SEE) |
| 79 (reenganche) | 7SL87 (A) | Pausa monopolar / tripolar | 1,0 s / 3,0 s | Bloqueo ante 86 del T-1 (interruptor 52-11 compartido) |
| 25 (sincronismo) | 7SL87 (A) | $\Delta U / \Delta \phi / \Delta f$ | $<10\% / <30^\circ / <0,2 \text{ Hz}$ | Habilita el cierre tripolar |
| 74 | 7SL87 / REL670 | Supervisión continua | Binaria | Circuito de disparo |
| POTT (teleprot.) | 7SL87 / REL670 | Canal de fibra dedicado | — | Acelera la Z2 para faltas internas |

¹ El criterio de circuito de REE exige que el relé sea capaz de detectar la falta monofásica resistiva hasta 150Ω y que, al mismo tiempo, no actúe ante una sobrecarga del 115% de la capacidad nominal en condiciones de subtensión del 85% de U_n con ángulo de carga comprendido entre $\pm 45^\circ$. El arranque de las funciones de sobreintensidad de apoyo se ajustará por encima de la corriente de carga máxima una vez que se disponga del proyecto de línea.

D.3 Ajustes por función ANSI: SET Valdeconejos

Esta tabla recoge los ajustes de los dos transformadores reductores que operan en paralelo en la SET Valdeconejos. La configuración de ambas unidades difiere en un aspecto relevante: el T-1 es tribobinado pero su terciario de 30 kV queda excluido de la zona diferencial 87T para el

estudio de este proyecto, mientras que en el T-2 los dos devanados de 15 kV sí se incluyen dentro de dicha zona. Esta diferencia queda reflejada en las dos primeras filas de la tabla. Por otra parte, la función de sobreexcitación 24 resulta específica de esta subestación, dado que la conexión de los condensadores síncronos puede generar condiciones de sobreflujo en el núcleo del transformador. Sus cuatro escalones se detallan tal como se dimensionaron en el apartado 4.3.3.

Tabla 20. Ajustes finales por función ANSI — SET Valdeconejos (T-1 y T-2)

| Función ANSI | IED / cadena | Ajuste · criterio | Valor | Tiempo · curva · observación |
|--------------------|------------------------|--|---|---|
| 87T (T-1) | 7UT86 (A) / RET670 (B) | Diferencial 2 devanados (AT+15 kV) | Umbrales: proyecto | Comp. Ynd11; terciario 30 kV excluido; slope-2 ref. I _{pas} =5,49 kA |
| 87T (T-2) | 7UT86 (A) / RET670 (B) | Diferencial tribobinado (3 entradas) | Umbrales: proyecto | Comp. Ynd11d11; filtrado homopolar AT; slope-2 ref. I _{pas} =5,02 kA |
| 24 — alarma | 7UT86 | 1,10 pu | 10 s | Riesgo V/f por SYNCONs sobreexcitados |
| 24 — disparo et. 1 | 7UT86 | 1,15 pu | Curva inversa | — |
| 24 — disparo et. 2 | 7UT86 | 1,25 pu | 2 s | — |
| 24 — instantánea | 7UT86 | 1,40 pu | 0,1 s | — |
| 51 fase AT (T-1) | 7UT86 / RET670 | Arranque $\geq 1,40 \cdot I_{n_AT}$ | $\geq 367 \text{ A} \rightarrow 3,67 \text{ A sec}$ | Curva IEC inversa (ver D.4) |
| 50 fase AT (T-1) | 7UT86 / RET670 | máx(8 · In ; 1,30 · I _{pas}) | $\geq 7 137 \text{ A} \rightarrow 71,4 \text{ A sec}$ | Cota inferior; cota sup.: proyecto ¹ |
| 51 fase AT (T-2) | 7UT86 / RET670 | Arranque $\geq 1,40 \cdot I_{n_AT}$ | $\geq 735 \text{ A} \rightarrow 3,68 \text{ A sec}$ | Curva IEC inversa (ver D.4) |
| 50 fase AT (T-2) | 7UT86 / RET670 | máx(8 · In ; 1,30 · I _{pas}) | $\geq 6 526 \text{ A} \rightarrow 32,6 \text{ A sec}$ | Cota inferior; cota sup.: proyecto ¹ |
| 51 fase BT 15 kV | 7UT86 / RET670 | Arranque $\geq 1,40 \cdot I_{n_BT}$ | $\geq 5 389 \text{ A} \rightarrow 6,74 \text{ A sec}$ | In _{sec} = 4,81 A (96% del TC 4000/5); curva IEC |
| 50N/51N (AT) | 7UT86 / RET670 | Umbral homopolar sensible | Proyecto | BT en triángulo: sin componente homopolar |
| 50BF (50S-62) | 7UT86 / RET670 | Presupuesto t (3API, lado AT) | 270 ms | $\leq 300 \text{ ms}$; interruptores 15 kV de vacío: t propio ² |
| 86 (lockout) | RXMS 1 (uno por trafo) | Rearme manual | t _{op} 5–8 ms | — |
| 63 / 49T / 26 | MESSKO → 86 | Mecánicas | Fábrica | Cableadas al 86 |

¹ La cota superior de la función 50 (0,85 · I_{cc}, mín. falta bifásica) no está tabulada en el Capítulo 3 y se determinará en el proyecto constructivo.

² El presupuesto de tiempo de la función 50BF de la Tabla 6 corresponde al interruptor de 220 kV (Siemens 3API, con tiempo de apertura de 40 ms); en el lado de 15 kV deberá utilizarse el tiempo de apertura propio del interruptor instalado (Schneider HD4), que habrá de confirmarse con la ficha técnica del equipo. Los valores secundarios de corriente se obtienen con TI-13 500/5 para el T-1, TI-14 1000/5 para el T-2 y TI-15kV 4000/5.

D.4 Curvas tiempo-corriente de las protecciones temporizadas

Las funciones de sobreintensidad a tiempo dependiente (51) de los devanados de los transformadores se ajustan a partir de las curvas tiempo-corriente normalizadas que define la norma IEC 60255-151 [49]. La Figura 8 muestra, para un factor de tiempo $T_p = 1,0$, las cuatro familias disponibles. Sus expresiones analíticas son las siguientes:

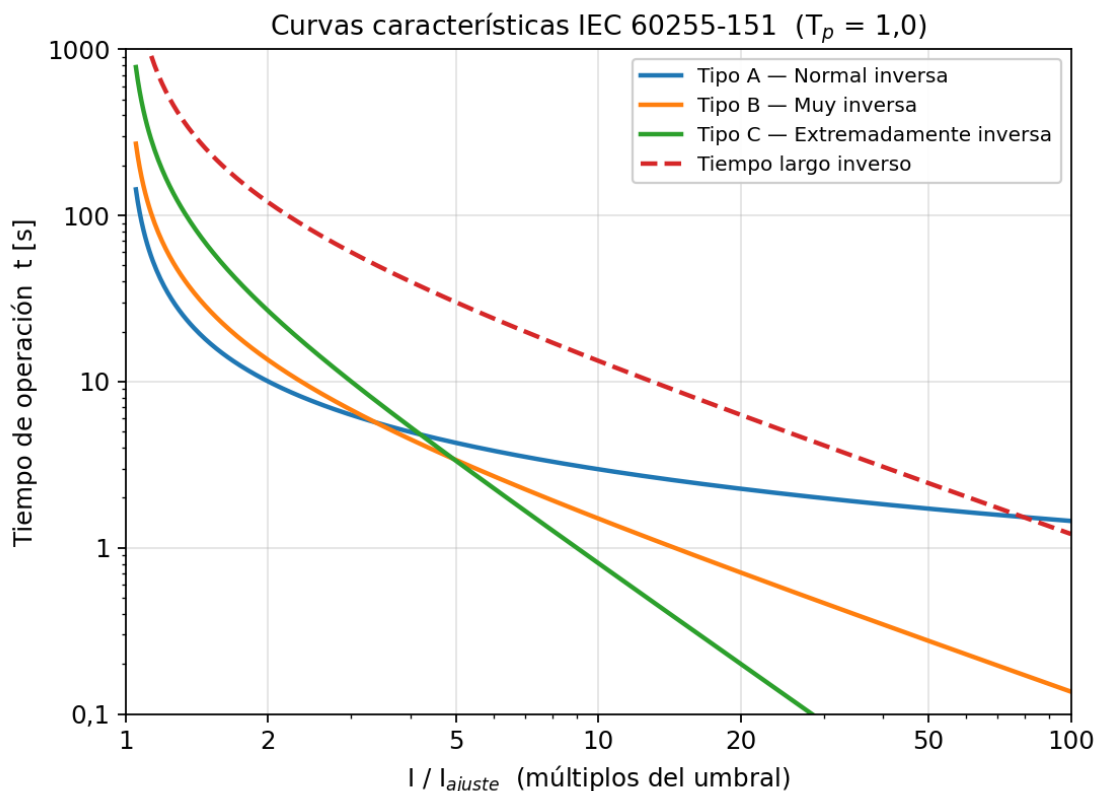
$$\text{Tipo A (normal inversa): } t = 0,14 / [(I/I_{aj})^{0,02} - 1] \cdot T_p$$

$$\text{Tipo B (muy inversa): } t = 13,5 / [(I/I_{aj}) - 1] \cdot T_p$$

$$\text{Tipo C (extremadamente inversa): } t = 80 / [(I/I_{aj})^2 - 1] \cdot T_p$$

$$\text{T tiempo largo inverso: } t = 120 / [(I/I_{aj}) - 1] \cdot T_p$$

Figura 8. Curvas características normalizadas IEC 60255-151 ($T_p = 1,0$)

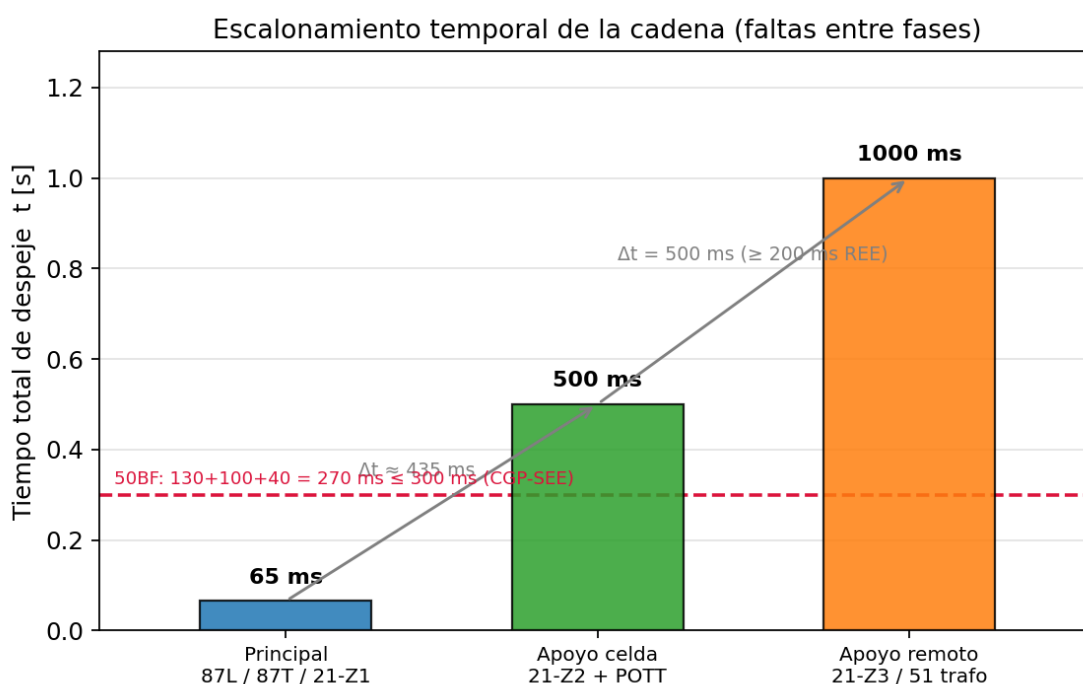


El documento de criterios de REE [48] recomienda emplear el mismo tipo de curva inversa a lo largo de toda la cadena transformador-salidas, de modo que el escalonamiento de tiempos se mantenga constante en todo el rango de corrientes, lo que simplifica la verificación de la selectividad. De las tres familias disponibles, la extremadamente inversa (Tipo C) es la opción técnicamente más adecuada para el respaldo de transformador, ya que su pendiente $t \propto 1/[(I/I_{aj})^2 - 1]$ reproduce la característica de daño térmico $I^2 \cdot t = K$ de la máquina. La elección definitiva, sin embargo, queda supeditada a la coordinación con las protecciones de las salidas

de 30 kV (parques fotovoltaicos) y de 15 kV (condensadores síncronos), cuyo análisis está fuera del alcance de este trabajo.

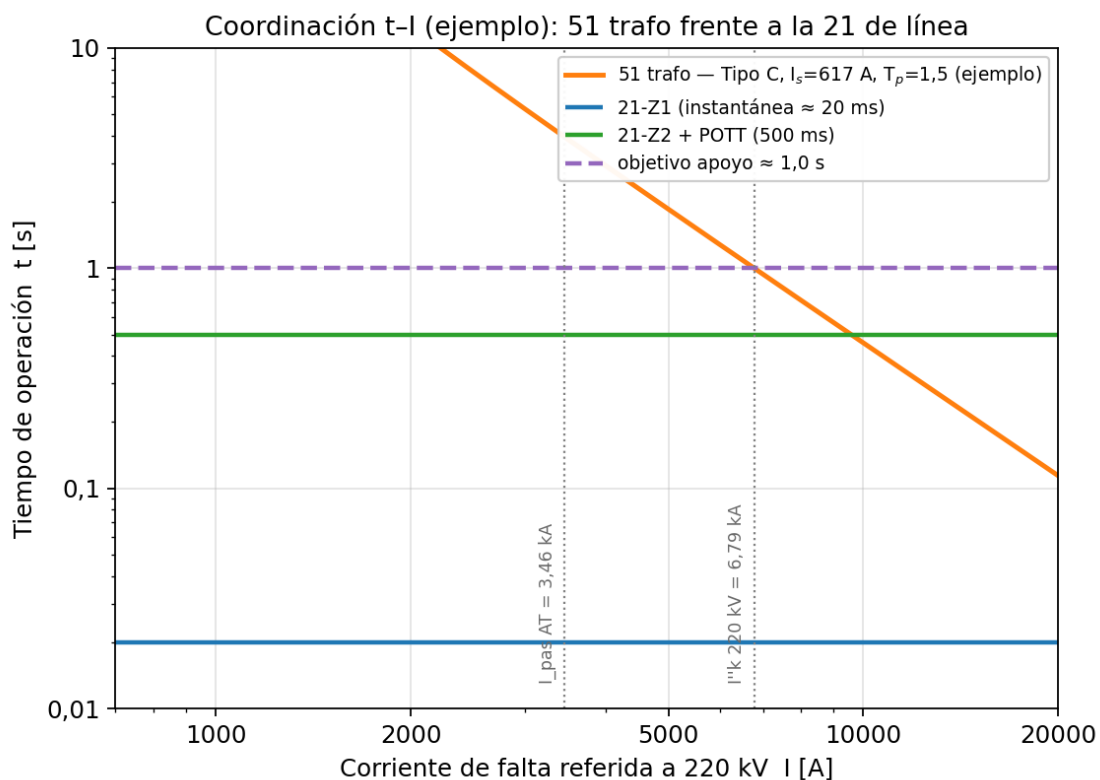
Determinación del factor T_p . Una vez seleccionados el tipo de curva y el arranque ($I_{aj} \geq 1,40 \cdot I_n$, Tablas 18 y 20), el factor de tiempo T_p se determina de forma que la función 51 alcance el objetivo de respaldo de aproximadamente 1,0 s establecido en el Capítulo 6, con un margen de coordinación $\Delta t = 200$ ms sobre la zona 2 de la línea. A modo de ejemplo, para la 51 de alta tensión del T-1 de Navallo (Tipo C, $I_{aj} = 617$ A), si se exige que actúe en 1,0 s ante la corriente de cortocircuito de la barra de 220 kV ($I''_k = 6,79$ kA, es decir $I/I_{aj} = 11,0$), se obtiene $T_p = (11,0^2 - 1)/80 \approx 1,5$, valor que se encuentra dentro del rango normalizado 0,05–3,2. Este cálculo tiene carácter ilustrativo del procedimiento, y los valores definitivos de T_p se establecerán en el proyecto constructivo, una vez conocidas las curvas reales de los equipos y los ajustes de las protecciones de las salidas.

Figura 9. Escalonamiento temporal de la cadena de coordinación (faltas entre fases)



La Figura 9 reproduce el escalonamiento temporal verificado en el Capítulo 6. La protección principal, que comprende las funciones 87L, 87T y la zona 1 de la 21, despeja la falta en torno a 65 ms. La zona 2 con teleprotección POTT actúa a 500 ms, y el apoyo remoto de la zona 3, junto con la 51 del transformador, se sitúa alrededor de 1,0 s. En cuanto a la función de fallo de interruptor (50BF), con un presupuesto de $130 + 100 + 40 = 270$ ms, queda por debajo del límite de 300 ms que fija el CGP-SEE para este modo de despeje.

Figura 10. Coordinación t-I (ejemplo): 51 del transformador frente a la 21 de la línea



La Figura 10 superpone, en el plano tiempo-corriente, la curva 51 del transformador del ejemplo anterior (Tipo C, $I_{aj} = 617$ A, $T_p = 1,5$) con los tiempos de actuación de las distintas zonas de la función de distancia 21 de la línea. Puede observarse que, ante la corriente de cortocircuito de la barra de 220 kV (6,79 kA), la función 51 opera en torno a 1,0 s, por encima del tiempo de la zona 2 (500 ms) y con el margen de coordinación previsto. El gráfico sirve como verificación cualitativa de la arquitectura temporal desarrollada en el Capítulo 6, y el ajuste numérico definitivo queda diferido al proyecto constructivo.